Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов

СПРАВОЧНИК ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНИКАМ
ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

Нур-Султан, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ 8
ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ 11
ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЕНИЯ 15
ГЛОССАРИЙ 17
1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ 20
1.1 Структура нефтегазоперерабатывающей отрасли 21
1.1.1 Переработка нефти 21
1.1.2 Переработка газа 24
1.2 Структура отрасли по видам исходного сырья 25
1.2.1 Сырая нефть 25
1.2.2 Природный и попутный нефтяной газ 27
1.3 Производственные мощности предприятий отрасли 29
1.3.1 Мощности по переработке нефти РК 29
1.4 Основная и побочная продукция, выпускаемая отраслью 34
1.4.1 Рынок нефти РК 37
1.4.2 Рынок природного газа 39
1.5 Технико-экономические характеристики 41
1.6 Основные экологические проблемы нефтегазоперерабатывающей отрасли 48
1.6.1 Энергоэффективность и климат 53
1.6.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух 55
1.6.3 Сбросы загрязняющих веществ 66
1.6.4 Образование и управление отходами 75
1.6.5 Загрязнение почвы и подземных вод 77
1.6.6 Шум и вибрация 80
1.6.7 Снижение воздействия на окружающую среду 81
2. МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК 83
2.1 Детерминация, принципы подбора 83
2.2 Критерии отнесения техник к наилучшей доступной технике. 84
3 ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРОЦЕССЫ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ 91

ПРОЕКТ DRAFT

3.1 Процесс обезвоживания и обессоливания нефти 101
3.2 Первичная перегонка нефти 107
3.3 Процесс вакуумной перегонки 119
3.4 Гидрогенизационные процессы 123
3.5 Каталитический риформинг 143
3.6 Изомеризация 152
3.7 Висбрекинг и другие термические технологические процессы 163
3.8 Этерификация 167
3.9 Каталитический крекинг 172
3.10 Олигомеризация (полимеризация) 195
3.11 Процессы адсорбции 198
3.12 Процессы коксования 202
3.13 Производство битума 215
3.14 Переработка сероводорода 224
3.15 Производство водорода 229
3.16 Производство ароматических углеводородов 244
3.17 Хранение и транспортировка нефтеперерабатывающих материалов 256
3.18 Подготовка и переработка природного и попутного нефтяного газа 264
3.19 Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа 300
3.20 Системы охлаждения 311
3.21 Энергетическая система 320
3.22 Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом 328
3.23 Утилизация тепла дымовых газов 333
3.24 Комбинированные / комплексные установки НПЗ 336
3.24.1 Комбинированная установка ЭЛОУ АТ 336
3.24.2 Комбинированная установка ЭЛОУ-АВТ 338
3.24.3 Комбинированная установка ЛК-6У 344
3.25 Методы снижения выбросов 348
3.26 Очистка сточных вод 351
4 ОБЩИЕ НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНИКИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И/ИЛИ СОКРАЩЕНИЯ ЭМИССИЙ И ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕСУРСОВ 360
4.1 Система экологического менеджмента 362

ПРОЕКТ DRAFT

4.2 Управление водными ресурсами 365

4.3 Управление выбросами в атмосферу на уровне производственных объектов с применением концепции «колпака» загрязнений 367

4.4 Техники энергосбережения 375

4.5 Управление производством 376

4.6 Повышение энергоэффективности 376

4.7 Организация работ по переработке и утилизации отходов . 378

4.8 Имитационное моделирование 380

5 ТЕХНИКИ, КОТОРЫЕ РАСМАТРИВАЮТСЯ ПРИ ВЫБОРЕ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК 382

5.1 Процессы обезвоживания и обессоливание нефти **383**

5.2 Первичная перегонка нефти **389**

5.3 Процесс вакуумной перегонки **394**

5.4 Гидрогенизационные процессы **396**

5.5 Каталитический риформинг **404**

5.6 Изомеризация **407**

5.7 Висбрекинг и другие термические реакции **410**

5.8 Этерификация. **412**

5.9 Каталитический крекинг **413**

5.10 Олигомеризация **478**

5.11 Процессы адсорбции **479**

5.12 Процессы коксования **479**

5.13 Производство битума **497**

5.14 Переработка сероводорода **502**

5.15 Производство водорода **502**

5.16 Производство ароматических углеводородов **511**

5.17 Хранение и транспортировка жидких углеводородных соединений . **511**

5.18 Подготовка и переработка природного газа и попутного газа **539**

5.19 Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа **542**

5.20 Системы охлаждения **548**

5.21 Энергетическая система **550**

5.22 Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом **609**

5.23 Утилизация тепла дымовых газов **609**

ПРОЕКТ DRAFT

5.24 Комбинированные / комплексные установки НПЗ 609
5.25 Методы управления отходами 609
5.26 Методы снижения выбросов 615
5.27 Минимизация отходящих газов и их обработка 633
5.28 Очистка сточных вод 700
5.29 Предотвращения шумового загрязнения 721
6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ, СОДЕРЖАЩЕЕ ВЫВОДЫ ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНИКАМ 722
Общие положения 722
6.1 Заключения по общим НДТ 724
6.1.1 Система экологического менеджмента 724
6.1.2 Повышение энергоэффективности 725
6.1.3 Мониторинг выбросов в атмосферу и ключевых параметров технологических процессов 727
6.1.4 Мониторинг сбросов в воду 729
6.1.5 Эксплуатация систем очистки отходящих газов 732
6.1.6 Образование и управление отходами 733
6.1.7 Имитационное моделирование 734
6.1.8 Шумовое загрязнение 734
6.3 Заключение по НДТ для первичной перегонки нефти 737
6.4 Заключение по НДТ для процесса вакуумной перегонки нефти 739
6.5 Заключение по НДТ для гидрогенизационных процессов 740
6.6 Заключение по НДТ для процесса каталитического риформинга 741
6.7 Заключение по НДТ для процесса изомеризации 741
6.8 Заключение по НДТ для висбрекинга и других тепловых процессов . 742
6.9 Заключение по НДТ для этерификации 743
6.10 Заключение по НДТ для каталитического крекинга 744
6.11 Заключение по оцессы обезвоживания и обессолиНДТ для олигомеризации 750
6.12 Заключение по НДТ для процессов адсорбции 750
6.13 Заключение по НДТ для процессов коксования 751
6.14 Заключение по НДТ для производства битума 756
6.15 Заключение по НДТ для процессов переработки сероводорода 757
6.16 Заключение по НДТ для производства водорода 758

ПРОЕКТ DRAFT

6.17 Заключение по НДТ для производства ароматических углеводородов 759
6.18 Заключение по НДТ для процессов хранения и транспортировки жидких углеводородных соединений 759
6.19 Заключение по НДТ для процесса подготовки и переработки природного газа и попутного газа 767
6.20 Заключение по НДТ для процесса сепарации природного и попутного нефтяного газа 768
6.21 Заключение по НДТ для процессов систем охлаждения 769
6.22 Заключение по НДТ для энергетической системы 770
6.23 Заключение по НДТ для интегрированного управления нефтеперерабатывающим заводом 774
6.24 Утилизация тепла дымовых газов 774
6.25 Комбинированные / комплексные установки НПЗ 774
6.26 Методы управления отходами 775
6.27 Методы комплексного управления выбросами 775
6.28 Минимизация отходящих газов и их обработка 779
6.29 Очистка сточных вод 781
6.30 Описание техник предотвращения и контроля выбросов в атмосферу 786
6.31 Описание техник предотвращающие или контролирующие сбросы сточных вод 801
7 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНИКИ 803
7.1 Обзор деятельности НПЗ и ГПЗ 803
7.2 Первичная перегонка нефти 804
7.3 Каталитический крекинг 805
7.5 Коксование 805
7.6 Энергетическая система 805
7.7 Этерификация 806
7.8 Производство водорода 806
7.9 Гидрогенизационные процессы 806
7.10 Гидрокрекинг 808
7.11 Изомеризация 808
7.12 Обработка продукта 809
7.13 Обработка отработанных газов 810

ПРОЕКТ DRAFT

8 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОММЕНТАРИИ И РЕКОМЕНДАЦИИ 813
Приложение №1 816
Экономический анализ НДТ 106 «Использование альтернативных видов топлива (газ)» (частичное замена жидкого топлива газообразным топливом) 816
БИБЛИОГРАФИЯ 818

ПРОЕКТ DRAFT

ПРЕДИСЛОВИЕ

Краткое описание содержания справочника по наилучшим доступным техникам: взаимосвязь с международными аналогами

Справочник по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа» (далее – справочник по НДТ) разработан в целях реализации Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК в рамках реализации бюджетной программы Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан 044 «Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций».

При разработке справочника по НДТ учтен наилучший мировой опыт и аналогичный и сопоставимый справочный документ Европейского союза по наилучшим доступным техникам «Справочный документ по НДТ для Переработки нефти и газа (Best Available Techniques (BAT) Reference Documentforthe Refiningof Mineral Oiland Gas), официально применяемый в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Справочник по НДТ предназначен для предприятий, осуществляющих деятельность в области переработки нефти и газа, а также для уполномоченного органа в области охраны окружающей среды для принятия решений в отношении выдачи комплексных экологических разрешений на воздействие на окружающую среду.

Технологические показатели, связанные с применением одной или нескольких в совокупности наилучших доступных техник для технологического процесса определены технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа».

Информация о сборе данных

В справочнике по НДТ использованы данные по технико-экономическим показателям, выбросам загрязняющих веществ в воздух и сбросам в водную среду предприятий нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводов Республики Казахстан, полученные по результатам комплексного технического аудита и анкетирования, проведенного подведомственной организацией уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, осуществляющей функции Бюро по наилучшим доступным техникам. Перечень объектов для комплексного технологического аудита утвержден уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и рассмотрен технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа».

ПРОЕКТ DRAFT

В справочнике по НДТ использованы данные Комитета статистики Министерства национальной экономики Республики Казахстан, Министерства энергетики РК, анализировались отчеты АО «НК «КазМунайГаз», ОЮЛ «Казахстанская Ассоциация организаций нефтегазового и энергетического комплекса «KAZENERGY», Национальный энергетический доклад KAZENERGY, законодательные акты Республики Казахстан, регулирующие деятельность отрасли по переработке нефти и газа. Дополнительно информация предоставлялась технической рабочей группой, которая была создана в целях осуществления деятельности по рассмотрению, участию в разработке, доработке проекта справочника по наилучшим доступным техникам приказом Председателя Правления НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» №19-21П от 25 февраля 2021 г., №34-21П от 25 марта 2021 г., №68-21П от 10 июня 2021 г. Полученная информация была проанализирована и оценена Бюро наилучших доступных техник, которое обеспечивает организационную, методическую и экспертно-аналитическую поддержку деятельности технических рабочих групп по вопросам разработки справочников по наилучшим доступным техникам, руководствуясь принципами пункта 6 Статьи 113 Экологического Кодекса, в том числе открытости и прозрачности, ориентированности на наилучший мировой опыт.

Взаимосвязь с другими справочниками по НДТ

Справочник по НДТ является одним из серии разрабатываемых в соответствии с требованием Экологического кодекса справочников по НДТ:

1) Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии;
2) Переработка нефти и газа;
3) Производство неорганических химических веществ;
4) Производство цемента и извести;
5) Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности;
6) Производство меди;
7) Производство цинка и кадмия;
8) Производство свинца;
9) Производство чугуна и стали;
10) Производство изделий дальнейшего передела черных металлов;
11) Добыча нефти и природного газа;
12) Добыча и обогащение железных руд;
13) Добыча и обогащенеи руд цветных металлов (вкл. драгоценные);
14) Утилизация и обезвреживание отходов;
15) Очистка сточных вод при производстве продукции
16) Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты;
17) Утилизация и удаление отходов путем сжигания;

ПРОЕКТ DRAFT

18) Производство титана и магния;
19) Производство алюминия;
20) Производство редких и редкоземельных металлов;
21) Промышленные системы охлаждения;
22) Производство редких и редкоземельных металлов;
23) Производство ферросплавов;
24) Очистка сточных вод централизованных систем водоотведения населенных пунктов;
25) Обращение с вскрышными и вмещающими горными породами;
26) Производство продукции тонкого органического синтеза и полимеров.

На момент написания настоящего Справочника разработка справочников по видам деятельности, указанным в перечне с 6) по 26) пункт, не начата.

Справочник по НДТ «Переработка нефти и газа» имеет связь с:

Наименование справочника по НДТ	Связанные процессы
Добыча нефти и газа	Переработка и подготовка попутного и природного газа
Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности	Энергетическая эффективность
Промышленные системы охлаждения	Процессы охлаждения
Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты	Мониторинг эмиссий
Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии	Производство энергии

ПРОЕКТ DRAFT

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

В соответствии с Приложением 3 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400- VI ЗРК настоящий справочник по НДТ распространяется

- на переработку нефти и газа

Область применения настоящего справочника по НДТ, а также технологические процессы, оборудование, технические способы и методы в качестве наилучших доступных техник для области применения настоящего справочника по НДТ определены технической рабочей группой по разработке справочника по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа».

Справочник распространяется на следующие основные технологические процессы:

Технологические процессы	Краткая характеристика
Обессоливание и обезвоживание нефти	Процессы удаления солей и воды из нефти на нефтеперерабатывающем заводе до первичной перегонки нефти
Первичная перегонканефти	Процессы атмосферной и вакуумной перегонки нефти
Гидрогенизационные процессы	Процессы гидроочистки бензиновых, керосиновых, дизельных фракций (включая депарафинизацию дизельного топлива), вакуумного газойля, газойля вторичных процессов
Каталитический риформинг	Процессы получения компонентов высокооктановых бензинов на установках каталитического риформинга с применением стационарного или движущегося слоя катализатора с непрерывной регенерацией
Производство водорода	Процессы получения водорода при неполном окислении углеводородов и паровой конверсии
Адсорбция	Процесс связывания примесей, содержащихся в обогащенных водородом газах, с помощью индивидуально подобранных адсорбирующих материалов с получением чистого водорода
Изомеризация	Процесс получения высокооктановых, экологически чистых компонентов товарных бензинов из фракций углеводородов C_5 - C_6
Висбрекинг и другие термические реакции	Процессы термической обработки тяжелой нефти и/или нефтяного остатка с целью снижения вязкости и увеличения глубины переработки нефти и газа
Этерификация (получение простых эфиров)	Производство простых эфиров, таких как МТБЭ, ЭТБЭ, ТАМЭ, используемых в качестве высокооктановых добавок к товарным бензинам
Каталитический крекинг	Процессы термокаталитической переработки вакуумного газойля, тяжелых нефтяных фракций для увеличения глубины переработки нефти с получением компонентов бензина, дизельного топлива и непредельных углеводородных газов

ПРОЕКТ DRAFT

Технологические процессы	Краткая характеристика
Олигомеризация	Процесс получения компонентов высокооктановых бензинов из непредельных углеводородных газов
Коксование	Процессы замедленного коксования (производство нефтяного кокса из тяжелых остатков переработки нефти, с получением газа коксования, компонентов автобензинов и легкого и тяжелого газойля коксования), прокаливания кокса (уплотнение кокса под действием высоких температур)
Производство битума	Процесс окисления тяжелых остатков переработки нефти кислородом воздуха до получения битума
Переработка сероводорода	Процессы переработки сероводорода, выделяемого из технологических газов термогидрокаталитических процессов нефтепереработки, в элементную серу: высокотемпературное сжигание и каталитическая конверсия сероводорода
Производство ароматических углеводородов	Процессы производства бензола и параксилола посредством разделения смеси тяжелого риформата, изомеризации и трансалкилирования толуола и ксилолов
Хранение и транспортировка нефтеперерабатывающих материалов	Системы хранения нефти и нефтепродуктов в резервуарах, системы слива/налива сырья и товарной продукции в трубопроводные системы и цистерны
Переработка природного и попутного нефтяного газа на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах	Процессы осушки, очистки природного и/или попутного газа от серосодержащих соединений для переработки с последующим разделением на фракции
Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа	Процесс разделения газовой и жидкой фаз для переработки
Охлаждение	Системы охлаждения и методы подготовки оборотной воды
Энергетическаясистема	Процессы теплоснабжения и электроснабжения НПЗ
Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом	Процессы управления нефтеперерабатывающими заводами, включая инструменты управления окружающей средой и методы надлежащего ведения общезаводского хозяйства
Утилизация тепла дымовых газов	Процессы использования тепла дымовых газов для получения энергоресурсов на НПЗ
Снижение выбросов	Технологии сокращения или уменьшения выбросов в атмосферу Методы снижения выбросов, применяемые на НПЗ
Очистка сточных вод	Методы очистки сточных вод на НПЗ перед сбросом

Справочник не распространяется на следующие виды деятельности и технологические процессы:

1) разведка и добыча сырой нефти, попутного и природного газа;
2) подготовка сырой нефти, попутного и природного газа на

ПРОЕКТ DRAFT

месторождении перед транспортировкой нефти по магистральным трубопроводам и использованием в качестве сырья для переработки на нефтеперерабатывающем заводе;

3) процессы подготовки и переработки сырого газа (попутного и природного газа) и производство газовой технической серы на месторождениях добычи нефти и газа;

4) транспортировка сырой нефти, попутного и природного газа, продуктов переработки нефти и газа;

5) производство биотоплива;

6) маркетинг и сбыт продукции нефтегазопереработки;

7) вопросы, касающиеся исключительно обеспечения промышленной безопасности или охраны труда.

Процессы 1), 2) и 3) будут отражены в Справочнике по НДТ «Добыча нефти и газа», который включен в серию разрабатываемых в соответствии с требованием Экологического кодекса справочников по НДТ.

Настоящий Справочник разработан таким образом, чтобы быть как можно более всеобъемлющим, принимая во внимание необходимость избегать дублирования с другими справочниками и содержит приоритетную информацию, специфичную для процессов переработки нефти и газа. Это означает, в частности, что:

- к процессу очистки сточных вод в разделе 5.27 применяются качественные техники с целью снижения негативного воздействия на окружающую среду. В разделе 6 дается пояснение об установлении технологических показателей с учетом особенностей образования и сбросов сточных вод нефтегазоперерабатывающих предприятий.

- аспекты управления отходами на производстве в настоящем справочнике по НДТ рассматриваются только в отношении отходов, образующихся в ходе основного вида деятельности. Система управления отходами вспомогательных технологических процессов рассматривается в соответствующих справочниках по НДТ, список которых приведен в Предисловии. В настоящем справочнике по НДТ рассматриваются общие принципы управления отходами вспомогательных технологических процессов.

- Справочник включает подробный анализ энергетических систем, специфичных для переработки нефти и газа, т. е. только установки для выработки тепловой и электрической энергии на собственные нужды заводов, сжигающие топливо с целью получения продукта. Дополнительная информация по техникам и допустимым уровням выбросов на крупных сжигающих установках приведена в Справочнике по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии».

При наличии информации, экономические данные были приведены вместе с описанием техник, представленных в разделе 5. Эти данные дают ориентировочное представление о величине затрат и их эффективности.

PROJECT DRAFT

Фактические затраты и выгоды от применения метода могут сильно зависеть от конкретной ситуации на рассматриваемой установке, которая не может быть полностью оценена в этом Справочнике.

В отсутствие данных о затратах выводы об экономической эффективности методов делаются на основе примеров из опыта стран ОЭСР на существующих установках.

Техники, перечисленные и описанные в настоящем справочнике, не носят нормативный характер и не являются исчерпывающими. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды, не превышающей установленных технологических показателей.

ПРОЕКТ DRAFT

ПРИНЦИПЫ ПРИМЕНЕНИЯ

Статус документа

Справочник по наилучшим доступным техникам предназначен для информирования операторов объекта/объектов, уполномоченных государственных органов, и общественности о наилучших доступных техниках и любых перспективных техниках, относящихся к области применения справочника по наилучшим доступным техникам с целью стимулирования перехода операторов объекта/объектов на принципы «зеленой» экономики и наилучших доступных техник.

При проведении производственного экологического контроля на объектах, получивших комплексное экологическое разрешение на основании внедрения наилучших доступных техник, используются условия и рекомендации, установленные в настоящем справочнике по НДТ.

Положения, обязательные к применению

Положения, обязательные к применению имеют предписывающий характер при установлении технологических нормативов в рамках процедуры получения операторами объектов комплексных экологических разрешений:

Раздел 6: представлены заключения, содержащие выводы по НДТ, включая технологические показатели, связанные с применением НДТ.

При этом необходимость применения одного из или совокупности нескольких положений Раздела 6 настоящего справочника по НДТ определяется операторами объектов самостоятельно исходя из целей управления экологическими аспектами на предприятии и при условии соблюдения технологических показателей, представленных в Главе 6. Таким образом, общее количество наилучших доступных техник, приведенных в настоящем справочнике по НДТ, не является обязательным к внедрению.

На основании Раздела 6 справочника по НДТ предприятиями разрабатываются программы по повышению экологической эффективности, либо план мероприятий по охране окружающей среды, направленные на достижение уровня эмиссий и значений технологических показателей, утверждённых в Заключениях по НДТ.

НДТ являются инструментом достижения объектом, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду, соответствующего уровня воздействия.

Рекомендательные положения

Рекомендательные положения имеют описательный характер и рекомендованы к анализу процесса установления технологических показателей, связанных с применением НДТ:

ПРОЕКТ DRAFT

Раздел 1: представлена общая информация о переработке нефти и газа, о структуре отрасли, используемых промышленных процессах и технологиях НПЗ И ГПЗ.

Раздел 2: описана методология отнесения к НДТ, подходы идентификации НДТ.

Раздел 3: описаны основные этапы производственного процесса или производства конечного продукта, представлены данные и информация об экологических характеристиках установок НПЗ и ГПЗ в эксплуатации на момент написания с точки зрения текущих выбросов, потребления и характера сырья, потребления воды, использования энергии и образования отходов.

Раздел 4: описаны методы и техники, применяемые при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующие технического переоснащения, реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Каталог методов и связанный с ними мониторинг, используемый для:

− предотвращение выбросов в атмосферу, сбросов в воду (включая грунтовые воды) и почву или, если это практически невозможно, сокращение выбросов/сбросов,

− предотвращение или сокращение образования отходов.

Раздел 5: представлено описание существующих техник, которые предлагаются для рассмотрения в целях определения НДТ.

Раздел 7: представлена информация о новых техниках и перспективных техниках.

Разделе 8: приведены заключительные положения и рекомендации для будущей работы в рамках пересмотра справочника по НДТ.

ПРОЕКТ DRAFT

ГЛОССАРИЙ

В настоящем спавочнике по НДТ применяются следующие термины с соответствующими определениями и сокращения:

Используемый термин	Определение
Установка	Сегмент/подраздел установки, в котором выполняется определенная операция обработки
Новая установка	Установка, впервые введенная в экстплуатацию после публикации настоящего справочника по НДТ, или полная замена установки на существующих фундаментах установки после публикации настоящего справочника по НДТ. К новой установке не относится установка, введенная в эксплуатацию после публикации настоящего справочника по НДТ, но ранее бывшая в употреблении или прошедшая капитальный ремонт
Существующая установка	Установка, которая не является новой установкой
Отходящий газ	Собранный газ, образующийся в результате процесса, который должен быть очищен, например, в установке удаления кислых газов и установке извлечения серы (УРС)
Дымовой газ	Выхлопные газы, выходящие из установки после стадии окисления, как правило, сжигания (например, регенератор, установка Клауса)
Остаточный газ	Общее название выхлопного газа из УРС (обычно, процесс Клауса)
Летучие органические соединения (ЛОС)	Любое органическое соединение, а также фракция креозота, имеющая при 293,15 К давление пара 0,01 кПа или более или имеющую соответствующую летучесть при определенных условиях использования
Неметановые летучие органические соединения (НМЛОС)	Летучие органические соединения без учета метана
Диффузные выбросы летучих органических соединений	Неканальные выбросы летучих органических соединений, которые не выделяются через конкретные точки выбросов, такие как дымовые трубы. Они могут возникать из «объектных» источников (например, резервуары) или «точечных» источников (например, фланцы труб)
CO	Окись углерода
NO_x, выраженный как NO_2	Сумма оксида азота (NO) и диоксида азота (NO_2), выраженная как NO_2
SO_x выраженный как SO_2	Сумма диоксида серы (SO_2) и триоксида серы (SO_3), выраженная как SO_2
H_2S	Сероводород. Карбонилсульфид и меркаптан не включены
Хлористый водород, выраженный как HCl	Все газообразные хлориды, выраженные как HCl
Фтористый водород, выраженный как HF	Все газообразные фториды, выраженные как HF
Установка ФКК	Установка флюид-каталитический крекинг: установка, в которой протекает процесс углубленной конверсии тяжелых углеводородов с использованием обогрева и катализатора. Тяжелые молекулы углеводорода распадаются на легкие молекулы

ПРОЕКТ DRAFT

Используемый термин	Определение
Установка АТ	Установка атмосферной перегонки нефтяного сырья. См. определение в Разделе 3.2.1
Установка АВТ	Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефтяного сырья. См. определение в Разделе 3.2.2.
УПС	Установка производства серы. См. определение в Разделе 1.20.3
Топливный газ НПЗ	Газообразное топливо переменного состава, выделяемое в процессе переработки сырой нефти, газового конденсата и (или) продуктов переработки и направленное производителем нефтепродуктов на получение тепловой энергии и на иные технологические процессы производителя нефтепродуктов, обусловленные режимом эксплуатации и технологическими характеристиками оборудования
Технологическое топливо	Газообразное, жидкое и (или) твердое топливо переменного состава, выделяемое в процессе переработки сырой нефти, газового конденсата и (или) продуктов переработки и направленное производителем нефтепродуктов на получение тепловой энергии и на иные технологические процессы производителя нефтепродуктов, обусловленные режимом эксплуатации и технологическими характеристиками оборудования
Комбинированное топливо	Топливо, используемое при переработке нефти и газа с применением режима поочередного сжигания жидкого, газообразного технологического топлива или природного газа в соответствии с технологическими характеристиками оборудования.
Установка сжигания	Установка, сжигающая топливо для НПЗ отдельно или с другими видами топлива для производства энергии на объекте НПЗ, такими как котлы (кроме котлов дожига CO), печи и газовые турбины.
Непрерывное измерение	Измерение с использованием стационарных «автоматизированной измерительной системой» (АИС) или «системой непрерывного мониторинга выбросов» (СНМВ) на объекте
Периодические измерения	Определение измеряемой величины через заданные интервалы времени с использованием ручных или автоматизированных эталонных методов
Мониторинг эмиссий в атмосферу	Оценка концентрации выбросов загрязняющих веществ в дымовых газах, полученная с помощью прямых инструментальных и/или косвенных методов измерений
Система мониторинга прогнозируемых выбросов (СМПВ)	Система для определения концентрации выбросов загрязняющего вещества на основе его взаимосвязи с рядом характерных непрерывно контролируемых технологических параметров (например, расход топлива-газа, соотношение воздух/топливо) и данных о качестве топлива или сырья (например, содержание серы) источника выбросов
Летучие жидкие углеводородные соединения	Производные нефти с давлением паров по Рейду (ДНП) более 4 кПа, такие как нафта и ароматические вещества
Скорость извлечения	Процент НМЛОС, извлеченного из потоков, транспортируемых в установку улавливания паров (УУП)
ПУВГ	Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией

ПРОЕКТ DRAFT

Используемый термин	Определение
НПЗ	Нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы
ГПЗ	Газоперерабатывающие заводы
КЦА	Короткоцикловая адсорбция водорода
АУТН	Автоматизированная установка тактового налива
НТС	Низкотемпературная сепарация
НТК	Низкотемпературная конденсация
НТА	Низкотемпературная абсорбция
ШФЛУ	Широкие фракции легких углеводородов
СУГ	Сжиженные углеводородные газы
ГФУ	Газофракционирующие установки
УПС	Установки производства серы
УООГ	Установка очистки отходящих газов

ПРОЕКТ DRAFT

1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Нефтегазовая отрасль - ведущий сектор экономики Казахстана. Нефтегазовый сектор приносит значительную часть совокупных налоговых поступлений страны, а также экспортных доходов, и является сектором интереса для большей части прямых иностранных инвестиций. За последнее десятилетие объем прямых иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Казахстана составил более 70 млрд долл. США. Широкое присутствие мировых лидеров энергетической индустрии свидетельствует о привлекательности региона для инвесторов.

Целью нефтегазопереработки является преобразование природного сырья, такого как сырая нефть и природный газ, в полезные товарные продукты. Сырая нефть и природный газ — это природные углеводороды, разведанные во многих регионах мира в различных количествах и составе.

Переработка нефти и газа объединяет большое количество физических и химических процессов, направленных на получение широкой номенклатуры товарных продуктов, прежде всего различных видов топлива (автомобильного, авиационного, котельного и др.), а также сырья для последующей переработки с целью получения продукции нефтехимии. Нефтепереработка в Республике Казахстан является ведущей отраслью промышленности и представляет собой пример успешной интеграции государства и иностранных инвесторов.

Каждый нефте- и газоперерабатывающий завод настроен на переработку определенного вида углеводородного сырья (легкой или тяжелой сырой нефти, с тем или иным содержанием примесей, природного или попутного нефтяного газа, конденсата и др.). И каждый завод настроен на выработку определенных конечных нефтепродуктов. Как правило, более сложные (более комплексные) НПЗ производят больше светлых нефтепродуктов (таких как бензин), которые имеют более высокую ценность для потребителей.

На настоящий момент в Республике Казахстан ведется системная работа по переходу от сырьевой направленности к глубокой переработке углеводородного сырья, т.е. развитию нефтегазохимии.

Согласно новому политическому курсу государства Стратегии «Казахстан-2050» Казахстан, должен перейти от простых поставок сырья к сотрудничеству в области переработки энергоресурсов и обмену новейшими технологиями. Таким образом, приоритетным направлением является полная обеспеченность собственного рынка горюче-смазочными материалами в соответствии с новыми экологическими стандартами к 2025 году.

ПРОЕКТ DRAFT

1.1 Структура нефтегазоперерабатывающей отрасли

1.1.1 Переработка нефти

Структура нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстана представлена шестью крупными нефтеперерабатывающими заводами, такими как ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – ТОО «АНПЗ»), ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (далее – ТОО «ПНХЗ»), ТОО «ПетроКазахстан ОйлПродактс» (далее – ТОО «ПКОП»), ТОО «Совместное Предприятие «CASPI BITUM» (далее – ТОО «СП «СВ»), ТОО «Конденсат». Три основных крупных нефтеперерабатывающих завода прошли модернизацию и реконстриукцию в рамках Государственной программы индустриально-инновационного развития.

ТОО «АНПЗ» - первенец нефтеперерабатывающей отрасли Республики Казахстан, построен в годы Великой Отечественной войны в течение двух лет, на базе комплектации оборудования, поставляемого из США по «ленд-лизу», введен в эксплуатацию в сентябре 1945 года. ТОО «АНПЗ» работает по «давальческой» схеме переработки сырья, т. е. перерабатывает получаемое сырье в различные виды нефтепродуктов, которые затем возвращаются «давальческим» компаниям. Основными конечными продуктами нефтепереработки являются: бензины различных марок, дизельное топливо, котельное топливо (мазут), авиационный и осветительный керосины, печное топливо, сжиженный газ, битум, параксилол, бензол и другие нефтепродукты.

ТОО «ПНХЗ» - крупнейшее предприятие на северо-востоке Казахстана по переработке нефти и производству нефтепродуктов. Завод был введен в эксплуатацию в 1978 году и ориентирован на переработку нефтяного сырья западносибирских месторождений. Завод работает на «давальческом» сырье. Основными конечными продуктами нефтепереработки являются: бензины различных марок, дизельное топливо, котельное топливо (мазут), авиационный и осветительный керосины, печное топливо, сжиженный газ, и другие нефтепродукты.

ТОО «ПКОП» осуществляет переработку давальческой нефти. Завод построен в 1985 году, является самым новым из трех НПЗ Казахстана. Это единственный нефтеперерабатывающий завод, расположенный на юге Казахстана, в самой густонаселенной части республики. С учетом благоприятного географического расположения и высоких технических возможностей, у предприятия есть все предпосылки для осуществления поставок на внутренний и внешний рынки. Основными конечными продуктами нефтепереработки являются: бензины различных марок, дизельное топливо, котельное топливо (мазут), авиационный и осветительный керосины, печное топливо, сжиженный газ, и другие нефтепродукты.

ТОО «СП «СВ» построен в рамках реализации проекта «Производство дорожных битумов на Актауском заводе пластических 13 масс», предусмотренного Государственной программой по форсированному

DRAFT

индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы для обеспечения потребностей дорожной отрасли в высококачественном дорожном битуме. Основными конечными продуктами нефтепереработки являются: битум, очищенная (товарная) нефть.

АО «Конденсат» расположен в Западно-Казахстанской области на территории Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Основным видом деятельности АО «Конденсат» является переработка углеводородного сырья с получением высококачественных моторных топлив. В категорию крупных нефтеперерабатывающих предприятий перешло относительно недавно увеличив объем переработки. Основными конечными продуктами нефтепереработки являются: бензины различных марок, дизельное топливо, вакуумный газойль, гудрон.

Кроме вышеуказанных производителей нефтепродуктов, в Казахстане зарегистрировано порядка 30 производителей нефтепродуктов малой мощности, так называемой «мини-НПЗ». В соответствии с Законом РК «О государственном регулировании производства и оборота отдельных видов нефтепродуктов» производителем нефтепродуктов малой мощности является производитель нефтепродуктов, осуществляющий производство нефтепродуктов на технологических установках, проектная мощность которых предусматривает объем переработки сырой нефти и (или) газового конденсата менее 800 тысяч тонн в год.

Производство продуктов нефтепереработки в Республике Казахстан сосредоточено, в основном, в регионах, где располагаются крупные нефтеперерабатывающие заводы – это г. Шымкент – ТОО «ПКОП», г. Атырау - ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – ТОО «АНПЗ»), г. Павлодар - ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (далее – ТОО «ПНХЗ»). В г. Актау расположен завод по производству битумов ТОО «Совместное Предприятие «CASPI BITUM» (далее – ТОО «СП «СВ»).

На долю перечисленных заводов приходиться около 94 % переработки нефти в Казахстане. Четыре из перечисленных НПЗ являются дочерними и зависимыми организациями АО «Национальная компания «КазМунайГаз» (АО «НК «КМГ»). Остальная переработка нефти приходится на долю «мни-НПЗ». Они в основном производят лишь небольшие объемы низкокачественной продукции или полуфабрикатов. Однако «мини–НПЗ» играют важную роль в обеспечении республики низкооктановым бензином (АИ-80), выпуск которого на трех основных крупных НПЗ после модернизации был прекращен. Этот вид топлива пока еще используется главным образом для сельскохозяйственной техники.

В 2019 году объем переработки углеводородного сырья (УВС) на нефтеперерабатывающих заводах в Казахстане, приходящийся на долю дочерних и зависимых организаций АО «НК «КМГ» составил 16965 тыс. т. В 2019 году было переработано на 805 тыс. т, или на 4,9 % больше, чем в 2018 году, что преимущественно связано с увеличением объемов переработки ТОО

PROJECT DRAFT

«ПКОП» на 668 тыс. т, или 14,1 %, за счет увеличения мощности завода в результате проведенной модернизации.

Объемы переработки углеводородного сырья, приходящиеся на долю крупных НПЗ, включая дочерние и зависимые организации АО «НК «КМГ», тыс. тонн представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Объемы переработки углеводородного сырья, приходящиеся на долю крупных НПЗ Республики Казахстан

тыс. тонн

Название завода	Год			
	2017	2018	2019	2020
ТОО «АНПЗ»	4723,65	5267,73	5388,25	5016,30
ТОО «ПНХЗ»	4746,92	5340,28	5290,04	5003,57
ТОО «ПКОП» (50%)	4685,63	4732,52	5400,75	4793,70
ТОО «СП «СВ» (50%)	717,87	819,00	885,97	865,19
Итого на долю АО «НК «КМГ»	14874,07	16159,53	16965,01	15678,76
АО «Конденсат»	214,20	323,19	151,25	129,87

Дочерние и зависимые организаций нефтеперерабатывающие заводы АО «НК «КМГ» оказывают только услуги по переработке нефти по установленным тарифам, не закупают нефть для переработки и не продают полученные нефтепродукты. Поставщики нефти реализуют готовые нефтепродукты самостоятельно. Нефтеперерабатывающие заводы фокусируются только на производственных вопросах, в результате чего оптимизируется деятельность по переработке, и сокращаются издержки.

На настоящий момент в Республике Казахстан ведется системная работа по переходу от сырьевой направленности к глубокой переработке углеводородного сырья, т.е. развитию нефтегазохимии.

В отрасли за период независимости республики внедрено несколько значимых производств по выпуску базовой и конечной нефтегазохимической продукции, такой как бензол, параксилол, бутадиен, смазочные масла, полипропилен, метил-трет-бутиловый эфир и др.. В рамках развития нефтегазохимии на момент разработки справочника в Казахстане:

- в ТОО «АНПЗ» построены и запущены установки производства бензола и параксилола;

- на территории Специальной Экономической Зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области ТОО «KLPE» осуществляются работы по проектированию и строительству Интегрированного газохимического комплекса. Реализация этого проекта позволит запустить крупнотоннажного производство полиэтилена мощностью 1,25 млн т в год для сбыта на внутреннем и внешнем рынках. В качестве сырья будет использоваться газ с нефтегазовых месторождений, подготавливаемый до требуемого объема и качества на Газосепарационной установке.

PROJECT DRAFT

1.1.2 Переработка газа

Структура газоперерабатывающей отрасли Республики Казахстана представлена шестью предприятиями:

ТОО «Казахский газоперерабатывающий завод» (ТОО «КазГПЗ») построен в 1972 году на полуострове Мангышлак и являлся первым газоперерабатывающим заводом Казахстана. Завод осуществляет переработку сырого газа от поставщиков – недропользователей АО «Мангистаумунайгаз», АО «Озенмунайгаз», ТОО «TENGE Oil & Gas», ТОО «Тасболат Ойл Корпорейшн».

Тенгизский газоперерабатывающий завод ТОО «Тенгизшевройл» (Тенгизский ГПЗ), включающий Тенгизский ГПЗ-1 завод первого поколения и Тенгизский ГПЗ-2 завод второго поколения. Тенгизский ГПЗ вводился в эксплуатацию поэтапно в период с 1995 по 1999 годы, находится в западноказахстанской области. На заводе перерабатывается попутный газ Тенгизского месторождения, который характеризуется большим содержанием пропан-бутановой фракции и отличается особенно высоким содержанием серы, наличием углекислого газа и сопутствующих компонентов, требующих очистки и переработки. На Тенгизском ГПЗ сепарируют и перерабатывают попутный газ, производят пропан-бутановые смеси, сухой газ, пропан, бутан и серу.

Жанажольский газоперерабатывающий завод АО «СНПС-Актобемунайгаз» (Жанажольский ГПЗ) осуществляет переработку попутного газа месторождений Жанажол, Кенкияк и Разведочного блока. Основными видами деятельности Жанажольский ГПЗ являются переработка газового сырья, организация и обеспечение транспортировки, реализации газа и продуктов их переработки. Товарной продукцией завода по проекту являются: товарный газ, конденсат, сжиженный газ.

Амангельдинский газоперерабатывающий завод ТОО «Амангельды Газ» (Амангельдинский ГПЗ) является самым крупным производителем нефтепродуктов и сжиженного газа в Жамбылской области. В производственные мощности Амангельдинский ГПЗ входят установка по переработке углеводородов МПУ–4-200 мощностью 200 тыс. т продукции в год, установка по переработке факельного газа и производству сжиженного газа УПГ – 4,38, мощностью более 4 млн $м^3$ газа в год, установка по переработке нефти УПН – 100, мощностью более 300 тыс. т продукции в год.

Боранкольский газоперерабатывающий завод ТОО МНК «КазМунайТениз» (Боронкольский ГПЗ) представляет собой единый технологический комплекс объектов по переработке попутного и природного газа месторождений Толкын и Боранколь. Боронкольский ГПЗ также осуществляет переработку сырого газа от поставщиков-недропользователей АО «Эмбамунайгаз», ТОО «Казахтуркмунай», ТОО «Meerbusch», ТОО «Табынай».

Карачаганакский перерабатывающий комплекс «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» (КПК КПО) располагается на территории Бурлинского района Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. На КПК КПО

PROJECT DRAFT

осуществляется разделение углеводородов Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения на жидкость и газ, обезвоживание и очистка газа, стабилизация и обессеривание смеси нефти и конденсата, сероочистка топливного газа, подготовка газа для обратной закачки в пласт или транспортировки по магистральным трубопроводам. КПО направляет подготовленный газ по магистралному трубопроводу в Оренбургский газоперерабатывающий завод. Из Оренбурга в Казахстан возвращается товарный газ.

Помимо перечисленных газоперерабатывающих заводов производство товарного (сухого) и сжиженного газа осуществляют компании: ТОО «ПНХЗ», ТОО «АНПЗ», ТОО «ПКОП», ТОО «Жаикмунай», ТОО «Казахойл-Актобе», ТОО «KazFrac», ТОО «Саутс Ойл», ТОО «Gaz Processing Company», ТОО «СП «КазГерМунай». Дополнительно производство товарного (сухого) газа осуществляют 13 нефте- и газодобывающих компаний на установках подготовки и осушки газа или на установках комплексной подготовки газа.

Производство газа осуществляется в 7 областях Казахстана: Атырауской, Мангистауской, Актюбинской, Западно-Казахстанской, Кызылординской, Жамбылской, Восточно-Казахстанской.

1.2 Структура отрасли по видам исходного сырья

Сырьем для предприятий переработки нефти и газа является: сырая нефть, газовый конденсат и (или) продукты переработки, попутный и природный газ, подготовленные и соответствующие действующим документам по стандартизации (например, ГОСТ 9965–76, СТ РК 1347-2005, СТ РК 2188-2012).

1.2.1 Сырая нефть

Сырая нефть - природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (давление 101,3 кПа, температура 20 ºС) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. Постоянным компонентом в нефти является сера, которая содержится как в виде различных соединений, так и в свободном виде. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится в том или ином количестве растворенный газ.

По различиям состава и физических свойств нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов - метановых, нафтеновых и ароматических. Существенное значение имеет наличие растворенных в нефти

PROJECT DRAFT

твердых углеводородов - парафинов. По количеству парафинов нефть подразделяется на малопарафиновую или легкую (не выше 1,5 %), парафиновую или тяжелую (1,51–6 %) и высокопарафиновую или битуминозную (выше 6 %).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350 ºС, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350 ºС.

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,6 %), сернистые (от 0,61 до 1,8 %), высокосернистые (от 1,81 до 3,5 %) и особо высокосернистая (выше 3,5 %). При содержании более 0,5 % сера в нефти имеет промышленное значение.

По количеству смол нефти подразделяются на малосмолистые (менее 5 %), смолистые (от 5 до 15 %) и высокосмолистые (выше 15 %). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

Перед транспортировкой и переработкой сырая нефть проходит стадию подготовки на месторождениях. На крупные НПЗ РК нефть, поступающая на переработку, соответствует СТ РК 1347-2005.

Конденсат - природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов С5+ высшие, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации. Различают конденсат сырой и стабильный, соответствующий СТ РК 2188–2012.

В Казахстане общий объем запасов нефти составляет около 30 млрд баррелей, или 1,7 % от мировых запасов. По данному показателю Казахстан находится на 11 позиции в мире по запасам нефти и конденсата, уступая странам Ближнего Востока, Латинской Америки, а также России и США.

По данным EDIN и Vantage Data на 18 января 2020 года, Казахстан входит в топ-5 не входящих в ОПЕК стран по оставшимся запасам нефти категории 2P (вероятные 2P (Probable reserves – PRB) согласно классификации PRMS). Согласно базовому сценарию IHS Markit, в Казахстане прогнозируется рост добычи сырой нефти: до 148,3 млн т ежегодно к 2040 году.

Общая динамика добычи нефти в Казахстане будет по-прежнему в существенной мере зависеть от трех крупномасштабных проектов: Тенгизского, Карачаганакского и Кашаганского месторождений.

Прогноз IHS Markit предполагает рост количества новых проектов сравнительно небольшого масштаба в течение прогнозного периода, а также относительно медленный спад добычи на старых действующих месторождениях Казахстана, благодаря более широкому применению новых технологий и методов работы.

ПРОЕКТ DRAFT

Основной объем казахстанской нефти отправляется наэкспорт. На сырую нефть и газ приходится около 60 % экспортной выручки. На внутренний рынок для переработки недропользователями страны поставляется менее 20 % добываемой нефти по стране.

Объемы добычи и отгрузки нефти на внутренний рынок для переработки за период 2018–2024 г.г. представлены в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Объемы добычи и отгрузки нефти на внутренний рынок для переработки за период 2018–2024 г.г.

Наименование	Год						
	Фактические значения			Плановые значения			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем добычи нефти, включая конденсат, млн т[1)]	90,36	90,55	85,65	91,0	91,	100,0	100,0
Объем переработки нефти на НПЗ РК, млн т[1)]	16,16	16,96	15,7	17,0	17,0	17,0	17,0
Процент к объему добычи, %	17,88	18,73	18,33	18,68	18,68	17,00	17,00
[1)] Информация представлена по данным «Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2020 - 2024 годы», утвержденного приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 декабря 2019 года № 445 и «Отчета о реализации стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2020 - 2024 годы» за 2020 год.							

1.2.2 Природный и попутный нефтяной газ

Газ - природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях (давление 101,3 кПа, температура 20 ºС) - только в газообразной фазе. Основными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и нефтехимической промышленности.

Сырой газ - добытый неочищенный природный, попутный, сланцевый газ, метан угольных пластов, а также углеводородный газ иного происхождения.

В мире на три страны - Россию, Иран, Катар - совокупно приходится 55,5 % извлекаемых запасов газа.

По запасам газа Казахстан занимает 22 место в мире и 3 место среди стран Содружества независимых государств после России и Туркменистана.

Государственной комиссией по запасам утверждены извлекаемые запасы газа на уровне 3,8 трлн. м^3, в том числе попутного газа – 2,2 трлн. м^3, и природного (свободного) газа – 1,6 трлн. м^3.

ПРОЕКТ DRAFT

Порядка 98 % всех разведанных запасов газа сосредоточено на западе Казахстана, при этом 87 % – в крупных нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Таким образом, около 90 % добычи газа в Казахстане обеспечивают компании «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.», «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.», ТОО «Тенгизшевройл» и АО «СНПС-Актобемунайгаз».

По данным OPEC Annual Statistical Bulletin 2020, Казахстан по добыче природного газа занимает 28 место в мире среди 52 газодобывающих стран.

Только за январь-май 2020 года добыча природного газа в Республике Казахстан в жидком или газообразном состоянии достигла 24,8 млрд м^3, что на 7,2 % больше, чем в аналогичном периоде 2019 года. На долю природного газа в газообразном состоянии пришлось 40,3 % добычи, или 10 млрд м^3, на долю нефтяного попутного газа - 59,7 %, или 14,8 млрд м^3. В денежном выражении добыча природного газа составила 141,9 млрд тенге.

В региональном разрезе наибольший объем добычи природного газа пришелся на Атыраускую область (45,3 % от объема добычи по Казахстану, 11,2 млрд м^3 - плюс 18,6 % за год). Также среди главных газодобывающих областей Западно-Казахстанская (36,6 % от объема добычи по Казахстану, 9,1 млрд м^3 - плюс 5 %) и Актюбинская (10,5 % от объема добычи по Казахстану, 2,6 млрд м^3 - минус 12,2 %)

Объемы добычи природного газа и производства товарного газа в Республике Казахстан за 2018–2024 годы представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Объемы добычи природного газа и производства товарного газа в Республике Казахстан за 2018–2024 годы

Наименование	Год						
	Фактические значения			Плановые значения			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Объем добычи газа, млрд м^3 [1)]	55,5	54,6	55,1	55,8	56,0	51,0	62,0
Объем производства товарного газа, млрд м^3 [1)]	33,3	31,3	30,5	30,9	31,0	31,1	31,2
Процент к объему добычи, %	60,00	57,33	55,35	55,38	55,36	60,98	50,32

[1)] Информация представлена по данным «Стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2020 - 2024 годы», утвержденного приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 декабря 2019 года № 445 и «Отчета о реализации стратегического плана Министерства энергетики Республики Казахстан на 2020 - 2024 годы» за 2020 год.

До введения запрета на факельное сжигание в 2004 году часть добываемого попутного нефтяного газа (до 5 млрд м^3) не перерабатывалась в товарный газ, а сжигалась в факелах месторождений, что в значительной мере сказывалось на

ПРОЕКТ DRAFT

выбросах в атмосферу и экологии районов добычи. С 2004 года объёмы факельного сжигания стали постепенно сокращаться за счёт обратной закачки газа в пласт для увеличения добычи нефти и сжигания для выработки тепла и электроэнергии на собственных котельных и электростанциях месторождений.

Примечания:

1) В отличие от попутного, природный газ содержит в основном метан и зачастую сразу может поставляться как товарный газ по газотранспортной системе без переработки.

2) За период 2004–2018 годов объёмы обратной закачки в пласт возросли в 9,5 раза (до 19,1 млрд $м^3$), при этом общая установленная мощность газовых электростанций, введённых на месторождениях, увеличилась на 955 МВт.

Недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду разрабатывают, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года. Программы должны обновляться в целях рационального использования попутного газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду путем сокращения объемов его сжигания или обратной закачки в пласт (утилизации).

1.3 Производственные мощности предприятий отрасли

1.3.1 Мощности по переработке нефти РК

Одним из основных факторов, влияющих на объемы перерабатываемой нефти, являются мощности предприятий переработки. В Казахстане основной объем нефти перерабатывают пять крупных НПЗ. Модернизация ТОО «АНПЗ», ТОО «ПНХЗ», ТОО «ПКОП», профинансированная Банком Развития Казахстана в рамках Государственной программы индустриально-инновационного развития на 2015-2019 годы, способствовала расширению их производственных мощностей по переработке нефти в продукцию высокого передела.

Проектные мощности крупных НПЗ Казахстана представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4- Проектные мощности крупных НПЗ Республики Казахстан

№, п/п	Название завода	Вид перерабатываемого сырья	Проектная мощность, тыс. тонн в год
1	ТОО «АНПЗ»	нефть	5500
2	ТОО «ПНХЗ»	нефть	6000
3	ТОО «ПКОП»	нефть	6000
4	ТОО «СП «СВ»	нефть	1000
5	ТОО «Конденсат»	нефть, конденсат	850

ПРОЕКТ DRAFT

Фактические объемы переработки углеводородного сырья, приходящиеся на долю крупных НПЗ Республики Казахстан представлены в таблице 1.1.

Важным фактором изменения на трех основных НПЗ Казахстана явилось увеличение объемов выхода светлых нефтепродуктов, которое повысило стоимость продуктовой корзины переработки углеводородного сырья, и также явилось результатом проведенной модернизации.

Соотношение объемов нефтепродуктов, производимых после модернизации НПЗ, представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Соотношение объемов нефтепродуктов, производимых после модернизации НПЗтыс. тонн

Название завода/нефтепродуктов	Годы		
	2017	2018	2019
ТОО «АНПЗ»	4 540 (100 %)	4 676 (100%)	4 825 (100%)
Светлые[1)]	2 045 (45 %)	2 826 (57%)	2 842 (59%)
Темные[2)]	2 263 (50 %)	1 578 (34%)	1 561 (33%)
Нефтехимия[3)]	9 (0,2 %)	19 (0,7%)	145 (3%)
Прочие	223 (4,8 %)	453 (9%)	289 (6%)
ТОО «ПНХЗ»	4 312 (100 %)	4 908(100%)	4 986 (100%)
Светлые	2 688 (63 %)	3 225 (67%)	3 281 (69%)
Темные	1 032 (23 %)	1 067 (21%)	1 159 (19%)
Прочие	592 (14 %)	616 (12%)	546 (12%)
ТОО «ПКОП» (50 % акций у АО «НК «КМГ»)	4 516 (100 %)	4 489 (100%)	5 172 (100%)
Светлые	2 517 (60 %)	2 845 (66%)	3 761 (76%)
Темные	1 901 (37 %)	1 433(30%)	998 (18%)
Прочие	98 (3 %)	211 (4%)	413 (6%)

[1)] Бензин, дизельное топливо и авиатопливо.
[2)] Мазут, вакуумный газойль и битум.
[3)] Бензол и параксилол.

Работа над увеличением мощностей НПЗ Казахстана и повышением глубины переработки нефти продолжаются.

На ТОО «ПНХЗ» ведется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) по проекту «Ертыс», который направлен на выработку зимних сортов дизтоплива с температурой помутнения минус 32 °С и ниже; увеличен выпуск нефтехимической продукции (бензол и параксилол) до 145 т (45 %) на ТОО «АНПЗ»; достигнут рекордный объем производства битума на предприятии ТОО «СП «СВ» – 369 тыс. т, что позволило полностью обеспечить внутренний рынок.

Нефтегазохимическая отрасль Казахстана имеет огромный потенциал роста и может стать одним из основных локомотивов развития отечественной экономики.

В связи с вводом новых предприятий и наращиванием объемов выпуска продукции действующими заводами, с каждым годом отмечается рост

ПРОЕКТ DRAFT

производства нефтегазохимической продукции. Так, объем произведенной продукции в 2020 году составил 360 тыс. тонн, что в 4 раза больше по сравнению с 2016 годом. К 2030 году ожидается увеличение объемов до 3 млн т.

Наибольшим спросом на мировом рынке среди нефтегазохимической продукции пользуется полиэтилен и полипропилен, это 60 % от общего потребления всех полимеров. При этом мировое производство данных полимеров отстает от спроса, даже при условии реализации всех анонсированных проектов до 2030 года.

По данным международных маркетинговых компаний Platts и IHS спрос на полипропилен повысится с 62 млн т (в 2015 году) до 98 млн т (в 2030 году), при предложении 73 млн т и 90 млн т соответственно. Также увеличится спрос на полиэтилен с 90 млн т (в 2015 году) до 161 млн т (в 2030 году), при предложении 93 млн т и 121 млн т соответственно.

В этой связи, на территории нефтехимической Специальной Экономической Зоны реализуется «якорный» проект по выпуску полипропилена (мощностью 500 тыс. т/год). Общий прогресс реализации проекта на момент разработки справочника составляет 87 %. Завод по производству полипропилена станет одним из крупнейших в странах Содружества независимых государств по мощности и войдет в десятку ведущих производств в мире.

В 2021 году ожидается завершение строительно-монтажных работ и ввод в эксплуатацию еще одного завода по производству полипропилена и октаноповыщающих присадок для бензина на базе сырья Шымкентского нефтехимического завода мощностью 81 тыс. т/год и 57 тыс. т/год соответственно, в Туркестанской области.

На разных стадиях разработки находятся перспективные проекты по производству полиэтилентерефталата, карбамида, циклогексана, базовых масел, метанола и олефинов, реализация которых планируется в Атырауской, Туркестанской и Западно-Казахстанской областях.

Данные проекты предполагают создание мощностей по глубокой переработке нефти и газа с получением продукции высокой добавленной стоимости 4-5 переделов.

Реализация вышеназванных нефтегазохимических проектов позволит создать более 10 тыс. рабочих мест на этапе строительства и более 3 тыс. постоянных рабочих мест. Вклад в ВВП страны от реализации проектов нефтегазохимии оценивается в 1,3 до 2,5 % к 2030 году.

Таким образом, появление базовой нефтегазохимической продукции придаст импульс развитию малого и среднего бизнеса, который будет производить конечную продукцию бытового и промышленного назначения (медицинские изделия, строительные материалы, компоненты для автомобилестроения, упаковочная продукция и многое другое).

1.3.2 Мощности по переработке природного газа РК

Проектные мощности ГПЗ Казахстана представлены в таблице 1.6.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 1.6 - Проектные и действующие мощности ГПЗ Казахстана

№, п/п	Название завода	Вид перерабатываемого сырья	Действующая мощность, млн $м^3$ в год[2)]
1	ТОО «КазГПЗ»	сырой газ[1)]	751,00
2	Тенгизский ГПЗ	сырой газ[1)]	8674,16
3	Жанажольский ГПЗ	сырой газ[1)]	4635,34
		конденсат	
4	Амангельдинский ГПЗ	сырой газ[1)]	322,69
5	Боронкольский ГПЗ	сырой газ[1)]	326,05

[1)] В соответствии со Статьей 12 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»: «Сырым газом признаются любые углеводороды вне зависимости от их удельного веса, извлекаемые из недр в газообразном состоянии при нормальных атмосферных температуре и давлении, в том числе неочищенные природный, попутный, сланцевый газ…».

[2)] По данным Министерства энергетики Республики Казахстан (исх. № 10-12/298 от 06.05.2021г.).

За пять лет, с 2015 по 2019 год, внутреннее потребление товарного газа в Казахстане увеличилось на 35 %, с 12,1 до 16,3 млрд $м^3$ в год. В первую очередь это связано с газификацией регионов, которая дает прирост потребления примерно на 1,5–2 % в год. Объем потребления природного газа в Республике Казахстан представлен в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Объем потребления природного газа в Республике Казахстан

Показатели	Период				
	2017	2018	2019	2020	Январь-май 2021
Потребление природного газа в РК, млрд $м^3$	13,8	15,1	16,3	17,0	8,9

Запуск новых мощностей для переработки сырого природного газа с казахстанских месторождений позволит с 2025 года по 2030 год постепенно увеличить ежегодное производство товарного газа примерно на 10–15 млрд $м^3$. По самым консервативным прогнозам, Министерства энергетики Республики Казахстан, к 2030 году производство газа увеличится с текущих 30 млрд до 37–38 млрд $м^3$ в год. Потребление к этому времени вырастет до 26–27 млрд $м^3$ в год (рисунок 1.1).

ПРОЕКТ DRAFT

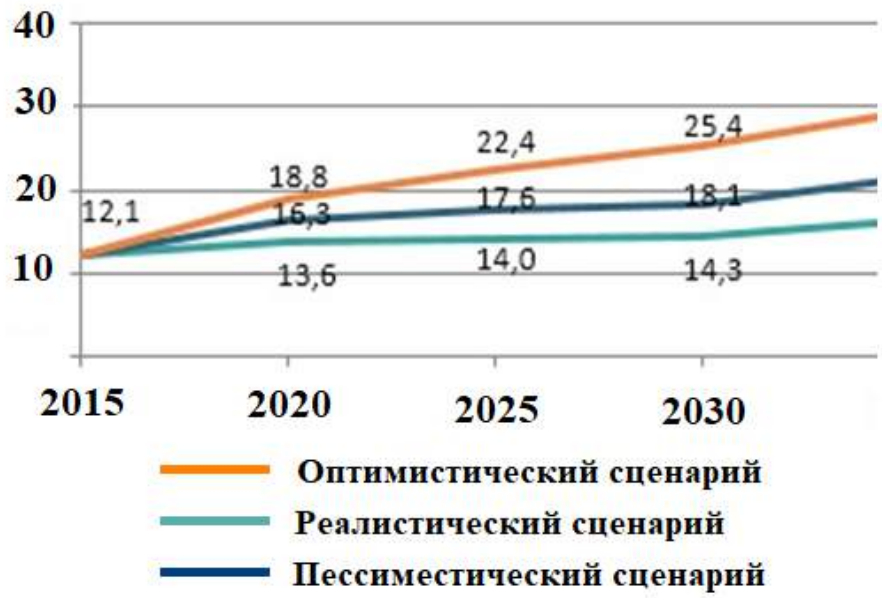


Рисунок 1.1 – Прогнозируемый сценарий среднегодового объема потребления газа в Республике Казахстан (Рисунок представлен из Концепции развития газового сектора Республики Казахстан до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Республики Казахстан от 5 декабря 2014 года № 1275)

Первый в числе проектов, за счет которых планируется нарастить производство товарного газа, – строительство газоперерабатывающего завода на месторождении Кашаган мощностью 1 млрд м^3 в год. Проект находится в стадии планирования, работы пока не ведутся. Поставки газа ориентировочно начнутся в 2023 году.

Второй проект – строительство в Атырауской области на Прорвинской группе месторождений установки комплексной подготовки газа мощностью 300 млн м^3 газа в год.

Третий проект предполагает расширение мощности Кожасайского газоперерабатывающего завода Актюбинской области с 300 до 430 млн м^3 с 2023 года.

Ожидается увеличение производства товарного газа за счет «уральской группы» месторождений в Западно-Казахстанской области – это месторождения ТОО «Жаикмунай», ТОО «Урал Ойл энд Газ» и ТОО «Степной леопард». За счет данного блока будет обеспечен прирост производства товарного газа на 4,7 млрд м^3 после 2030 года.

По данным Nostrum Oil & Gas, материнской компании ТОО «Жаикмунай», компания уже сейчас имеет возможность перерабатывать до 4,2 млрд м^3 сырого газа в год.

Ресурсы месторождений, разработка которых предусмотрена в рамках межправительственных соглашений с Россией - это месторождения Хвалынское (морское), Имашевское (суша) и Центральное (морское). В своем газовом

ПРОЕКТ ДИС

балансе Министерства энергетики РК учитывает только 50 % объемов с указанных месторождений, соразмерно доле участия казахстанской стороны. Прогнозируемый объем производства товарного газа с указанного блока составит 5,1 млрд $м^3$ в 2040 году.

1.4 Основная и побочная продукция, выпускаемая отраслью

Предприятия переработки нефти и газа в совокупности производят широкий спектр продукции:

- топливо для автомобилей, грузовиков, самолетов, кораблей и других видов транспорта;
- топливо для сжигания для производства тепла и электроэнергии для промышленности, коммерческого и бытового использования;
- сырье для нефтехимической и химической промышленности;
- специальные продукты, такие как смазочные масла, парафины / воски и битум;
- энергия как побочный продукт в виде тепла (пар) и энергии (электричество).

Перечень основных продуктов переработки нефти и газа заводов Казахстана включает более 15 наименований:

- автобензин различных марок;
- авиационный и осветительный керосины;
- дизельное топливо;
- котельное топливо (мазут);
- печное топливо;
- гудрон;
- кокс;
- битум;
- вакуумный газойль;
- очищенная (товарная) нефть, нафта;
- фракция газойлевая прямогонная;
- сжиженный газ;
- товарный (сухой) газ;
- остаток атмосферной перегонки;
- параксилол;
- бензол;
- сера;
- другие нефтепродукты.

Практически весь перечисленный спектр продукции выпускают только три завода: ТОО «АНПЗ», ТОО «ПНХЗ» и ТОО «ПКОП».

В Таблице 1.8 представлены объемы произведенных основных видов нефтепродуктов в Республике Казахстан за период 2017-2020 годы.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 1.8 – Производство основных видов нефтепродуктов в Республике Казахстан за период 2017-2020 годы[1)]

тыс.тон.

№ п.п.	Продукция, заводы	Декабрь/ Январь 2017 г.	Декабрь/ Январь 2018 г.	Отношение 2018 к 2017, %	Декабрь/ Январь 2019 г.	Декабрь/ Январь 2020г.	Отношение 2020 к 2019
1	Объем переработки нефти, всего:	15088,268	16391,719	108,6	17116,249	15808,64	92,4 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	4746,923	5340,281	112,5	5290,044	5003,57	94,6 %
	ТОО «ПКОП»	4685,631	4732,515	101,0	5400,746	4793,703	88,8 %
	ТОО «АНПЗ»	4723,647	5267,734	111,5	5388,245	5016,303	93,1 %
	ТОО «СП «СВ»	717,87	819,004	114,1	885,969	865,19	97,7 %
	АО «Конденсат»	214,197	232,185	108,4	151,245	129,874	85,9 %
2	Автобензин, всего:	3033,846	3940,959	129,9	4551,382	4484,714	98,5 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	1285,067	1421,945	110,7	1361,508	1438,527	105,7 %
	ТОО «ПКОП»	1027,45	1331,519	129,6	1908,313	1958,272	102,6 %
	ТОО «АНПЗ»	647,689	1128,963	174,3	1228,316	1043,576	85,0 %
	АО «Конденсат»	73,640	58,532	79,5	53,245	44,339	83,3 %
3	Авиакеросин, всего:	298,93	382,97	128,1	625,089	438,225	70,1 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	0,00	71,87	0,0	191,86	117,95	61,5 %
	ТОО «ПКОП»	279,744	270,034	96,5	335,126	244,101	72,8 %
	ТОО «АНПЗ»	19,186	41,066	> в 2,1 раза	98,103	76,174	77,6 %
4	Дизельное топливо, всего:	3987,315	4464,457	112,0	4810,316	4551,844	94,6 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	1403,434	1731,372	123,4	1727,422	1601,306	92,7 %
	ТОО «ПКОП»	1209,357	1243,354	102,8	1517,787	1411,005	93,0 %
	ТОО «АНПЗ»	1374,524	1456,313	106,0	1516,383	1478,411	97,5 %
	АО «Конденсат»	0,00	33,418	0,0	48,724	61,122	125,4 %
5	Мазут, всего:	3282,105	2812,363	85,7	2721,122	2067,478	76,0 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	690,62	707,682	102,5	730,576	588,106	80,5 %
	ТОО «ПКОП»	1082,308	970,466	89,7	760,785	410,488	54,0 %
	ТОО «АНПЗ»	1509,177	1134,215	75,2	1229,761	1068,884	86,9 %
6	Газ сжиженный, всего:	2902,115	3114,795	107,3	3195,75	3177,974	99,4 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	256,537	310,989	121,2	279,343	290,476	104,0 %
	ТОО «ПКОП»	96,885	168,744	174,2	295,197	327,068	110,8 %
	ТОО «АНПЗ»	39,246	165,844	> в 4,2 раза	126,951	126,902	100,0 %
	ТОО "КазГПЗ"	169,496	175,593	103,6	186,245	172,791	92,8 %
	ТОО «Тенгизшевройл»	1382,391	1342,657	97,1	1347,77	1481,818	109,9 %
	Жанажольский газоперерабатывающий завод АО «СНПС-Актобемунайгаз»	632,449	647,49	102,4	668,222	522,205	78,1 %
	ТОО «СП «КазГерМунай»	150,609	143,535	95,3	119,712	88,88	74,2 %
	Амангельдинский газоперерабатывающий завод ТОО «Амангельды Газ»	3,57	7,509	> в 2,1 раза	14,991	12,078	80,6 %

ПРОЕКТ

№ п.п.	Продукция, заводы	Декабрь/ Январь 2017 г.	Декабрь/ Январь 2018 г.	Отношение 2018 к 2017, %	Декабрь/ Январь 2019 г.	Декабрь/ Январь 2020г.	Отношение 2020 к 2019
	ТОО «Жаикмунай»	141,917	118,838	83,7	109,745	86,173	78,5 %
	ТОО «Казахойл-Актобе»	24,83	28,409	114,4	28,286	28,733	101,6 %
	ТОО «KazFrac»	4,185	5,187	123,9	-	-	-
	ТОО «Саутс Ойл»	-	-	-	5,556	5,832	105,0 %
	ТОО «Gaz Processing Company»	-	-	-	13,732	35,018	> в 2,6 раза
7	Кокс, всего:	356,135	404,496	113,6	454,218	487,748	107,4 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	236,327	229,631	97,2	217,067	219,942	101,3 %
	ТОО «ПКОП»	0,00	41,388	0,00	114,014	137,515	120,6 %
	ТОО «АНПЗ»	119,808	133,477	111,4	123,137	130,291	105,8 %
8	Битум, всего:	479,592	602,188	125,6	671,333	727,639	108,4 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	244,706	293,902	120,1	302,26	358,011	118,4 %
	ТОО «ПКОП»	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0 %
	ТОО «АНПЗ»	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0%
	ТОО «СП «СВ»	234,886	308,286	131,2	369,073	369,628	100,2 %
9	Печное топливо, всего:	134,235	177,863	132,5	38,078	59,843	157,2 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	72,643	28,402	0,00	2,75	16,963	> в 6,2 раза
	ТОО «ПКОП»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00 %
	ТОО «АНПЗ»	61,592	149,461	> в 2,4 раза	35,328	42,88	121,4 %
10	Вакуумный газойль, всего:	1710,843	1016,009	59,47	729,241	381,159	52,3 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	96,92	65,571	67,7	126,014	32,085	25,5 %
	ТОО «ПКОП»	818,165	462,112	56,5	237,06	0,00	0,00 %
	ТОО «АНПЗ»	754,214	443,445	58,8	330,945	321,536	97,2 %
	АО «Конденсат»	41,544	44,881	108,0	35,222	27,538	78,2 %
11	Бензол	8,952	13,875	155	26,26	44,298	169 %
	ТОО «АНПЗ»	8,952	13,875	155	26,26	44,298	169 %
12	Гудрон	74,05	38,774	52,4	22,839	9,369	41 %
	АО «Конденсат»	74,05	38,774	52,4	22,839	9,369	41 %
13	Фракция газойлевая прямогонная	74,05	38,774	52,4	5,746	1,461	25,4 %
	АО «Конденсат»	74,05	38,774	52,4	5,746	1,461	25,4 %
14	Остаток атмосферной перегонки	18,847	0,00	0,00	-	-	-
	АО «Конденсат»	18,847	0,00	0,00	-	-	-
15	Параксилол	0,00	4,858	0,00	118,267	209,992	117,6 %
	ТОО «АНПЗ»	0,00	4,858	0,00	118,267	209,992	117,6 %
16	Очищенная (товарная) нефть, нафта	470,908	501,331	106,5	508,236	485,832	95,6 %
	ТОО «СП «СВ»	470,908	501,331	106,5	508,236	485,832	95,6 %
17	Сера	2654,618	2703,888	101,9	2725,65	2573,189	94,4 %
	в т.ч. ТОО «ПНХЗ»	27,048	46,633	172,4	47,725	44,926	94,1 %
	ТОО «ПКОП»	0,554	1,127	> в 2,0 раза	3,353	5,981	178,4 %

ПРОЕКТ ОРЛ

№ п.п.	Продукция, заводы	Декабрь/ Январь 2017 г.	Декабрь/ Январь 2018 г.	Отношение 2018 к 2017, %	Декабрь/ Январь 2019 г.	Декабрь/ Январь 2020г.	Отношение 2020 к 2019
	ТОО «АНПЗ»	2,486	4,432	178,3	4,048	4,576	113,0 %
	Тенгизский газоперерабатывающий завод ТОО «Тенгизшевройл»	2548,952	2574,963	101,0	2588,994	2451,358	94,7 %
	Жанажольский газоперерабаты-вающий завод АО «СНПС-Актобе-мунайгаз»	69,217	70,298	101,6	71,748	56,098	78,2 %
	ТОО «Gaz Processing Company»				3,559	3,778	106,2 %
	ТОО «Казахойл-Актобе»	6,361	6,435	101,2	6,223	6,472	104,0 %
[1)] По данным Министерства энергетики Республики Казахстан (исх. № 10-12/298 от 06.05.2021г.).							

В соответствии с Национальным Планом развития Республики Казахстан до 2025 года, для развития «новых переделов» в западных регионах страны (Мангистауская, Западно-Казахстанская, Актюбинская, Атырауская области) акцент будет сделан на развитие нефтехимии, газопереработки, налаживание производства отечественного оборудования для переработки сырья, а также освоение отечественными компаниями рынка нефтесервисных услуг.

1.4.1 Рынок нефти РК

Республика Казахстан играет немаловажную роль в мировом нефтяном рынке, обладает крупным потенциалом, который включает в себя значительные разведанные запасы и еще значительные прогнозные ресурсы углеводородного сырья.

За январь–сентябрь 2020 года Казахстан экспортировал 55 млн т нефти на сумму 18,7 млрд долларов США. Рост в натуральном выражении составил 7,6 %, в денежном - напротив, показатель упал сразу на 24,8 %.

В страны Содружества независимых государств было отправлено 439,4 тыс. т сырой нефти на 120,3 млн долл. США (рисунок 1.2). Основной импортёр казахстанской нефти среди стран Содружества независимых государств - Узбекистан. В остальные страны мира было отправлено 54,6 млн т нефти на сумму 18,6 млрд долл. США. Основными импортёрами стали Италия, Нидерланды и Индия.

ПРОЕКТ DRAFT

	Сентябрь 2020 года		Сентябрь 2019 года		Рост за год, %	
	тыс. т	млн долл. США	тыс. т	млн долл. США	тыс. т	млн долл. США
Всего	55010,5	18725,6	51108,9	24899,9	7,6	-24,8
Страны СНГ	439,4	120,3	153,5	61,2	186,3	96,7
Узбекистан	397,5	111,2	97,1	42,3	309,3	162,9
Россия	42	9,1	56,4	18,9	-25,6	-51,8
Остальные страны мира	54571,1	18605,4	50955,4	24838,8	7,1	-25,1
Италия	14799,7	4976,8	12415	6050,7	19,2	-17,7
Нидерланды	5948,7	1931,9	5138,3	2544,6	15,8	-24,1
Индия	4537,1	1726,2	1524,6	768,7	197,6	124,6
Китай	3741,5	1172,3	1686,7	823,7	121,8	42,3
Швейцария	3433	1003,4	3316,2	1493	3,5	-32,8
Франция	3285,7	1145,9	5540,4	2736	-40,7	-58,1
Греция	3252,4	1037,1	2084,6	1005,6	56	3,1
Румыния	2576,8	954,7	2671,2	1261,5	-3,5	-24,3
Турция	2529,3	947,1	2400,6	1132,2	5,4	-16,3
Испания	2079,8	657,4	3647,4	1802,9	-43	-63,5
Прочие	8387,1	3052,5	10530,5	5220,1	-20,4	-41,5

Рисунок 1.2 – Статистические данные Республики Казахстан по экспорту сырой нефти

С точки зрения экспорта сырой нефти в долгосрочной перспективе структура внешнеторговых партнеров Республики Казахстан сохранится, за исключением растущей доли Китая. Европейский рынок сырой нефти будет стагнировать, однако снижение спроса на казахстанскую нефть на данный момент не прогнозируется. Основным драйвером изменения динамики спроса в долгосрочной перспективе станет Азиатско-Тихоокеанский регион, в частности Индия и Китай.

Зависимость Республики Казахстан от импортного топлива решена благодаря модернизации основных крупных НПЗ, являющихся дочерними или зависимыми предприятиями АО «НК «КазМунайГаз». По итогам 2019 года обеспеченность рынка бензином, дизтопливом и авиакеросином достигла 100 %. При этом, ежегодно растет потребность рынка в светлых нефтепродуктах, так в 2019 году рост потребления по сравнению с 2018 годом составил 120 %.

На момент разработки справочника в Казахстане производится нефтепродуктов больше, чем внутренняя потребность страны, и этот переизбыток сохранится до начала 2030 года.

С 2019 года ведётся работа по принятию необходимых законодательных и нормативных правовых документов в части экспорта казахстанских нефтепродуктов в страны Центральной Азиии. Летом 2018 года введен запрет на ввоз бензина из Российской Федерации с целью не допустить затоваривания резервуаров трех крупных казахстанских НПЗ нефтепродуктами. По данным АО «НК «КМГ», казахстанские производители получили возможность

ПРОЕКТ

экспортировать до 1,2 млн т топлива. Впервые в 2019 году был открыт экспорт бензина, в том числе и в Европу.

1.4.2 Рынок природного газа

В Казахстане АО «КазТрансГаз» управляет централизованной инфраструктурой по транспортировке товарного газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям, обеспечивает международный транзит и занимается продажей газа на внутреннем и внешнем рынках, разрабатывает, финансирует, строит и эксплуатирует трубопроводы и газохранилища. В управлении АО «КазТрансГаз» находится огромная газотранспортная система, включающая более 40 тысяч километров газораспределительных сетей, более 18 тысяч километров магистральных газопроводов, 56 компрессорных станций, на которых установлено 316 газоперекачивающих агрегата, 3 подземных хранилища газа.

В 2018 году реализовано 46 проектов газификации на общую сумму 21 млрд тенге (в 2017 году – 17 проектов). Уровень газификации страны на 1 января 2019 года достиг 49,68 %, прирост в 2,3 % по сравнению с 2017 годом. Доступ к газу имеют порядка 9 млн человек. По итогам 2019 года планируется выйти на уровень газификации в 50,5 %.

На рисунке 1.3 представлен экспорт природного газа по регионам за 2018-2019 годы.

	Январь-февраль 2019		**Январь-февраль 2018**		**Рост за год, %**	
	млн $м^3$	тыс.долл. США	млн $м^3$	тыс.долл. США	млн $м^3$	тыс.долл. США
Газ природный	**4935,3**	**512030,2**	**4808,7**	**340363,3**	**2,6**	**50,4**
Страны СНГ	3022,8	167790	3343,1	164323,6	-9,6	2,1
Россия	1701	34293,1	1670,7	28027,9	1,8	22,4
Украина	1254,2	123434,6	1271,7	99304,5	-1,4	24,3
Кыргызстан	67,5	10062,3	79,5	11849,6	-15,1	-15,1
Узбекистан	-	-	321,1	25141,5	-	-
Остальные страны мира	1912,3	344240,2	1465,6	176,039,7	30,5	95,5
Китай	1432	313377,7	784,8	133054,7	82,5	135,5
Швейцария	424,4	27582,9	680,8	42985	-37,7	-35,8
Польша	56,2	3279,6	-	-	-	-

PROJECT DRAFT

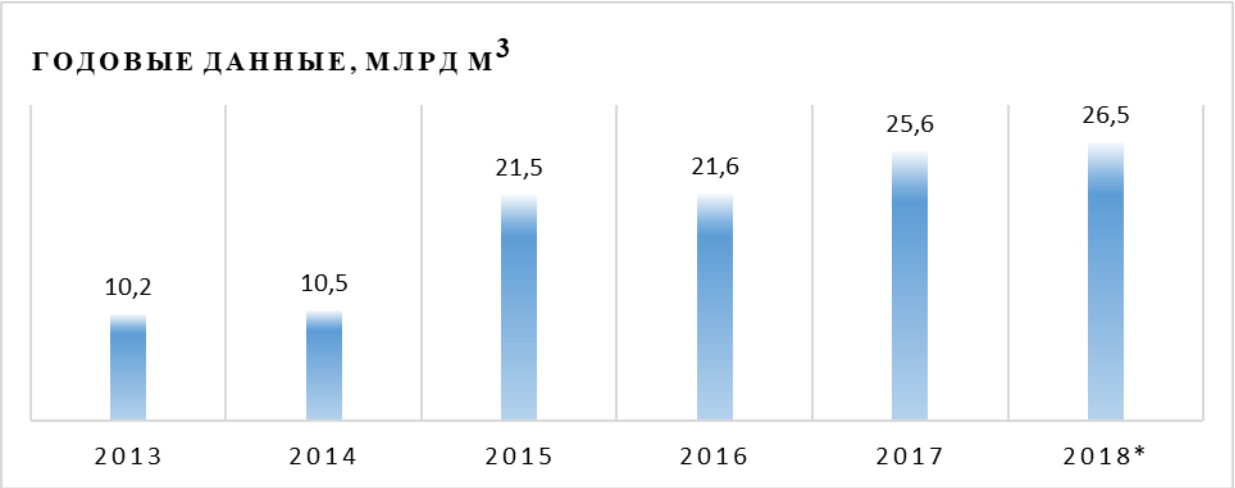


Рисунок 1.3 – Статистические данные Республики Казахстан по экспорту природного газа

В Казахстане 5 февраля 2019 года впервые были проведены торги сжиженным нефтяным газом (СНГ) в режиме двойного встречного анонимного аукциона на площадке товарной биржи ETS. Торги были осуществлены в рамках реализации изменений и дополнений в Закон «О газе и газоснабжении» от 09.01.2012, предусматривающих реализацию СНГ на внутренний рынок Казахстана посредством электронных торговых площадок.

Участниками электронных торгов в качестве покупателей сжиженного нефтяного газа являются субъекты систем снабжения сжиженным нефтяным газом либо их представители: газосетевые организации, промышленные потребители, владельцы газонаполнительных пунктов или автогазозаправочных станций, имеющие на праве собственности или иных законных основаниях емкости хранения сжиженного нефтяного газа общим объемом не менее 60 $м^3$ с возможностью их заполнения с железнодорожных цистерн либо заключившие договор об оказании услуг по хранению и перевалке сжиженного нефтяного газа объемом не менее 60 $м^3$ в месяц с владельцем газонаполнительной станции.

Планируется, что в 2021 году государственное регулирование оптовых цен сохранится только на сжиженный газ, реализуемый населению через групповые резервуарные установки, а также для предприятий нефтехимии, производящих продукцию с высокой добавленной стоимостью.

Ранее правительство ограничивало максимальную оптовую стоимость газа в соответствии с Законом «О газе и газоснабжении». Это приводило не только к убыткам производителей, но и увеличивался риск дефицита газа на внутреннем рынке из-за незаконного экспорта. Производство сжиженного нефтяного газа в Казахстане составляет примерно 2,6–2,7 млн т/год. Внутри страны потребляется около 36 % от этого объема, а остальное направляется на экспорт. Впоследствии рыночное ценообразование на внутреннем рынке газа может привлечь иностранных инвесторов, которые способны построить дополнительные

ПРОЕКТ ПРАК

мощности по сжижению газа. В этом случае можно будет рассчитывать на существенное увеличение экспорта.

1.5 Технико-экономические характеристики

Текущее положение отрасли переработки нефти в Казахстане

На сегодняшний день экономика Казахстана зависит от экспорта сырьевых ресурсов и поэтому в значительной степени подвержена воздействию внешних резких колебаний цен на сырьевых рынках. В 2018 году экспорт казахстанской нефти вырос до 70,2 млн т, а нефть, направленная на внутреннее потребление, составила 20,2 млн т, т.е. около 20 % от общего объема добытой нефти. Казахстан достигнет максимального уровня добычи и экспорта нефти в период между 2030 и 2040 годами.

Крупными поставщиками нефти на казахстанские НПЗ являются «КазМунайГаз», «Petrosun», «Petroleum Operating», которые поставляют основную часть нефти, перерабатываемой на НПЗ РК.

Информация о структуре отрасли и производственных мощностях нефте- и газоперерабатывающих заводов представлена в разделах 1.1 и 1.3.

Переработка нефти в Казахстане развивается в целом синхронно с увеличением объемов добычи нефти с незначительным опережением. Основной объем переработки нефти в Казахстане осуществляют 5 крупных НПЗ, суммарная мощность которых, учитывая модернизацию трех НПЗ, составляет 19,55 млн т, при фактическом объеме переработки около 16 млн тонн.

С 1 января 2018 года на территории Казахстана применяются бензин и дизельное топливо экологических классов К4 и К5. Три крупных НПЗ РК: Прошедшие модернизацию ТОО «ПНХЗ», ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП» отвечают требованиям экологических классов К4 и К5.

Производство нефтепродуктов в РК

На рисунках 1.4–1.6 представлены графики динамики объемов производства нефтепродуктов в РК за период 2010–2019 годы. Данные (Рисунки 1.4–1.6) представлены из Статистического сборника «Промышленность Казахстана и его регионов» Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

ПРОЕКТ DRAFT

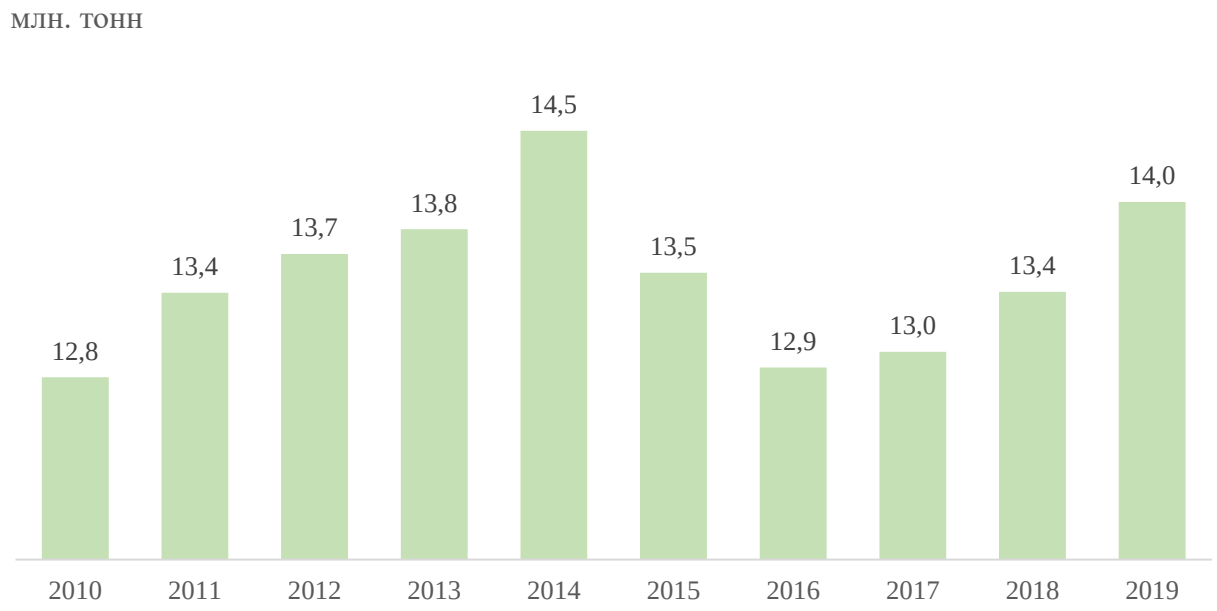


Рисунок 1.4 - Производство нефтепродуктов в РК за период 2010–2019 годы

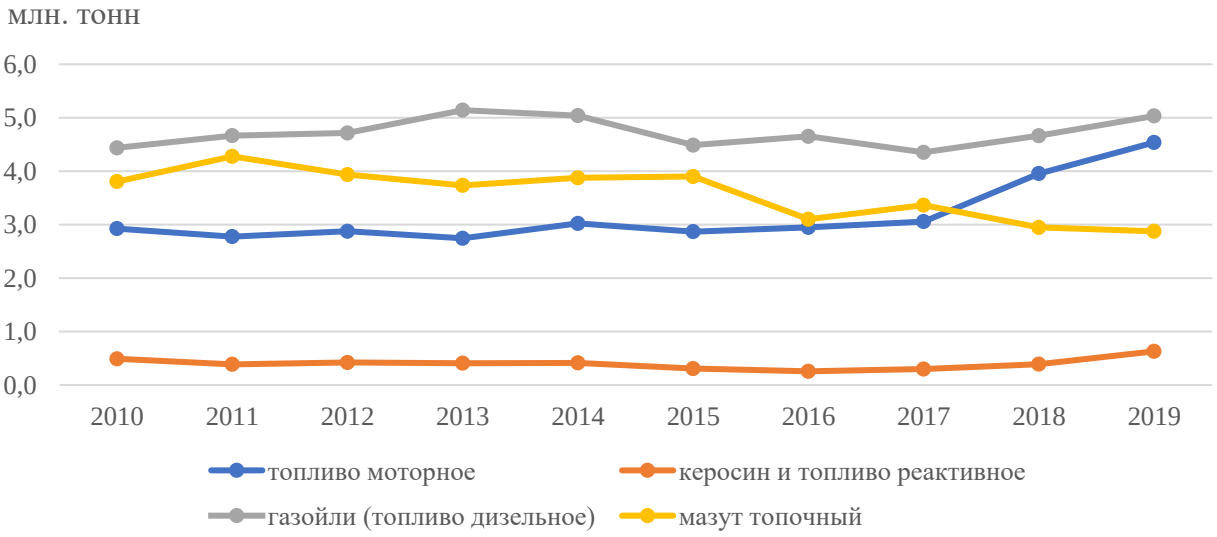


Рисунок 1.5 - Производство основных нефтепродуктов в Республике Казахстан за период 2010–2019 годы

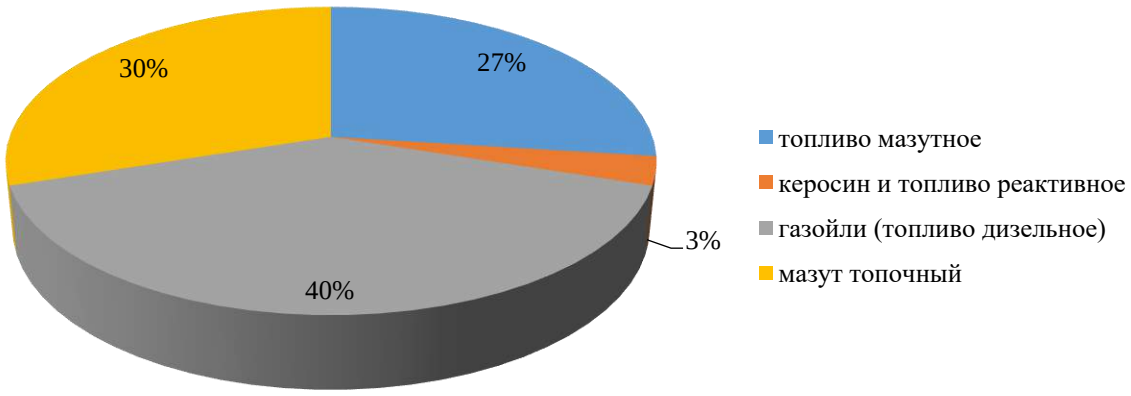


Рисунок 1.6 – Структура производства нефтепродуктов в Республике Казахстан в разрезе продуктов в среднем за 2010–2019 годы

Как видно из рисунка 1.6 основными продуктами, производимыми в Казахстане, являются дизельное топливо, мазут топочный и моторное топливо (бензин).

Импорт нефтепродуктов в РК

На рисунках 1.7–1.9 представлены графики объемов импорта нефтепродуктов в Республику Казахстан за период 2010–2019 годы на основе Статистического сборника «Внешняя торговля РК» Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

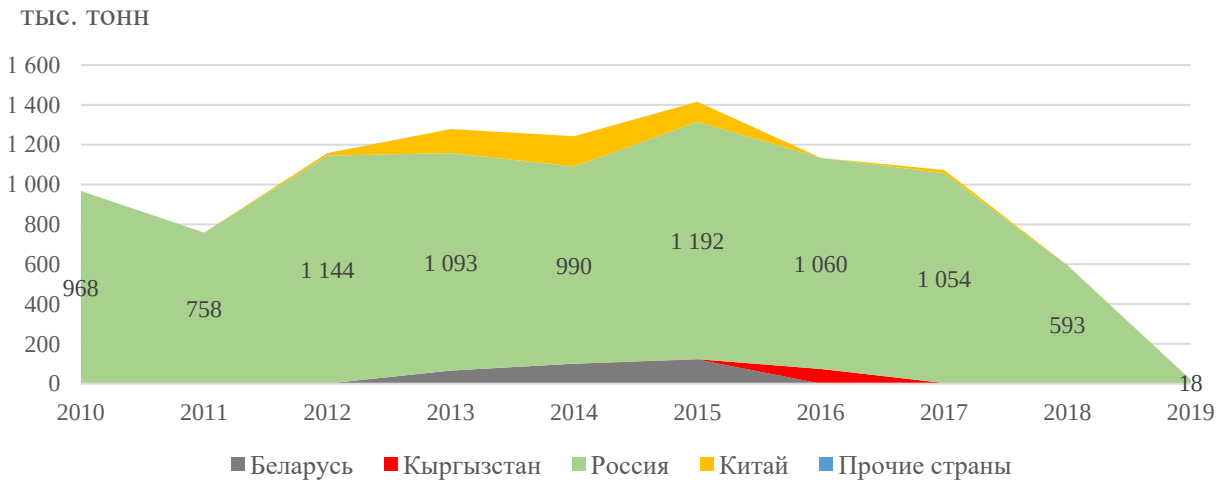


Рисунок 1.7 – Импорт автомобильного бензина в Республику Казахстан за 2010–2019 годы

Из рисунка 1.7 видно, что основным импортером автомобильного бензина в Казахстан за период с 2010-2019 годы были российские поставщики.

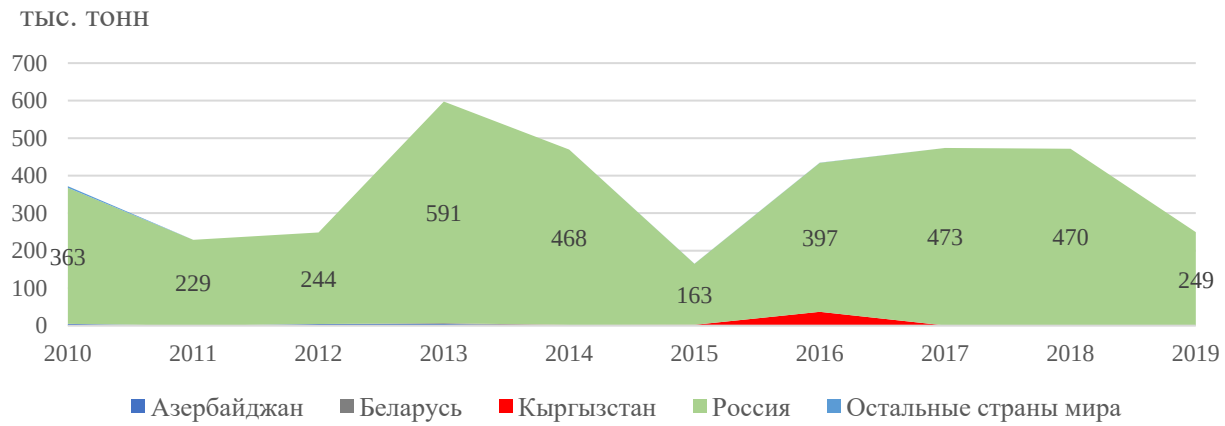


Рисунок 1.8 – Импорт дизельного топлива в Республику Казахстан за 2010–2019 годы

Аналогичная же ситуация складывается по импорту дизельного топлива и мазута в Казахстан – Россия основной поставщик (рисунки 1.8, 1.9).

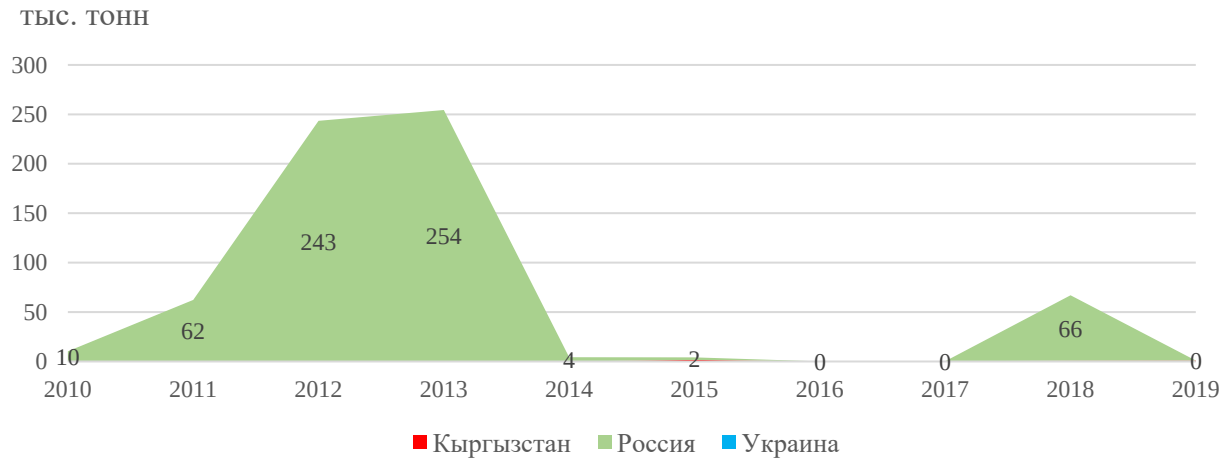


Рисунок 1.9 – Импорт мазута в Республику Казахстан за 2010–2019 годы

После завершения модернизации НПЗ в Казахстане в 2018 году объемы импорта нефтепродуктов резко упали. На сегодняшний день казахстанские НПЗ полностью обеспечивают внутренний рынок всеми видами нефтепродуктов.

Экспорт нефтепродуктов из РК

На рисунках 1.10–1.12 представлены графики объемов экспорта нефтепродуктов из Республики Казахстан в другие страны за период 2010–2019 годы на основе данных Статистического сборника «Внешняя торговля РК»

Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан.

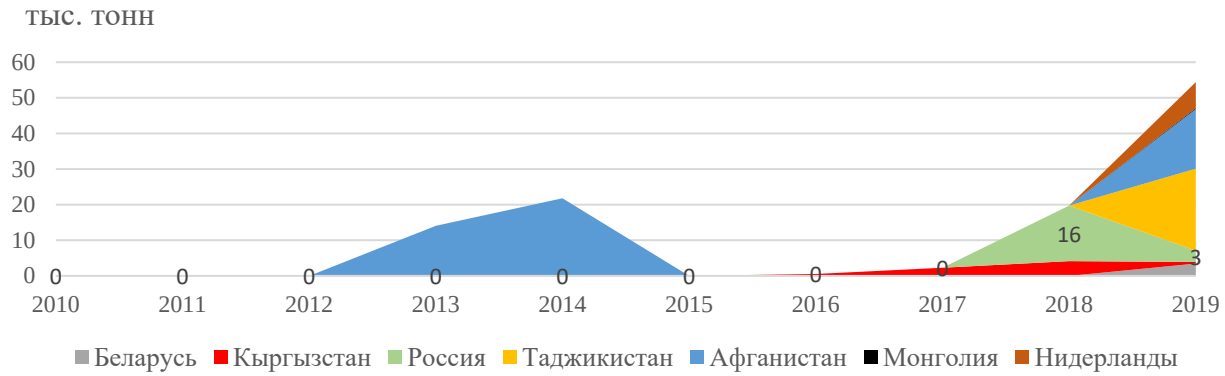


Рисунок 1.10 – Экспорт автомобильного бензина из Республики Казахстан за 2010–2019 годы

Из графика, представленного на рисунке 1.10, видно, что объемы экспорта автомобильного бензина начали расти после проведения модернизации казахстанских НПЗ.

Увеличение производства нефтепродуктов позволяет Казахстану не только обеспечивать потребность внутреннего рынка, но и получать избыточный объём светлых нефтепродуктов, которые направляются на экспорт.

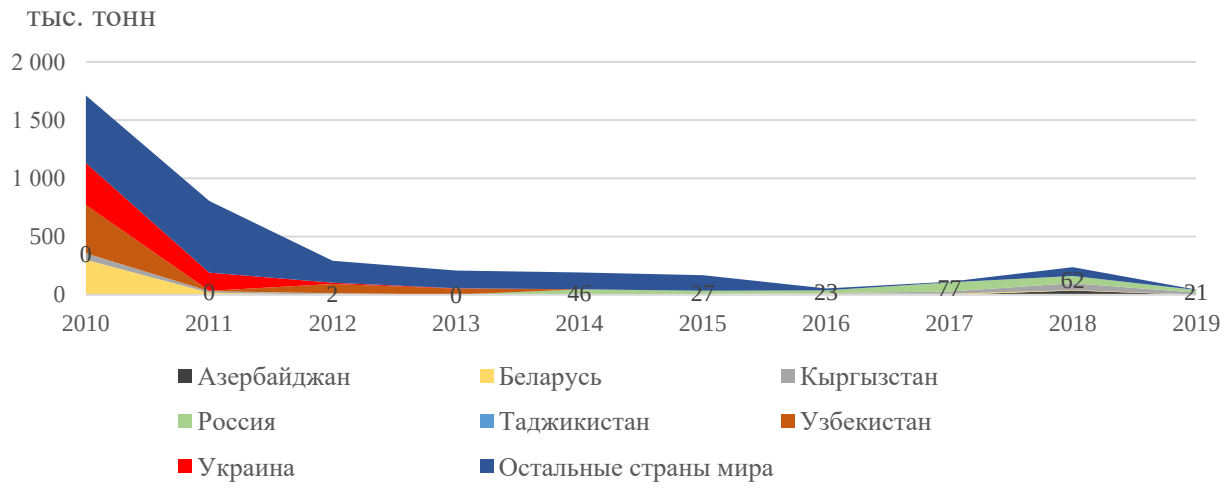


Рисунок 1.11 – Экспорт дизельного топлива из Республики Казахстан за 2010–2019 годы

Из графика, представленного на рисунке 1.11, видно, что объемы экспорта дизельного топлива начали уменьшаться, но есть вероятность увеличения объемов продаж дизельного топлива за рубеж с 2020 года.

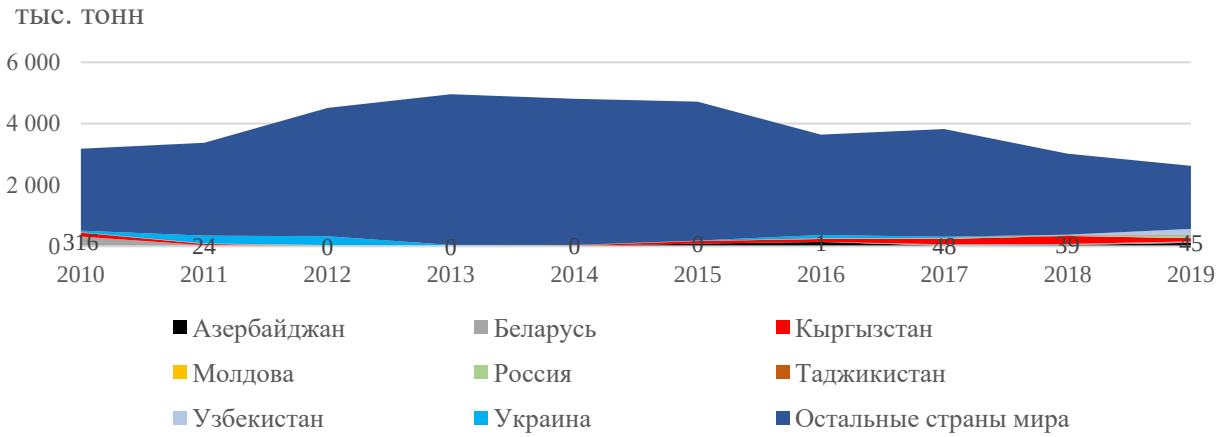


Рисунок 1.12 – Экспорт мазута из Республики Казахстан за 2010–2019 годы

Объемы мазута экспортируются в большей степени за пределы стран СНГ (рисунок 1.12), в частности основные объемы мазута поставляются в Италию и Нидерланды.

Каждый месяц Казахстан отгружает за рубеж до 20–30 тыс. т бензина. В перспективе экспорт казахстанских светлых нефтепродуктов в ближайшее время не сможет достичь крупных масштабов, но Казахстан может занять доли в ряду региональных рынков, например таких, как рынки Кыргызстана или Узбекистана. Основную часть экспорта казахстанских нефтепродуктов по-прежнему составляет мазут, но его избыток в стране сократился.

Экономика казахстанского экспорта мазута в ближайшей перспективе будет становиться всё менее благоприятной в связи с введением Международной морской организацией (IMO) в 2020 году ограничений на содержание серы в бункерном топливе для морских судов. Правила IMO устанавливает снижение максимально допустимого уровня серы с 3,5 до 0,5 % и распространяется на международном уровне. Ожидается, что введение новых правил IMO приведет к значительному снижению цен на высокосернистый мазут на мировых рынках.

Вклад переработки нефти в экономику страны

В структуре ВВП за 2019 год «Производство продуктов нефтепереработки» составило 769 620,3 млн тенге при ВВП 69 532 626,5 млн тенге, то есть 1,1 % от ВВП, согласно экспресс-информации Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 3 августа 2020 года.

Развитие нефтегазохимии

В 2021 году планируется разработка Национального проекта по развитию нефтегазохимии до 2025 года, который нацелен развивать отрасль с акцентом на решение проблемных вопросов, в частности:

- обеспечение проектов нефтегазохимии сырьем;
- создание кластера нефтегазохимии;

– развитие дальнейших переделов.

В рамках поручения Совета иностранных инвесторов прорабатывается разработка отдельного соглашения между Правительством и инвестором, с учетом его потребностей при реализации нефтегазохимического проекта. Данные меры позволят к 2025 году завершить строительство 5 заводов:

- завода по производству полипропилена мощностью 500 тыс. т/год (Атырауская область);

- завода по производству технических газов мощностью 57 млн $м^3$ азота и 34 млн $м^3$ сухого сжатого воздуха (Атырауская область);

- завода по производству полипропилена мощностью 80 тыс. т/год и октан повышающих присадок для бензина мощностью 60 тыс. т/год на базе сырья Чимкентского нефтехимического завода (г. Шымкент).

- завода по производству полиэтилентерефталата мощностью 430 тыс. т/год (Атырауская область);

- завода по производству метанола (82 тыс. т/год) и гликоль (100 тыс. т/год) мощностью 182 тыс. т/год (г. Уральск).

Ожидаемый эффект к 2025 г. предполагает увеличение объема производства в 9 раз, составив 2,0 млн т нефтегазохимической продукции, объем инвестиций в экономику страны составит порядка 3,9 млрд долл. США.

Прогнозы и тренды

По прогнозу HISMarkit потребление нефтепродуктов в Казахстане увеличится на 29,5 % до уровня 18,5 млн тонн к 2040году. Это обусловлено повышением потребления бензина, дизельного и авиационного топлива. Повышение спроса отразиться на увеличении объемов нефтепереработки ориентировочно на 17,5 % до уровня 21 млн т/год к 2040 году.

Учитывая мировые тенденции, существует высокая неопределенность в уровне цен на углеводороды. По оценкам Международного энергетического агентства и информационного агентства США по энергетике, цены на нефть до 2035 года могут находиться в диапазоне от 50 до 200 долл.США/баррель.

В Казахстане в последние годы наблюдается активный рост валовой добычи природного газа: в 2018 году его объемы повысились на 4,8 % после значительного увеличения (на 13,4 %) в 2017 году, что было обусловлено в основном наращиванием добычи на месторождении Кашаган. Несмотря на наблюдающийся рост добычи природного газа, на газовом рынке Казахстана присутствуют ограничивающие факторы.

Во-первых, в настоящее время более половины валовой добычи газа составляет попутный газ, а остальной объем газа большей частью поступает с месторождения Карачаганак, где основной акцент делается также на добыче газоконденсатных жидкостей. Такая высокая зависимость от попутного газа осложняет задачу корректировки коммерческих объемов добычи газа в зависимости от спроса.

Проект

Во-вторых, значительная часть попутного газа имеет высокое содержание серы, что требует дорогостоящей подготовки и дополнительных мер для обеспечения безопасного хранения, утилизации и монетизации больших объемов удаленной серы.

В-третьих, текущий низкий уровень внутренних цен на газ не обеспечивает достаточных стимулов для того, чтобы компании, осуществляющие добычу попутного газа, по собственному желанию поставляли дополнительные коммерческие объемы на внутренний рынок. На текущий момент обратная закачка газа в пласт стала предпочтительным решением как для добывающей компании, так и для правительства, поскольку увеличение добычи жидких углеводородов приносит дополнительную выручку производителям и дополнительные доход государству, а также избавляет от производственных сложностей и финансовых затрат, связанных с переработкой газа.

1.6 Основные экологические проблемы нефтегазоперерабатывающей отрасли

Нефте- и газоперерабатывающие заводы Республики Казахстан (далее – НПЗ и ГПЗ) являются промышленными предприятиями, перерабатывающими нефть и (или) газовый конденсат, и (или) продукты их переработки (далее – сырьё) с целью производства готовой продукции. НПЗ и ГПЗ при осуществлении технологических процессов активно потребляют энергию, воду и другие материальные ресурсы. В процессах хранения (сырья и готовой продукции) и переработки на НПЗ и ГПЗ происходят воздействия на атмосферу, воду и почву. НПЗ и ГПЗ относятся к объектам I категории, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду. НПЗ и ГПЗ проводят работы по обеспечению экологической безопасности своей деятельности за счет минимизации вредного воздействия на окружающую среду и предотвращению нерационального использования природных ресурсов. В соответствии с Экологическим кодексом НПЗ и ГПЗ разрабатывают программы повышения экологической эффективности и производственного экологического контроля. Особенностями сырья, поступающего на переработку на НПЗ и ГПЗ Казахстана, является различный состава в зависимости от месторождения, на котором его добыли и предварительной подготовки. Изменения в составе сырья могут влиять на состав выбросов, сбросов и отходов процессов нефтегазопереработки. Это влияние считается незначительным, так как большинство технологических процессов рассчитаны на эти колебания в составе перерабатываемых материальных потоков. Следовательно, тип и количество выбросов, сбросов, отходов процессов НПЗ в окружающую среду хорошо известны при обычной эксплуатации. Однако при переработке углеводородного сырья, ранее неизвестного НПЗ, может возникать непредвиденное воздействие на производительность процессов переработки, приводя к увеличению выбросов и

ПРОЕКТ DRAFT

сбросов. Это особенно вероятно скажется на сбросах в воду и в меньшей степени на выбросах в воздух.

В таблице 1.9 представлена информация о видах воздействия на окружающую среду от различных процессов/установок НПЗ, а также информация о потреблении материально-энергетических ресурсов и потерях тепла.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 1.9 – Виды экологических воздействий и потребление материально-энергетических ресурсов на НПЗ РК

Процесс/установка	Виды экологических воздействий				
	выбросы в атмосферу	выбросы сточных вод	образование отходов	потребление материалов и энергии	потери тепла
Основные процессы					
Доставка	-	-	-	-	-
Загрузка	X	-	-	-	-
Хранение	X	0	X	0	0
Технологические печи	X	-	0	X	X
Процессы разделения					
Установка атмосферной перегонки сырой нефти	X	X	0	X	X
Установка вакуумной перегонки	X	X	0	X	X
Установка разделения газа	X	0	0	0	0
Процессы конверсии					
Термокрекинг, висбрекинг	X	X	0	X	X
Замедленное коксование	X	X	X	X	X
Каталитический крекинг	X	X	X	X	X
Гидрокрекинг	X	X	X	X	X
Окисление битума	X	X	X	X	X
Риформинг	X	X	X	X	X
Изомеризация	X	X	X	X	X
Производство МТБЭ	X	X	X	X	0
Процессы переработки					
Гидродесульфуризация	X	X	X	X	X
Десульфуризация	X	X	X	X	0
Промывка газа	X	0	X	X	0
Другие процессы					
Установка производства серы	X	X	0	0	0
Факельная система	X	X	0	0	0
Градирня	X	X	0	0	0
Очистка сточных вод	X	X	X	X	0
Установки смешивания	X	X	0	0	0
Извлечение отходящих газов (установка восстановления отработанного газа)	X	X	X	0	0

В Республике Казахстан основной объем переработки нефти приходится на четыре крупных НПЗ. Учитывая доступную официальную информацию, для демонстрации влияния нефтеперерабатывающей промышленности на загрязнение окружающей среды в настоящем документе представлены данные

ПРОЕКТ DRAFT

по её загрязнению дочерними и зависимыми организациями АО «НК «КазМунайГаз». В соответствии с «Отчетом об устойчивом развитии» за 2019 год АО «НК «КазМунайГаз» выбросы предприятий переработки нефти составляют около 19 % от общего количества выбросов компаний нефтегазовой отрасли (добывающие, транспортирующие, перерабатывающие). В таблице 1.10 представлены значения валовых выбросов наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников дочерних и зависимых организаций АО «НК «КазМунайГаз».

Таблица 1.10 - Валовые выбросы в атмосферу наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников дочерних и зависимых организаций АО «НК «КазМунайГаз» за три года

Наименование объекта	Наименование загрязняющих веществ	Выбросов по годам, тыс. тонн					Усредненное значение доли от общих выбросов в РК, %
		2015	2016	2017	2018	2019	
Республика Казахстан	наиболее распространенные загрязняющие атмосферу вещества, отходящих от стационарных источников[3)]	2 180,0[1)]	2 271,6[1)]	2 357,8[1)]	2 446,7[1)]	2 483,1[1)]	-
Нефтеперераба-тывающие дочерние и зависимые предприятия АО «НК «КазМунайГаз»		49,2[2)]	46,2[2)]	46,8[2)]	52,1[2)]	48,9[2)]	2,1

[1)] Данные из Статистического сборника «Охрана окружающей среды в Республике Казахстан за 2015–2019 годы» Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан.

[2)] Значения получены на основе данных из «Отчета об устойчивом развитии» за 2019 год АО «НК «КазМунайГаз» и проектов допустимых выбросов.

[3)] В качестве наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников, рассматриваются: твердые вещества, газообразные и жидкие вещества (серы диоксид, углерода оксид (II), азота оксиды, углеводороды (без летучих органических соединений), летучие органические соединения).

Анализ доступных статистических данных за период с 2000 по 2015 годы показал, что динамика воздействия предприятий по переработке газа на атмосферный воздух определяется преимущественно изменениями объемов переработки исходного сырья.

С 2015 года на трех крупных нефтеперерабатывающих заводах Казахстана планомерно проводилась поэтапная модернизация производства. Основной целью модернизации было расширение производства высококачественных нефтепродуктов, отвечающих мировым стандартам и сырья для развития современного отечественного нефтехимического производства. При модернизации нефтеперерабатывающих заводов соблюдался принцип

ПРОЕКТ DRAFT

применения передовых научно-инновационных разработок и обеспечения высокого уровня автоматизации производства, а также решались задачи рационального использования сырьевых ресурсов, минимизации технологических потерь при их переработке, повышения энергоэффективности и сокращения загрязнения окружающей среды.

При определении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды применяются два подхода:

- «на предприятии» - применение более «чистых» технологий, позволяющих снижать образование загрязняюих веществ в процессе производства;

- «на конце трубы» - применение технологий по снижению загрязнений на конце производственного цикла.

Например, крупные нефтеперерабатывающие заводы имеют установки по очистки сырья от сернистых соединений и их утилизации. Это важно для Казахстана, так как большинство сырья, поступающего на переработку, содержит значительный уровень сернистых соединений. Очистка сырья от сернистых соединений осуществляется в процессе производства, в результате чего на конце производственного цикла снижаются выбросы и сбросы соединений серы в окружающую среду, а также снижается содержание серы в нефтепродуктах.

Примером подхода снижения загрязнения «на конце трубы» является применение различных видов фильтров, позволяющих уменьшить содержание взвешенных веществ (пыли) в отходящих газх.

Важным аспектом в снижении загрязнений в окружающую среду является применение интегрированных решений, позволяющих применять оба подхода: внедрять НДТ для каждой технологической установки («на предприятии») и применять эффективные методы очистки финальных выбросов\эмиссий («на конце трубы»). Например, использование присадок, снижающих концентрацию NO_X, и примение технологий очистки в конце производственного цикла, позволит значительно уменьшить выбросы NO_X.

Важным вопросом для НПЗ и ГПЗ является снижение парниковых газов. Снижение выбросов в окружающую среду осуществляется путем совершенствования технологических решений, например замены топливного мазута на топливный/природный газ, используемый в качестве топлива в технологических печах, использование присадок нового поколения, озеленение и благоустройство территории производственных объектов, мероприятия по замене оборудования, расширение производственных мощностей по переработке газа, строительство установок по переработке газа и пр. С целью улучшения технологических, экологических и экономических показателей НПЗ и ГПЗ максимально используют газ, выделяемый в процессе переработки углеводородного сырья, и природный газ, поставляемый сторонней организацией. ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП» в основном используют газовое топливо. ТОО «ПНХЗ» использует в большей степени жидкое технологическое

топливо в связи тем, что эксплуатационные температурные режимы технологических процессов и трубопроводная обвязка между установками глубокой переработки нефти не позволяют в достаточном объеме вырабатывать газообразное топливо, а закуп природного газа нецелесообразен. Павлодарская область не имеет близко расположенных трубопроводов природного газа, а для использования сжиженного природного газа необходимо строить дополнительный технологический комплекс для регазификации.

Наряду со снижением выбросов проводятся мероприятия по сокращению сбросов загрязняющих веществ. Например,

1) на ТОО «АНПЗ»:

- проводится модернизация очистных сооружений сточных вод ТОО «АНПЗ» и рекультивация полей испарения «Тухлая балка»;

- капитальный ремонт градирни для увеличения объема свежей технической воды в объеме 3000 м^3, улучшение эффективности очистки очистных сооружений.

2) на ТОО «ПКОП» проведена модернизация очистных сооружений, введены дополнительные стадии очистки сточных вод на установках ультрафильтрации и обратного осмоса.

1.6.1 Энергоэффективность и климат

Загрязнение окружающей среды и климат взаимосвязаны между собой. Такие атмосферные явления как ветер и атмосферные осадки в первую очередь влияют на рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере. В некоторых неблагоприятных метеорологических условиях пиковые значения концентраций загрязняющих веществ могут быть обнаружены в окрестностях НПЗ и ГПЗ, даже если они работают в пределах установленных нормативов и используют все необходимые методы и меры по сокращению выбросов в соответствии с экологическим разрешением. В таких условиях могут оказаться необходимыми конкретные меры и инструменты для прогнозирования с применением данных гидрометеорологических служб о неблагоприятных метеорологических условиях, а также дальнейшее управление и сокращение выбросов по мере необходимости с тем, чтобы гарантировать соблюдение предельных значений концентраций в окружающем воздухе вокруг завода. В каждом конкретном случае, когда завод прогнозирует вероятное возникновение чрезмерных концентраций в окружающей среде, на уровне объекта принимаются соответствующие меры. В качестве первого шага требуется постепенный переход на топливо с низким содержанием серы на ключевых установках, потребляющих энергию. Дальнейшие шаги направлять на постепенный переход на газовое топливо и сведение к минимуму использование жидкого и твердого топлива. Очень важным моментом является рациональное использование получаемой энергии и сокращение её потерь. То есть повышать энергоэффективность производства.

ПРОЕКТ DRAFT

На НПЗ и ГПЗ электроэнергия в основном вырабатывается в турбинах с паром высокого давления, но также может производиться в газовых турбинах на месте и/или приобретаться из сети (например, гидрогенерируемая энергия). Электроэнергия необходима для работы насосов, компрессоров, систем управления, клапанов и т.д. Поэтому электрические системы нефтеперерабатывающих заводов обширны.

Хорошее проектирование и управление энергетическими системами являются важными аспектами минимизации воздействия нефтеперерабатывающего завода на окружающую среду с учетом высокой степени интеграции и взаимозависимости большинства процессов. Обычно цель состоит в том, чтобы постоянно согласовывать изменяющееся производство и потребление топлива в технологических процессах и коммунальных службах с наименьшими экономическими и экологическими затратами. Этот вопрос также анализируется в настоящем справочнике, а в разделе 3 рассматривается интеграция всех методов, которые могут использоваться на нефтеперерабатывающем заводе. Энергоэффективность нефтеперерабатывающего завода может быть увеличена не только за счет повышения энергоэффективности отдельных процессов или энергоэффективности системы производства энергии, но также за счет улучшения управления энергопотреблением, энергосбережением и интеграции / рекуперации тепла на нефтеперерабатывающем заводе в целом.

Энергетический менеджмент долгое время был важным вопросом для нефтеперерабатывающих заводов. Например, такие методы управления, как серия систем ISO 50001, ISO 14000, система EN 16001 или EMAS, могут обеспечить соответствующую основу для разработки подходящих систем управления энергопотреблением и могут повысить энергоэффективность нефтеперерабатывающего завода в целом. Методы энергосбережения, такие как отчетность и стимулирование энергосбережения, проведение улучшений процесса сжигания или анализ энергетической интеграции нефтеперерабатывающего завода, — вот некоторые из методов, которые могут иметь большое влияние на снижение потребления энергии и, следовательно, на повышение энергоэффективности нефтеперерабатывающего завода. Другими техническими инструментами повышения эффективности являются методы интеграции / рекуперации тепла, примерами которых являются: установка котлов-утилизаторов, установка расширителей для рекуперации энергии и повышение изоляции зданий и технологических установок для снижения тепловых потерь. Управление паром - еще один хороший инструмент для повышения энергоэффективности.

Энергоэффективность называют «первым топливом» экономики, поскольку именно в ней заключены наилучшие возможности более полного использования имеющихся ресурсов, поддержки экономического роста и сокращения затрат на энергию.

DRAFT REPORT

Повышение энергоэффективности представляется несложной задачей, решение которой укрепляет энергетическую безопасность завода, снижает воздействие на окружающую среду за счет снижение выбросов загрязняющих веществ, принимающих участие в изменении климата планеты, улучшает качество жизни и способствует всеобщему экономическому благополучию.

1.6.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Согласно статистическим данным по загрязнению атмосферного воздуха в Республике Казахстан, представленным в таблице 1.10, на долю четырех НПЗ приходится 2,1 % выбросов в атмосферу, следовательно, на все предприятия переработки нефти приходится не более 4 % выбросов в атмосферу, образующихся в результате их промышленной деятельности. Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха от НПЗ и ГПЗ вносят диоксид серы (SO_2), оксиды азота (NO_X), оксиды углерода (CO_2 и CO), летучие органические соединения (углеводороды предельные C_1-C_5 и C_6-C_{10}, алканы C_{12}-C_{19} и другие соединения), взвешенные частицы PM-10 и PM-2,5 (пыль, сажа, зола), которые образуются в процессе производственной и иной деятельности человека. На их долю приходится около 90 % в общем объеме выбросов вредных веществ. Предприятия переработки нефти и газа выделяют в атмосферу перечисленные загрязнители, но есть и другие, доля которых в объемах выбросов значительно меньше перечисленных веществ: бензол-толуол-ксилол (БТК), сероводород (H_2S), сероуглерод (CS_2), метан (CH_4), аммиак (NH_3), сульфид карбонила (COS), фтороводород (HF) и металлы в качестве компонентов взвешенных частиц (V, Ni и другие), а также запах.

В ходе проведенного комплексного технологического аудита было оценено общее воздействие крупных нефтеперерабатывающих заводов, действующих на территории Республики Казахстана. Было установлено, что удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от нефтеперерабатывающих заводов колеблются в широких пределах и зависят от технологической сложности предприятия, перерабатываемого сырья, а также от используемых энергоресурсов (таблица 1.12). Например, ТОО «СП «СВ» имеет наименьший удельный показатель, так как на предприятии действует только блок первичной переработки нефти и установка по окислению битума. ТОО «ПНХЗ» в свою очередь характеризуется наибольшим удельным показателем, так как в качестве топлива для технологических печей используется мазут. ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП» имеют сопоставимые удельные показатели выбросов из-за схожего набора внедренных технологических процессов.

В таблице 1.11 приводятся значения выбросов в атмосферу от крупных нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан.

Различают организованные и неорганизованные источники выбросов загрязняющих веществ НПЗ и ГПЗ. К основным организованным источникам выбросов относятся дымовые трубы технологических печей, свечи для сжигания факельного газа, вентиляционные трубы производственных помещений и т.д..

ПРОЕКТ DRAFT

Неорганизованными источниками выбросов на НПЗ и ГПЗ являются: резервуары, цистерны сливно-наливные эстакады, поверхности испарения очистных сооружений, неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений технологических установок, пропуски сальниковых устройств, предохранительных клапанов пробоотборных кранов, отрытых постоянно действующих дренажей и т.д..

По результатам комплексного технологического аудита в качестве основных источников загрязняющих веществ приняты организованные источники - технологические печи установок нефтегазоперерабатывающих заводов. В таблице 1.13 приведены объемы выбросов загрязняющих веществ от основных источников выбросов с вкладом предприятия в общий объем выбросов.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 1.11 - Выбросы в атмосферу от крупных нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан (на основании «Отчета об устойчивом развитии» за 2019 год АО «НК «КазМунайГаз» и проектов допустимых выбросов)

Наименование показателя, единица измерения		Год				
		2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
ТОО «СП «СВ»						
Объём переработки, тыс. тонн		375,04	623,52	718,24	819,00	885,97
Выбросы загрязняющих веществ, тонн	(разрешённый лимит)	760,09	760,09	760,09	397,61	566,50
	(факт)	341,59	747,90	489,31	331,66	489,59
Удельные выбросы, кг загрязняющих веществ на 1 тонну нефти	(разрешённый лимит)	2,03	1,22	1,06	0,49	0,64
	(факт)	0,91	1,20	0,68	0,40	0,55
ТОО «ПКОП»						
Объём переработки, тыс. тонн		4 493	4 501	4 686	4 733	5 401
Выбросы загрязняющих веществ, тонн	(разрешённый лимит)	20 304,2	22 420,0	23 089,5	26 383,0	27 833,5
	(факт)	16 684,4	16 691,8	16 693,2	18 128,5	14 340,2
Удельные выбросы, кг загрязняющих веществ на 1 тонну нефти	(разрешённый лимит)	4,52	4,98	4,93	5,57	5,15
	(факт)	3,71	3,71	3,56	3,83	2,66
ТОО «ПНХЗ»						
Объём переработки, тыс. тонн		4 810,5	4 590	4 747	5 340	5 290
Выбросы загрязняющих веществ, тонн	(разрешённый лимит)	32 659,5	32 659,5	41 007,7	35 811,9	34 207,2
	(факт)	23 663,9	22 589,2	23 411,6	23 943,6	23 614,8
Удельные выбросы, кг загрязняющих веществ на 1 тонну нефти	(разрешённый лимит)	6,79	7,12	8,64	6,71	6,47
	(факт)	4,92	4,92	4,93	4,48	4,46
ТОО «АНПЗ»						
Объём переработки, тыс. тонн		4 867,7	4 761	4 724	5 268	5 388
Выбросы загрязняющих веществ, тонн	(разрешённый лимит)	12 914,6	16 573,7	21 962,2	23 589,8	23 418,4
	(факт)	8 457,0	6 085,4	6 228,8	9 658,7	10 423,2
Удельные выбросы, кг загрязняющих веществ на 1 тонну нефти	(разрешённый лимит)	2,65	3,48	4,65	4,48	4,35
	(факт)	1,74	1,28	1,32	1,83	1,93

ПРОЕКТ ДРАФТ

Таблица 1.12 – Объемы выбросов от основных источников предприятий, прошедших комплексный технологический аудит

Название предприятия	Валовый выброс, т/год[1)]			Доля, %
	макс	мин	среднее	
ТОО «АНПЗ»	8431	2906	5668	22,38
ТОО «ПНХЗ»	7353	6662	7007	27,67
ТОО «ПКОП»	3204	1369	2286	9,03
ТОО «КазГПЗ»	488	488	488	1,93
ТОО «СП «СВ»	82	68	74	0,30
Итого:	19557	11492	15525	61,28
[1)] Данные из «Отчета об экспертной оценке нефтеперерабатывающей отрасли на соответствие принципам наилучших доступных технологий», 2021.				

В среднем на основные источники загрязнения НПЗ и ГПЗ приходится 61,28 % выбросов загрязняющих веществ.

Основными источниками загрязнения являются следующие технологические процессы: атмосферная перегонка нефтяного сырья (ЭЛОУ-АВТ), каталитический риформинг, гидроочистка дизельного топлива, гидроочистка бензина, замедленное коксование, каталитический крекинг, производство битума, производство серы, производство тепловой и электрической энергии.

Электростанции, котлы, нагреватели и каталитический крекинг являются основными источниками выбросов оксида углерода, оксидов азота (NO_X), взвешенных частиц и оксидов серы (SO_X) в атмосферу.

Процессы нефтепереработки требуют много энергии; как правило, более 60 % выбросов в атмосферу нефтеперерабатывающих заводов связаны с выработкой энергии для различных процессов.

Установки регенерации серы и факельные установки также вносят свой вклад в эти выбросы. Замена катализаторов и процесс коксования приводят к выбросу взвешенных частиц. Летучие органические соединения (ЛОС) образуются при процессах хранения и слива-налива нефти, газа и продуктов переработки углеводородного сырья, сепарации воды от нефти, на очистных сооружениях НПЗ и ГПЗ; ЛОС выделяются также от неорганизованных источников выбросов.

На рисунке 1.11 представлена доля выбросов загрязняющих веществ в выбросах предприятий переработки нефти и газа.

ПРОЕКТ DRAFT

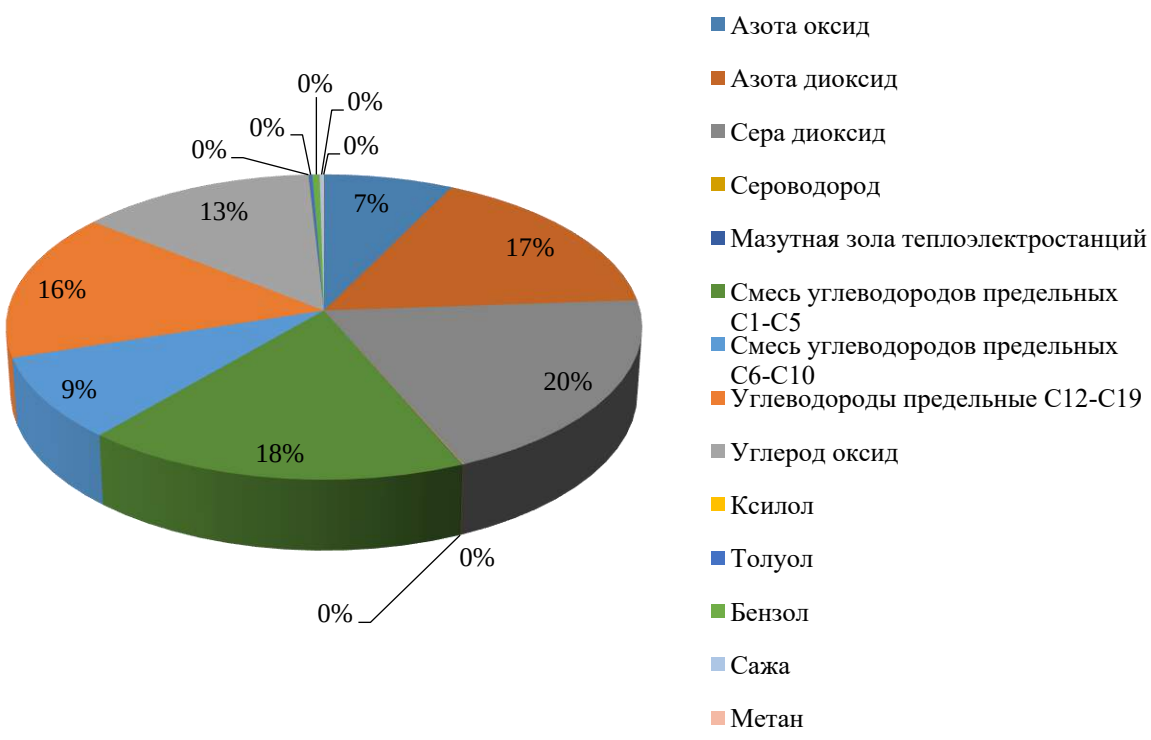


Рисунок 1.11 – Доля выбросов загрязняющих веществ в выбросах предприятий переработки нефти и газа

В таблице 1.13 приводится краткое описание основных загрязняющих веществ, выбрасываемых обычным нефтегазоперерабатывающим заводом, с указанием их основных источников.

Таблица 1.13 – Основные загрязнители воздуха и их основные источники, выбрасываемые НПЗ и ГПЗ

Основные загрязнители воздуха	Основные источники
Оксид углерода	Технологические печи и котлы Регенераторы установок ФКК Котлы дожига оксида углерода (CO) Установки регенерации серы Факельные системы Печи для сжигания отходов
Оксиды азота (NO, NO_2)	Технологические печи, котлы, газовые турбины Регенераторы установок ФКК Котлы дожига оксида углерода (CO) Установка прокалки нефтяного кокса Факельные системы Печи для сжигания отходов
Диоксид азота	Регенераторы установок ФКК

ПРОЕКТ

Основные загрязнители воздуха	Основные источники
(N_2O)	
Взвешенные частицы (PM10, PM2,5)	Технологические печи и котлы, особенно при сжигании жидкого нефтезаводского топлива Регенераторы установок ФКК Котлы дожига оксида углерода CO Коксовые заводы Печи для сжигания отходов
Диоксид серы	Технологические печи, котлы, газовые турбины Регенераторы установок ФКК Котлы дожига оксида углерода (CO) Установка прокалки нефтяного кокса Факельная система установок производства серы (УПС) Печи для сжигания отходов
Летучие органические соединения (ЛОС)	Складские сооружения и погрузочно-разгрузочные устройства Установки сепарации газа Системы сепарации воды от нефти Неорганизованные выбросы (клапаны, фланцы и т.д.) Вентиляционные отверстия Факельные системы

Выбросы оксида углерода (CO)

CO является распространенным газообразным загрязняющим веществом и появляется в качестве промежуточного продукта процессов горения. Механизм образования монооксида углерода следующий: при горении углеводородного газа, основу которого составляет метан, происходя ряд последовательных превращений метан→ формальдегид→углерода оксид→углерода диоксид, при неблагоприятных условиях (недостаток кислорода, охлаждение зоны горения) цепная реакция может оборваться, и в продуктах горения будет содержаться углерода оксид. Источниками CO являются: технологические печи/котлы, газовые турбины, регенераторы каталитического крекинга, факельная система, установки сжигания, холодные вытяжные трубы.

Выбросы оксидов азота

Термин NO_X по определению относится только к NO (оксид азота) и NO_2 (диоксид азота). NO_2 также может присутствовать в дымовых газах из установок каталитического крекинга и некоторых систем селективного каталитического восстановления. В большинстве процессов горения NO вносит вклад более 90 % от общего NO_X. Однако, так как NO быстро окисляется в атмосфере до NO_2, выбросы NO обычно пересчитывают в суммарном количестве как NO_2.

Главными источниками загрязнения NO_X являются процессы горения, т.е. технологические печи, котлы и газовые турбины, установка Клауса, регенераторы каталитического крекинга и, в меньшей степени, установки дожига

ПРОЕКТ DRAFT

отходящих газов и факельные системы.

В случае НПЗ без установки каталитического крекинга главный вклад в выбросы NO_X, очевидно, вносят печи и котлы, на которые приходится чаще всего около 60–90 % выбросов. Газовые турбины и установки Клауса, если они работают на НПЗ, отвечают за значительную часть (30–50 %) выбросов NO_X и связаны с самыми высокими удельными выбросами на уровне завода. Установки Клауса и факельные системы обычно составляют менее чем 5–10 % в выбросах NO_X.

В тех случаях, когда установка каталитического крекинга эксплуатируется на НПЗ, то печи и котлы генерируют 50–80 % NO_X от заводских выбросов, а сама установка каталитического крекинга составляет только 15–25 % из них. Установка коксования может также давать весьма значительный вклад (свыше 40 %) в суммарную величину выбросов оксидов азота.

Выбросы NO_X нефтеперерабатывающих заводов зависят от типа топлива, содержания азота или водорода, дизайна оборудования сжигания и условий эксплуатации. В частном случае регенератора установки каталитического крекинга, дымовой газ, NO_X в основном являются не термическим NO_X, произведенным смешением азота, содержащего воздух при высокой температуре сгорания, а напрямую связаны с содержанием азота в исходном сырье. Соответственно, могут быть значительные различия в уровнях выбросов NO_X между заводами и даже между различными устройствами сжигания на одном заводе в различное время.

Оксиды азота, при попадании в атмосферный воздух могут вступать в соединение с водой и образовывать компонент «кислотных дождей». Кроме того, NO_X в сочетании с летучими органическими соединениями и солнечным светом могут привести к образованию приземного озона.

Выбросы взвешенных частиц

Основными источниками выбросов взвешенных частиц являются технологические печи/котлы, регенераторы установок каталитического крекинга, установки коксования, установки сжигания отходов, коксоудаление и продувка печей и факела. В большей степени их образование происходят в результате сжигания жидкого топлива. Взвешенные частицы, содержащие токсичные вещества (например, тяжелые металлы и полициклические ароматические углеводороды) требуют особого внимания с точки зрения их влияния на окружающую среду. Как показали статистические данные, диапазон выбросов на большинстве НПЗ составляет приблизительно 20–700 тонн твердых частиц, выброшенных за год, которые соответствуют удельному диапазону выбросов 4–75 тонн твердых частиц на миллион тонн переработанной нефти. Более низкие значения выбросов могут быть достигнуты на НПЗ, если в качестве топлива используют газ или когда установлены эффективные устройства пылеулавливания (электро- или рукавные фильтры).

Опасность взвешенных веществ в выбросах обусловлена содержанием в них тяжелых металлов и адсорбированных полиароматических соединений.

ПРОЕКТ DRAFT

Основными тяжелыми металлами в твердых частичках выбросов являются мышьяк, ртуть, никель и ванадий. Никель и ванадий концентрируются в тяжелых остатках в процессах дистилляции и удаляются с твердыми частицами на электро- или тканевых фильтрах после сгорания в печах или после термической регенерации катализатора.

Выбросы оксидов серы (SO_2)

Вся сырая нефть содержит серные соединения, поэтому выбросы оксидов серы в атмосферу уже давно являются проблемой для НПЗ. Вклад нефтеперерабатывающих предприятий в общий выброс сернистых соединений невелик – 5 % от общего количества выбросов топливно-энергетического комплекса. Диоксид серы при выделении в атмосферу может вступать в соединение с атмосферной водой и образовывать сернистую кислоту - компонент «кислотных дождей». Основный вклад в выбросы SO_2 в нефтегазопереработке вносят процессы сжигания топлива, выделяемого в процессе переработки углеводородного сырья и используемого для выработки энергии. При недостаточной мощности процессов извлечения из технологических потоков и утилизации серы существует прямая связь между содержанием серы в сырье и выбросами с дымовыми газами диоксида серы. Содержание серы в топливе нефтегазопереработки — это точный баланс между потребностью в нагреве потоков, содержанием серы в сырье, ограничениями выбросов и экономической целесообразностью. В процессе горения сера, содержащаяся в топливе, превращается в SO_2.

Распределение выбросов оксидов серы может варьировать между установками каталитического крекинга, Клауса, установками гидроочистки и зависеть от эксплуатационных режимов печей и котла.

Основными источниками выбросов SO_2 являются технологические печи/котлы, установки производства серы, регенераторы каталитического крекинга, факельная система, системы очистка сточных вод и установки сжигания отходящих газов, операции удаления кокса и прокалки кокса. В таблице 1.14 представлено примерное распределение выбросов SO_2 по источникам выбросов загрязняющих веществ на НПЗ.

Таблица 1.14 - Распределение выбросов SO_2 по установкам как среднее значение

Источники SO_2	Примерный вклад источников загрязняющих веществ в выбросы SO_2, %[1)]
Топливо, сгораемое в печах/котлах	48
Установки каталитического крекинга	11
Установки производства серы	16
Факелы	20
Прочее	5
Итого:	100

[1)] В связи с тем, что аналогичные данные в Республике Казахстан в официальных источниках отсутствуют, для демонстрации вклада источников НПЗ в выбросы SO_2 представлены данные по НПЗ Российской Федерации.

ПРОЕКТ DRAFT

Основная доля выбросов оксидов серы приходится на печи и котлы. Для НПЗ, работающих с установкой каталитического крекинга, эта установка генерирует 15 – 30 % заводских выбросов SO_2. К другим источникам выбросов SO_2 (около 5 %) можно отнести следующие процессы:

а) сжигание отходов очистки сточных вод и/или технологических неконденсируемых отходящих газов;

б) установки коксования;

в) факелы.

Выбросы летучих органических соединений

Летучие органические соединения (ЛОС) - общий термин, применяемый ко всем соединениям, содержащим органический углерод, который испаряется при температуре окружающей среды, и вносящим вклад в формирование неприятного запаха, «фотохимического смога» и, при достаточной солнечной радиации, тропосферного озона. Потери ЛОС могут быть посчитаны различными способами, основанными на коэффициентах выбросов или измеренными непосредственно.

Основными источниками ЛОС на НПЗ являются неорганизованные выбросы из систем запорной арматуры трубопроводов, систем очистки сточных вод, резервуаров (дыхание резервуара), систем слива-налива нефти и нефтепродуктов, других хранилищ, систем подачи и продувки. Источники неорганизованных выбросов ЛОС, такие, как уплотнения от насосов, компрессоров, клапанов и фланцев, и утечки из оборудования могут внести значительный вклад в общие выбросы ЛОС. Углеводороды также могут выделяться при неоптимальных условиях горения, но на них приходится лишь малая часть.

Самые высокие удельные выбросы ЛОС на уровне завода в основном обусловлены неорганизованными выбросами (утечки из установок и труб) и выбросами при хранении нефти и нефтепродуктов.

Неорганизованные выбросы из технологического оборудования являются одним из наибольших единичных источников, выброшенных в атмосферу ЛОС с нефтеперерабатывающего завода, и могут составлять 50 % общих выбросов. Неорганизованные выбросы включают выбросы, происходящие из устройств, таких, как клапаны, уплотнения насоса и компрессора, фланцы, выпускные отверстия и сквозные отверстия. Рассматриваемые клапаны составляют приблизительно 50 – 60 % неорганизованных выбросов.

Другие выбросы в воздух

Другими загрязняющими веществами являются метан (хранение и техническое обслуживание (загрузка), холодные вентиляционные трубы и утечки) и газы из противопожарного оборудования, H_2S, NH_3, CS_2, БТК, HF и другие также вносят вклад в выбросы в атмосферу НПЗ. Основными источниками сероводорода являются: неочищенный газ с установки утилизации факельных газов, насыщенные растворы моноэтаноламина и сероводородсодержащий газ с технологических установок очистки и

ПРОЕКТ DRAFT

фракционирования газов. Сероводород поступает в атмосферу также за счет его выделения (испарения) из сернисто-щелочных сточных вод и технологических конденсатов, через неплотности оборудования (насосы, компрессоры, арматура), с установок первичной переработки и гидроочистки, термокрекинга. Значительными источниками выбросов сероводорода являются бароконденсаторы смешения, а также установки по производству серы.

Запахи на НПЗ в основном создаются соединениями серы, такими, как H_2S, меркаптанами, но также некоторыми углеводородами (например, ароматическими веществами). Основными источниками запаха на нефтегазоперерабатывающих заводах являются хранилища (например, нефти с высоким содержанием серы), битумное производство, деминерализатор, канализационные трубы, напорная флотация и биоочистка и факельное сжигание.

В результате проведения комплексного технологического аудита были получены данные по выбросам нормируемых загрязняющих веществ и в таблице 1.15 приведены валовые выбросы и удельные значения основных загрязняющих веществ по предприятиям, прошедшим комплексный технологический аудит. Удельные значения основных загрязняющих веществ определены как кг/т переработанного сырья. Представленные в таблице 1.15 загрязняющие вещества рассматривались с целью определения маркерных веществ.

Таблица 1.15 - Валовые выбросы и удельные значения основных загрязняющих веществ по предприятиям, прошедшим комплексный технологический аудит

Количество переработанного сырья, т/год		Наименование загрязняющего вещества	код	Валовый выброс, т/год			Удельное значение, кг/т переработанного сырья		
Макс.	Мин.			макс.	мин.	среднее	макс.	мин.	среднее
ТОО «АНПЗ»									
3300000	3000000	Азота оксид	304	841,18	100,40	470,79	0,2549	0,0335	0,1442
3300000	3000000	Азота диоксид	301	4234,86	612,43	2423,64	1,2833	0,2041	0,7437
3300000	3000000	Сера диоксид	330	708,97	294,44	501,71	0,2148	0,0981	0,1565
3300000	3000000	Углерод оксид	337	1949,95	269,89	1109,92	0,5909	0,0900	0,3404
Итого:				7734,96	1277,16	4506,06			
ТОО «ПНХЗ»									
5428709	4612664	Азота оксид	304	93,93	85,66	89,80	0,0186	0,0173	0,0179
5428709	4612664	Азота диоксид	301	695,17	680,14	687,65	0,1474	0,1281	0,1378
5428709	4612664	Бензол	602	93,93	85,66	89,80	0,0186	0,0173	0,0179
5428709	4612664	Мазутная зола теплоэлектростанций	2904	6,43	5,53	5,98	0,001199	0,001185	0,001192
5428709	4612664	Сера диоксид	330	2635,88	3130,61	2883,25	0, 6787	0, 4855	0,5821
5428709	4612664	Сероводород	333	10,61	8,34	9,48	0,001955	0,001809	0,001882
5428709	4612664	Смесь углеводородов предельных С1-С5	415	3455,44	2971,67	3213,56	0,6442	0,6365	0,6404

ПРОЕКТ DRAFT

Количество переработанного сырья, т/год		Наименование загрязняющего вещества	код	Валовый выброс, т/год			Удельное значение, кг/т переработанного сырья		
Макс.	Мин.			макс.	мин.	среднее	макс.	мин.	среднее
5428709	4612664	Смесь углеводородов предельных С6-С10А	416	2383,08	1388,77	1885,93	0,4390	0,3012	0,3700
5428709	4612664	Толуол	621	50,11	43,14	46,63	0,009353	0,009231	0,009292
5428709	4612664	Углерод оксид	337	711,17	706,90	709,03	0,1533	0, 1310	0,1421
5428709	4612664	Ксилол	616	5,03	4,33	4,68	0,000938	0,000927	0,000933
5428709	4612664	Мазутная зола теплоэлектростанций	2904	3,44	3,23	3,33	0,000699	0,000633	0,000666
5428709	4612664	Углеводороды предельные С12-С19)	2754	4053,74	2729,90	3391,82	0,7467	0,5918	0,6693
Итого:				14197,98	11843,88	13020,94			
ТОО «КазГПЗ»									
508236	501612	Азота оксид	304	106,38	57,93	82,16	0,2093	0,1155	0,1624
508236	501612	Азота диоксид	301	480,56	428,39	454,47	0,9455	0,8540	0,8998
508236	501612	Метан	410	23,72	41,73	32,72	0,0832	0,0467	0,0649
508236	501612	Сера диоксид	330	243,37	98,61	170,99	0,4788	0,1966	0,3377
508236	501612	Сероводород	333	0,2073	0,0844	0,1458	0,000408	0,000168	0,000288
508236	501612	Смесь углеводородов предельных С1-С5	415	521,16	507,30	514,23	1,0254	1,0113	1,0184
508236	501612	Сажа	328	44,99	24,12	34,56	0,0885	0,0481	0,0683
508236	501612	Углерод оксид	337	597,87	392,51	495,19	1,1764	0,7825	0,9794
508236	501612	Углеводороды предельные С12-С19	2754	1,70	1,60	1,65	0,003337	0,003193	0,003265
Итого:				2019,96	1552,28	1786,12			
ТОО «ПКОП»									
5400746	4493312	Азота оксид	304	1210,40	695,48	952,94	0,2241	0,1548	0,1894
5400746	4493312	Азота диоксид	301	50,62	21,30	35,96	0,009373	0,004740	0,007057
5400746	4493312	Сера диоксид	330	1114,97	369,75	742,36	0,2064	0,0823	0,1444
5400746	4493312	Углерод оксид	337	818,93	282,51	550,72	0,1516	0,062873	0,1073
5400746	4493312	Углеводороды предельные С12-С19	2754	0,1500	0,0700	0,1100	2,78E-05	1,56E-05	2,17E-05
5400746	4493312	Сероводород	333	0,0030	0,0010	0,0020	5,56E-07	2,23E-07	3,89E-07
Итого:				3195,07	1369,11	2282,09			
ТОО «СП «СВ»									
762286	352122	Азота оксид	304	5,79	3,14	4,47	0,008926	0,007592	0,008259
762286	352122	Азота диоксид	301	37,42	33,91	35,66	0,0963	0,0491	0,0727
762286	352122	Метан	410	14,73	14,73	14,73	0,0418	0,0193	0,0306
762286	352122	Углерод оксид	337	52,62	42,40	47,51	0, 1204	0, 0690	0,0947
762286	352122	Сера диоксид	330	0,5200	0,4700	0,4950	0,001335	0,000682	0,001008
762286	352122	Сероводород (Дигидросульфид)	333	0,7245	0,4488	0,5866	0, 001275	0, 000950	0,001113
762286	352122	Смесь углеводородов предельных С1-С5	415	234,30	64,03	149,16	0,3074	0,1818	0,2446
762286	352122	Углеводороды предельные С12-С19	2754	70,34	2,38	36,36	0,0923	0,0068	0,0495
762286	352122	Смесь углеводородов предельных С6-С10А	416	83,50	17,28	50,39	0,1095	0,0491	0,0793

ПРОЕКТ DRAFT

Количество переработанного сырья, т/год		Наименование загрязняющего вещества	код	Валовый выброс, т/год			Удельное значение, кг/т переработанного сырья		
Макс.	Мин.			макс.	мин.	среднее	макс.	мин.	среднее
Итого:				499,94	178,79	339,36			

Результаты комплексного технологического аудита показали, что к основным загрязнителям, которые будут считаться маркерными веществами, следует из общего числа отнести следующие вещества, вносящие максимальный вклад в загрязнение атмосферы от НПЗ и ГПЗ: оксид азота, диоксид азота, оксид углерода и диоксид серы.

1.6.3 Сбросы загрязняющих веществ

Нефтегазоперерабатывающие заводы потребляют воду на постоянной основе для поддержания водного баланса в контурах подачи пара, охлаждающей воды, системах энергообеспечения и аварийного противопожарного водоснабжения. Вода также расходуется при проведении технологических процессов и технического обслуживания оборудования. Более подробная информация о потреблении воды предприятиями переработки нефти и газа представлена в разделе 3.

При контакте с углеводородами вода загрязняется и должна проходить очистку на очистных сооружениях.

При потреблении воды возникают её потери за счет пара и контуров охлаждающей воды:

1) продувки конденсатом;
2) потребления пара;
3) испарения;
4) продувки охлаждающей водой и протечки в контуре.

Потери от сетей противопожарного водоснабжения могут включать плановую очистку, воду, используемую для тестирования и/или использования первичных средств пожаротушения, и утечки в сети. Часть потребляемого пара, поступающего в технологические процессы, вступает в непосредственный контакт с различными фракциями углеводородов и веществ. Конденсаты, образующиеся в результате данных процессов, отделяются и извлекаются из системы обработки. Получаемые конденсаты подлежат сепарации и очистке, например, в отпарной колонне для извлечения сероводорода (H_2S) и аммиака (NH_3) из воды. Затем очищенная вода может быть использована для других процессов переработки, таких как обессоливание нефти или водная промывка технологических потоков.

Вода, используемая для технологических целей, таких как обессоливание нефти или промывка, будет вступать в непосредственный контакт либо с нефтью, либо с другими различными фракциями углеводородов и соединениями. Промывочная вода и/или пар, используемые для очистки и в системах продувки

ПРОЕКТ DRAFT

при работах по техническому обслуживанию, также могут быть источником сточных вод, которые содержат загрязняющие вещества.

На НПЗ и ГПЗ существуют другие источники сточных вод, которые включают:

1) воду, отделенную и удаленную из резервуаров нефти и продуктов;
2) ливневые стоки, воду систем энергообеспечения, конденсат пара и/или воду для пожаротушения, воду, которая вступает в контакт с нефтью, промежуточными соединениями, готовыми продуктами, присадками, химикатами и/или смазочными маслами в пределах дренажной зоны;
3) воду, с установок сепарации нефтешламов;
4) вода из дренажных систем территории НПЗ и ГПЗ;
5) воду, сбрасываемую при периодической проверке резервуаров и герметичности трубопроводных соединений, и работах пассивирования металлов;
6) воду после санитарного использования.

Дождевая вода, попадающая на технологическую площадку, также может контактировать с нефтью, различными фракциями углеводородов и другими веществами, например, в некоторых системах резервуаров, системах вторичной изоляции, зонах погрузки и разгрузки грузовых автомобилей, железнодорожных вагонов, в производственных зонах, включающих оборудование, содержащее эти вещества, а также в зоне технического обслуживания.

Таким образом, НПЗ и ГПЗ производит разнообразные потоки сточных вод, содержащих растворимые и нерастворимые вещества, которые становятся загрязнителями при сбросе в окружающую среду. Все сточные воды основных НПЗ направляются на собственные очистные сооружения. Технологии очистки сточных вод, применяемые на НПЗ, направлены на сокращение количества загрязняющих веществ перед сбросом в пруды накопители.

Объем и качество потребляемой в технологическом процессе воды и состав отводимых сточных вод зависят от технологии производства, вида выпускаемой продукции, уровня технического оснащения предприятия. Особенностью нефтегазоперерабатывающих предприятий является то, что сточные воды образуются, как правило, не от изолированных производственных процессов или агрегатов, а являются совокупностью потоков, собираемых от предприятия в целом. Распределение потоков сточных вод по группам технологических процессов приведено в таблице 1.16.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 1.16 – Усредненное распределение объемов сбросов по группам технологических процессов на НПЗ

Группа технологических процессов	Доля от общего количества сточных вод, %
Первичные процессы переработки нефти	42
Процессы очистки нефтепродуктов	29
Вторичные процессы переработки нефти	27
Эксплуатация вспомогательных установок и энергосистем	2

В зависимости от источников образования сточные воды НПЗ подразделяются на следующие группы:

1) Нейтральные нефтесодержащие сточные воды - образуются при конденсации, охлаждении и промывке нефтепродуктов, после очистки аппаратуры, от охлаждения втулок сальников насосов. Также к ним относятся дренажные воды из лотков технологических аппаратов и ливневые воды с площадок установок;

2) Солесодержащие сточные воды с высокой концентрацией эмульгированной нефти и растворенных солей (в основном хлорида натрия), поступающие от электрообессоливающих установок (ЭЛОУ). Содержание солей в них зависит главным образом от качества перерабатываемых нефтей;

3) Сернисто-щелочные сточные воды - образуются при защелачивании светлых нефтепродуктов и сжиженных газов;

4) Кислые сточные воды с установок регенерации серной кислоты - образуются в результате неплотностей соединений в аппаратуре и потерь кислоты из-за коррозии;

5) Сероводородсодержащие сточные воды поступают в основном от барометрических конденсаторов смешения установок атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ), каталитического крекинга, замедленного коксования, гидрочистки и гидрокрекинга.

Производственный контроль сточных вод, образующихся в основных технологических процессах НПЗ, позволяет определять основные источники загрязнения и проводить мероприятия по снижению негативного воздействия на водные объекты.

Основные характеристики загрязняющих веществ сточных вод включают:

1) общее содержание нефтепродуктов;
2) биохимическая потребность в кислороде (БПК);
3) химическая потребность в кислороде (ХПК);
4) содержание азота аммонийного, общее содержание азота;
5) общее содержание взвешенных веществ;
6) общее содержание ионов металлов;
7) содержание общего органического углерода (ООУ);
8) содержание фенолов;
9) содержание фосфатов;

PROJECT DRAFT

10) содержание нитритов и нитратов;
11) содержание общего железа;
12) содержание сульфатов;
13) содержание хлоридов;
14) содержание СПАВ и других микрозагрязнителей;
15) содержание бензола, толуола, этилбензола и о-ксилола (БТЭК).

В таблице 1.17 приведена краткая информация о некоторых основных загрязнителях воды и их источниках на нефтеперерабатывающем заводе.

Таблица 1.17 - Основные загрязнители воды (параметры), выбрасываемые НПЗ и ГПЗ

Загрязнитель воды	Источник
Нефть, нефтепродукты	Установки дистилляции, гидроочистки, висбрекинга, каталитического крекинга, гидрокрекинга, отработанная щёлочь, балластная вода, коммунальные стоки (дождевые)
Азот аммонийный NH_3 (NH_4^+)	Установки дистилляции, гидроочистки, висбрекинга, каталитического крекинга, гидрокрекинга, санитарные блоки
Фенолы	Установки дистилляции, гидроочистки, висбрекинга, каталитического крекинга, отработанная щёлочь, балластная вода
Органические химические вещества (БПК, ХПК, ООУ)	Установки дистилляции, гидроочистки, висбрекинга, каталитического крекинга, гидрокрекинга, отработанная щёлочь, балластная вода, коммунальные стоки (дождевые), санитарные блоки
Взвешенные вещества	Установки дистилляции, висбрекинга, каталитического крекинга, отработанного каустика, балластная вода, санитарные блоки
Аминные соединения	Удаление CO_2 на заводах СУГ
Хлориды (по Cl)	Электрообессоливающие установки (ЭЛОУ), установки химводоочистки
Сульфаты (по SO_4)	Электрообессоливающие установки (ЭЛОУ), установки химводоочистки
Нитраты (по NO_3)	Электрообессоливающие установки (ЭЛОУ), установки химводоочистки

По результатам анкетирования были обработаны данные по валовым сбросам нормируемых загрязняющих веществ для казахстанских НПЗ и ГПЗ. Получить данные по сбросам сточных вод по всем установкам, на которых они образуются, не представляется возможным по причине разного подхода НПЗ И ГПЗ к учету и технологическим возможностям. В этой связи, в настоящем справочнике будут рассматривать объемы и содержание загрязняющих веществ сточных вод, поступающих в окружающую среду с очистных сооружений НПЗ и ГПЗ.

PROFI DRAFT

Фактические сбросы сточных вод установлены по 4 предприятиям (таблица 1.18). ТОО «КазГПЗ» не представлены сведения, так как отводимые сточные воды относятся к категории хозяйственно-бытовых сточных вод.

Таблица 1.18 - Общий объем водоотведения от предприятий, предприятий, прошедших комплексный технологический аудит

Название предприятия	Водоотведение, $м^3$/год	
	макс.	мин.
ТОО «КазГПЗ»	10935,23	8010,66
ТОО «ПНХЗ»	4733,30	4110,30
ТОО «ПКОК»	2336310,00	1751295,00
ТОО «КазаГПЗ»	-	-
ТОО «СП «СВ»	93360,00	64851,00
Итого:	2445339,00	1828267,00

Информация по валовым значениям загрязняющих веществ в сбросах НПЗ, категориям сточных вод и местам сброса приведена в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Валовые значения загрязняющих веществ в сбросах предприятий, прошедших комплексный технологический аудит в 2020 году

Категория сбрасываемых сточных вод	Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Сброс загрязняющего вещества, т/год		
			макс.	мин.	среднее
ТОО «АНПЗ»					
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Азот аммонийный	3230,44	17,43	1623,94
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Взвешенные вещества	7779,58	1,57	3890,58
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Нефтепродукты	4999830	6,734574	2499918
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Фенол	200,02	0,145	100,08
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	БПК5	49,29	12,91	31,10
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Нитраты (по NO_3)	63,45	63,45	63,45
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Нитриты (по NO_2)	2,34	2,34	2,34
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Сульфаты (по SO_4)	2138,53	1192,92	1665,73
производственные + ливневые	Накопитель сточных вод	Хлориды (по Cl)	2525,28	1822,09	2173,68
ТОО «ПНХЗ»					
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Нефтепродукты	2,83	2,11	2,47
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Азот аммонийный	90,81	29,74	60,28
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	БПК5	20,88	20,22	20,55

ПРОЕКТ DRAFT

Категория сбрасываемых сточных вод	Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Сброс загрязняющего вещества, т/год		
			макс.	мин.	среднее
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Взвешенные вещества	18,35	15,52	16,94
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Нитраты (по NO_3)	32,42	24,40	28,41
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Нитриты (по NO_2)	0,8100	0,4800	0,6450
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	СПАВ	0,9200	0,5900	0,7550
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО "ПНХЗ" Сарымсак"	Фенол	0,0450	0,0270	0,0360
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ" Сарымсак»	Хлориды (по Cl)	268,10	158,30	213,20
нормативно-чистые	Накопитель сточных вод ТОО «ПНХЗ» Сарымсак»	Сульфаты (по SO_4)	811,45	413,95	612,70
ТОО «ПКОП»					
производственные + ливневые	Колодец К-31	Взвешенные вещества	2,92	0,00100	1,46
производственные + ливневые	Колодец К-31	Нефтепродукты	0,8780	0,00081	0,4394
ТОО «СП «СВ»					
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 $м^3$/сут.	Азот аммонийный	0,1867	0,0570	0,1219
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 $м^3$/сут.	БПК5	0,5602	0,20	0,3801
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000$м^3$/сут.	Взвешенные вещества	3,20	1,54	2,37
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после	Железо общее	0,0280	0,0194	0,0237

ПРОЕКТ DRAFT

Категория сбрасываемых сточных вод	Место сброса (приемник сточных вод)	Наименование загрязняющих веществ	Сброс загрязняющего вещества, т/год		
			макс.	мин.	среднее
	биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.				
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	Нефтепродукты	0,3734	0,0170	0,1952
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	Нитраты (по NO_3)	4,2012	0,1134	2,1573
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	Сульфаты (по SO_4)	140,04	43,28	91,66
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	Фосфаты	0,32676	0,00778	0,16727
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	Хлориды (по Cl)	130,70	32,47	81,59
нормативно-чистые	Сброс сточных вод на рельеф местности (в пруд испаритель) осуществляется после биологических очистных сооружений производительностью 5000 м^3/сут.	ХПК	8,40	3,47	5,94

ПРОЕКТ DRAFT

Информация об удельных значениях сбросов загрязняющих веществ, определенных как кг/т переработанного сырья, по предприятиям, прошедшим комплексный технологический аудит, представлена в таблице 1.20.

Таблица 1.20 - Удельные значения сбросов основных загрязняющих веществ от предприятий, прошедших комплексный технологический аудит в 2020 году

Количество переработанного сырья, т/год		Наименование загрязняющего вещества	Сброс загрязняющего вещества, т/год			Удельное значение, кг/т переработанного сырья		
Макс.	Мин.		макс.	мин.	сред	макс.	мин.	среднее
ТОО «АНПЗ»								
3300000	3000000	Азот аммонийный	3230,44	17,43	1623,94	0,09792	0,000581	0,049237
3300000	3000000	Взвешенные вещества	7779,58	1,57	3890,58	0,23575	5,22E-05	0,117899
3300000	3000000	Нефтепродукты	4999830	6,734574	2499918	15,15	0,000224	7,57
3300000	3000000	Фенол	200,02	0,145	100,08	0,006061	0,000005	0,003033
3300000	3000000	БПК5	49,29	12,91	31,10	0,001494	0,000430	0,000962
3300000	3000000	Нитраты (по NO_3)	63,45	63,45	63,45	0,002115	0,001923	0,002019
3300000	3000000	Нитриты (по NO_2)	2,34	2,34	2,34	0,000078	0,000071	7,45E-05
3300000	3000000	Сульфаты (по SO_4)	2138,53	1192,92	1665,73	0,064804	0,039764	0,052284
3300000	3000000	Хлориды (по Cl)	2525,28	1822,09	2173,68	0,076524	0,060736	0,068630
ТОО «ПНХЗ»								
5340281	4589766	нефтепродукты	2,83	2,11	2,47	5,3E-05	4,6E-05	4,95E-05
5340281	4589766	Азот аммонийный	90,81	29,74	60,28	0,001700	0,000648	0,001174
5340281	4589766	БПК5	20,88	20,22	20,55	0,000441	0,000391	0,000416
5340281	4589766	Взвешенные вещества	18,35	15,52	16,94	0,000344	0,000338	0,000341
5340281	4589766	Нитраты (по NO3)	32,42	24,40	28,41	0,000607	0,000532	0,000569
5340281	4589766	Нитриты (по NO2)	0,8100	0,4800	0,6450	1,52E-05	1,05E-05	1,28E-05
5340281	4589766	СПАВ	0,9200	0,5900	0,7550	1,72E-05	1,29E-05	1,5E-05
5340281	4589766	Фенол	0,0450	0,0270	0,0360	8,43E-07	5,88E-07	7,15E-07
5340281	4589766	Хлориды (по Cl)	268,10	158,30	213,20	0,005020	0,003449	0,004235
5340281	4589766	Сульфаты (по SO4)	811,45	413,95	612,70	0,015195	0,009019	0,012107
ТОО «ПКОП»								
5400746	4493312	Взвешенные вещества	2,92	0,0010	1,46	5,41E-05	2,23E-08	2,7E-05
5400746	4493312	нефтепродукты	0,8780	0,00081	0,4394	1,63E-05	1,8E-08	8,14E-06
ТОО «СП «СВ»								
93000	64000	Азот аммонийный	0,1867	0,0570	0,1219	0,000201	8,91E-05	0,000145
93000	64000	БПК5	0,5602	0,20	0,3801	0,000602	0,000313	0,000457

ПРОЕКТ DRAFT

Количество переработанного сырья, т/год		Наименование загрязняющего вещества	Сброс загрязняющего вещества, т/год			Удельное значение, кг/т переработанного сырья		
Макс.	Мин.		макс.	мин.	сред	макс.	мин.	среднее
93000	64000	Взвешенные вещества	3,2	1,54	2,37	0,003441	0,002406	0,002924
93000	64000	Железо общее	0,0280	0,0194	0,0237	3,03E-05	3,01E-05	3,02E-05
93000	64000	нефтепродукты	0,3734	0,0170	0,1952	0,000402	2,66E-05	0,000214
93000	64000	Нитраты (по NO3)	4,2012	0,1134	2,1573	0,004517	0,000177	0,002347
93000	64000	Сульфаты (по SO4)	140,04	43,28	91,66	0,150581	0,067625	0,109103
93000	64000	Фосфаты	0,32676	0,00778	0,16727	0,000351	1,22E-05	0,000182
93000	64000	Хлориды (по Cl)	130,70	32,47	81,59	0,140542	0,050733	0,095637
93000	64000	ХПК	8,40	3,47	5,94	0,009035	0,005422	0,007228

Валовый сброс загрязняющих веществ, определяемых минимум на двух НПЗ, прошедших комплексный технологический аудит, представлен в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Валовый сброс загрязняющих веществ со сточными водами НПЗ Республики Казахстан, прошедших комплексный технологический аудит в 2020 году

№	Наименование загрязняющего вещества	Валовый сброс, т/год
1	Нефтепродукты (нефть)	4999834,08
2	Взвешенные вещества	7804,05
3	Азот аммонийный	3321,44
4	Сульфаты (по SO_4)	3090,02
5	Хлориды (по Cl)	2924,08
6	Фенолы	200,07
7	БПК5	70,73
8	Нитраты (по NO_3)	36,62

Результаты комплексного технологического аудита показали, что к основным загрязняющим веществам, которые будут считаться маркерными веществами, можно отнести 5 веществ из общего числа, вносящих максимальный вклад в загрязнение гидросферы: нефтепродукты (нефть), взвешанные вещества, азот аммонийный, сульфаты и хлориды.

Технологии очистки сточных вод НПЗ являются проверенными технологиями, и в настоящее время в мире акцент сместился на предотвращение и сокращение потоков загрязненных сточных вод на установки доочистки.

Так благодаря завершению работ по модернизации очистных сооружений на ТОО «ПКОП» была улучшена эффективность очистки производственных сточных вод по нефтепродуктам и взвешенным веществам с 76 % до 98 %, что снижает экологическую нагрузку за счет сокращения эмиссий в окружающую

ПРОЕКТ DRAFT

среду. Очищенная сточная вода используется в системе оборотного водоснабжения завода и соответствует нормативным требованиям.

Модернизация очистных сооружений на ТОО «АНПЗ» поможет снизить водозабор из реки Урал за счет применения многоступенчатой системы очистки сточных вод, которая позволит удалять из стоков до 99 % загрязняющих веществ и, следовательно, многократно увеличить повторное использование воды, позволяющий вернуть в производство до 50 % очищенных стоков. Данный проект позволит прекратить эксплуатацию полей испарения, исключить воздействие на грунтовые воды, флору, фауну и атмосферный воздух города Атырау.

1.6.4 Образование и управление отходами

Отходы НПЗ и ГПЗ обычно охватывают три категории материалов:

1) шламы, как нефтяные (например, осадок на дне резервуаров), так и не нефтяные (например, из очистных сооружений);

2) другие отходы НПЗ и ГПЗ, включающие различные жидкие, полужидкие или твердые отходы (например, загрязненная почва, отработанные катализаторы процессов конверсии, нефтесодержащие отходы, зола установок сжигания, отработанная щёлочь, отработанная глина, отработанные химические вещества, кислый гудрон);

3) отходы, не связанные с нефтегазопереработкой, например, бытовые отходы, отходы от сноса зданий и строительный мусор.

На НПЗ и ГПЗ ведется регулярный учет видов, количество и происхождения образовавшихся, собранных, перевезенных, утилизированных или размещенных отходов, образовавшихся в процессе их деятельности. НПЗ и ГПЗ как объекты I категории разрабатывают программы управления отходами в соответствии с требованиями экологического законодательства.

В таблице 1.22 приведена краткая информация об основных типах твердых отходов, образующихся на НПЗ и ГПЗ и их источниках.

Таблица 1.22 - Основные типы отходов, образующиеся на НПЗ и ГПЗ

Тип отходов	Категория	Источник
Нефтесодержащие материалы	Нефтешламы	Осадок на дне резервуара, ил биоочистки, шлам сепараторов, шлам очистки сточных вод, загрязненные почвы, шлам от обессоливания нефти
	Твердые материалы	Загрязненные почвы, остатки нефтяного разлива, фильтр кислой глины, остатки смол, фильтровальные материалы, уплотнения, изоляция, активированный уголь
Не нефтяные материалы	Использованные катализаторы (за исключением	Процессы каталитического крекинга; каталитического риформинга; гидроочистки различных дистиллятных нефтяных фракций; гидрокрекинга средних и тяжелых дистиллятов;

ПРОЕКТ DRAFT

Тип отходов	Категория	Источник
	драгоценных металлов)	каталитической гидродепарафинизации; десульфуризации
	Другие материалы	Смолы, шламы подпиточной воды котла, влагопоглотители и абсорбенты, отходы десульфуризации дымовых газов
Баки и резервуары		Металл, стекло, пластик, краска
Радиоактивные отходы (если используются)		Катализаторы, лабораторные отходы
Продукты коррозии		Налёт на свинцовых/несвинцовых трубах, ржавчина
Строительный мусор, отходы от сноса зданий		Металлический скрап, бетон, асфальт, строительный грунт, асбест, минеральные волокна, пластмасса/лесоматериал
Отработанные химические вещества		Химические вещества испытательной лаборатории, щёлочь, кислота, присадки, углекислый натрий, растворители, MEA/DEA (моно-/диэтаноламин)
Пирофорные отложения		Отложения в баках, резервуарах, технологических установках
Смешанные отходы		Бытовые отходы, растительные отходы
Отработанные масла		Смазочные масла, нефтяная эмульсия, трансформаторные масла, восстановленные масла, моторные масла, уловленный нефтепродукт

Нефть или нефтепродукт, оставшиеся в шламе или других типах отходов, представляют собой потери нефти и нефтепродукта, и там, где это возможно, предпринимаются меры по извлечению такой нефти или нефтепродукта. Нефть и нефтепродукты, уловленные локальными нефтеловушками цехов или отдельных технологических установок, возвращаются в сырье или готовый продукт установок НПЗ. Часть нефти и нефтепродуктов с установок, отправленные как нефтешлам в специальные сборники, и/или на очистные сооружения и факельное хозяйство, могут посредством применения специального оборудования и систем, возвращаться в систему переработки завода.

Утилизация отходов во многом зависит от их состава и места образования. Из-за высоких эксплуатационных затрат на утилизацию отходов, большое внимание уделяется способам минимизации отходов.

Тенденции образования отходов показывают, что образование нефтяного шлама уменьшается главным образом за счет хозяйственных мероприятий, в то время как образование илового осадка биоочистки увеличивается в результате роста использования биологической очистки сточных вод НПЗ и ГПЗ. Образование отработанного катализатора также возрастает за счет монтажа новых установок гидрокрекинга, установок гидроочистки и пылеуловителей на установках каталитического крекинга. Для всех этих категорий отходов возрастает доля привлечения подрядчиков для очистки и удаления за пределами

ПРОЕКТ DRAFT

площадки.

В таблице 1.23 представлена информация по суммарному количеству твердых отходов НПЗ и ГПЗ.

Таблица 1.23 – Количество твердых отходов, образующихся на казахстанских НПЗ и ГПЗ

Название завода	Объем образования, т/год		Объем размещения, т/год		Объем, подлежащий передаче, т/год	
	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
ТОО «АНПЗ»	10943	10211	7443	7011	7443	7011
ТОО «ПНХЗ»	21597	17924	245	53	878	0
ТОО «ПКОП»	6231	5146	0	0	2268	1268
ТОО «СП «СВ»	110	74	0	0	110	60
ТОО «КазГПЗ»	125	25	0	0	125	25
Итого:	39006	33380	7688	7064	10823	8364

Из пяти заводов, представленных в таблице 1.23, собственные полигоны захоронения отходов имеют ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПНХЗ». Полигоны данных НПЗ предназначены для сбора и захоронения твердых опасных и не опасных промышленных отходов, образовавшихся в процессе эксплуатации ПНЗ. На полигоне захоронения отходов ТОО «АНПЗ» размещает использованный активированный уголь, разрушенные керамические шарики и иловый осадок биоочистки. На полигоне захоронения отходов ТОО «ПНХЗ» размещает: продукт очистки аппаратов, содержащий соединения железа, замазученный грунт, кек, некоторые использованные катализаторы, использованные адсорбенты, твердые бытовые и другие отходы. Остальные отходы ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПНХЗ» передают специализированным предприятиям для проведения операций по удалению или утилизации отходов.

ТОО «ПКОК», ТОО «СП «СВ» и ТОО «КазГПЗ» все образующиеся отходы передают специализированным предприятиям.

Вывоз и транспортировка отходов осуществляются специализированными предприятиями в соответствии с договором на предоставление услуг с соблюдением требований, предъявляемых к транспортировке отходов, согласно их уровню опасности и физико-химическим свойствам.

1.6.5 Загрязнение почвы и подземных вод

Большинство НПЗ и ГПЗ имеют территории, которые загрязнены историческими потерями нефтепродуктов. Текущая практика НПЗ и ГПЗ направлена на предотвращение разливов и утечек на поверхность земли. В прошлом осведомленность о потенциальных рисках загрязненных территорий была низкой. Двумя основными вопросами здесь являются предотвращение новых разливов, контроль и ликвидация последствий исторических загрязнений, которые еще не ликвидированы. В рамках настоящего справочника

ПРОЕКТ DRAFT

рекультивация почв не входит в область применения.

Основными источниками загрязнения почвы и подземных вод нефтью и нефтепродуктами, как правило, являются транспортные и технологические трубопроводы, установки переработки, объекты хранения и слива-налива нефти, газа и продуктов переработки. Эти объекты обычно связаны с процессами переработки, хранения, слива-налива и транспортировкой самих углеводородов или углеводородсодержащей воды, на которых в результате аварийных ситуаций или нарушения условий нормального протекания технологических процессов возможен разлив жидких углеводородов на почву. Существует также возможность загрязнения другими веществами, такими как загрязненная вода, катализаторы и отходы.

Имеющиеся на балансе НПЗ полигоны захоронения отходов являются потенциальными источниками загрязнения окружающей среды. В соответствии со Статьей 14 Экологического кодекса Республики Казахстан в программе управления отходами НПЗ и НПЗ устанавливают и обосновывают лимиты накопления и лимиты захоронения отходов для каждого конкретного полигона захоронения отходов, входящего в состав их объектов. Полигоны захоронения отходов, имеющиеся на ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПНХЗ» построены и оборудованы в соответствии с дествующим законодательством. Если в ТОО «АНПЗ» полигон удален от территории завода на 8 км, то в ТОО «ПНХЗ» полигон находится на расстоянии 300 м от ограждения завода. Полигоны захоронения отходов разделены на соответствующие карты для размещения отходов в зависимоти от их уровня опасности и физико-химических свойств.

Карты полигона захоронения отходов ТОО «АНПЗ» оборудованы противофильтрационными асфальтобетонными экранами по дну и откосами. Противофильтрационный экран уложен на спланированное, протравленное, уплотненное основание и состоит из грунта толщиной 500 мм, протравленного на глубину 200 мм, мелкозернистого асфальтобетона толщиной 80 мм, горячего битума толщиной 4 мм. Сверху асфальтобетонный экран покрывается защитным слоем песка толщиной 10 мм.

Для выгрузки автотранспорта имеется площадка, покрытая песчано-гравийной смесью толщиной 0,2 м. По периметру полигона автодорога усовершенствованна капитальным покрытием, въездами на карты и с кюветами, облицованными бетонными плитами.

Полигон огорожен колючей проволокой с устройством металлических распашных ворот.

Транспортировка твердых промышленных отходов на полигон производится на специально оборудованном автотранспорте.

В ТОО «ПНХЗ» полигон захоронения отходов называется ведомственным накопителем твердых отходов (далее – накопитель) и расположен он на месте песчаного карьера. Накопитель имеет форму прямоугольника, вытянутого с юго-запада на северо-восток. Накопитель обнесен кольцевой дамбой, за дамбой устроена полоса зеленых насаждений и имеется обводной канал для сбора

ПРОЕКТ DRAFT

чистых дождевых и талых вод. По периметру накопитель огражден колючей проволокой. Карты размещения отходов защищены противофильтрационными экранами (дно карты и откосы) и использован защитный слой (щебень, пропитанный битумом) в дорожном покрытии накопителя. Территория озеленения и части защитной дамбы имеет уклон в сторону обводного канала, поэтому выпавшие осадки собираются в обводном канале и испаряются. Вода из обводного канала может использоваться на технологические нужды в процессе эксплуатации накопителя (например, полив карт, дородного покрытия). Забор воды из канала осуществляется передвижным специализированным автотранспортом. Во избежание засорения канала его периодически очищают. Наряду с ведомственным накопителем твердых отходов на территории ТОО «ПНХЗ» расположены специальные площадки и накопители для временного складирования отходов производства и потребления:

- иловые площадки, предназначеные для приема и временного складирования избыточного ила до вывоза на накопитель. Для предотвращения фильтрации и предохранения подземных вод от загрязнения основание площадки выполнено с противофильтрационным экраном из двух слоев полиэтиленовой пленки и защитным слоем грунта. Для сбора фильтрационных вод по периметру площадки имеется дренаж из перфорированных труб. Уловленный сток возвращается в промливневую канализацию завода;

- площадка просушки и временного хранения кека находится на территории очистных сооружений. Для предотвращения фильтрации дренажных вод и загрязнения подземных вод основание площадки имеет глиняный экран и слой супеси. Хранение кека на площадке осуществляется временно, вывоз отхода с площадки осуществляется 2-3 раза в год.

- шламонакопители, которые работают в режиме постоянной циркуляции нефтесодержаших стоков и являютяя звеном технологической схемы завода. Нефтешлам, образующйся в нефтеловушках, радиальных отстойниках и флотаторах перекачивается в шламонакопители (2 шт.). Шламонакопители представляют собой герметичные железобетонные резервуары размером 100×40 м каждый, оборудованные выпусками в дренажную сеть. Накопление нефтешламов производится в шламонакопителях и аварийных амбарах. Затем нефтешламы поступают в разделительные резервуары и далее – на установку по переработке нефтешламов.

Для исключения и снижения влияния полигонов захоронения отходов на НПЗ проводится ряд мероприятий по охране атмосферного воздуха, водных ресурсов, почв и грунтов:

- исключение пыления отходов, складируемых на промплощадках завода (например, площадка просушки кека, иловые площадки) за счет уплотнения и хранения отходов во влажном состоянии (орошение водой);

- устройство гидроизолирующих, противофильтрационных экранов днища и откосов карт захоронения отходов;

- устройство ограждающих и разделительных дамб;

PROJECT DRAFT

- устройство дренажной системы для отвода сточных вод;

- устройство водосборных лотков, водоотводной канавы, кольцевого канала на накопителе отходов;

- обустройство территории технологических установок и нахождения оборудования твёрдым покрытием, системой лотковой и ливневой канализацией;

- пропитка дорог и лотков битумом, отсыпка щебнем;

- формирование полосы зелёных насаждений вокруг водоотводной канавы, кольцевого канала;

- формирование сети наблюдательных скважин вокруг карт размещения отходов;

- регулярные режимные наблюдения за составом подземных вод по наблюдательным скважинам;

- проведение регулярных режимных наблюдений за составом почв в точках отбора;

- устройство проволочного ограждения полигона захоронения отходов, охранной вышки, освещения;

- предотвращение попадания на полигон захоронения отходов посторонних отходов;

- обеспечение раздельного складирования отходов, с учётом их свойств и уровней опасности.

На НПЗ проводится производственный контроль при обращении с отходами. В соответствии с программой экологического контроля в районе полигона захоронения отходов проводится:

1) мониторинг почв и растительного покрова;

2) мониторинг подземных вод (для наблюдения возможного влияния полигона на состояние грунтовых вод);

3) мониторинг атмосферного воздуха.

4) контроль радиационного уровня.

НПЗ, имеющие на балансе полигоны захоронения отходов разрабатывают проекты их ликвидации и создают ликвидационный фонд. Ликвидационный фонд создается для обеспечения финансовыми средствами процесса закрытия полигона захоронения отходов, рекультивации земель, ведения мониторинга воздействия на окружающую среду и контроля загрязнения после закрытия полигона.

1.6.6 Шум и вибрация

Наряду с перечисленными в пунктах 1.6.2 – 1.6.5 воздействиями на окружающую среду деятельность предприятий переработки нефти и газа формирует такие физические факторы как шум и вибрацию. Шум и вибрация оказывают негативное воздействие в первую очередь на работников предприятия, население и представителей животного и растительного мира. Национальным законодательством с учетом документов Международной

ПРОЕКТ DRAFT

организации труда (МОТ), Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ), Международной организации по стандартизации (ИСО) устанавливаются гигиенические нормативы по шуму, процедуры управления соответствующими профессиональными рисками на рабочем месте и регламенты медицинского обслуживания в зависимости от вида выполняемых работ. Предприятия переработки нефти и газа руководствуются в своей деятельности действующими гигиеническими нормативами к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека и на природную среду. Предприятиям переработки нефти и газа при эксплуатации действующего оборудования, при проектировании и строительстве новых технологических установок следует стремиться к применению НДТ, способствующих снижению уровня производимого шума или к применению средств, позволяющих максимально снизить воздействие шума на человека и окружающую природную среду:

- регулярно проводить оценку шума от действующего оборудования и технологических установок и разрабатывать план по снижению шума;
- поместить оборудование/технологическую операцию или весь процесс, производящий шум выше установленных нормативов в отдельное помещение/сооружение/установку;
- использовать насыпи для экранирования источника шума;
- использовать шумозащитные стены;
- обеспечивать работников необходимыми средствами индивидуальной защиты от шума и сокращать до минимума время пребывания работников в помещениях с призводственным шумом.

1.6.7 Снижение воздействия на окружающую среду

Основной целью настоящего справочника является предоставление предприятиям нефтегазоперерабатывающей отрасли информации по наилучшим доступным технологиям, направленным в первую очередь на снижение воздействия на окружающую среду и рациональное использование материально-энергетических ресурсов

Способы уменьшения вредного воздействия нефтегазоперерабатывающих предприятий на окружающую среду, снижения вредных выбросов продуктов сгорания топлива в атмосферу можно разделить на две группы:

1) уменьшение, подавление, нейтрализация вредного воздействия загрязняющих факторов существующими технологиями;

2) создание замкнутых технологических процессов, которые практически не воздействуют на окружающую среду.

Актуальными направлениями снижения воздействия на окружающую среду при переработке нефти и газа являются разработка экологически чистых процессов (внедрение мало- и безотходных технологий идр.) и утилизация отходов, очистка газовых выбросов нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств, очистка сточных вод, мониторинг загрязнений окружающей среды нефтью и нефтепродуктами и др.

ПРОЕКТ DRAFT

Важным моментом является внедрение высокотехнологичной наукоемкой продукции и замены устаревшей техники, т.к. применение устаревшей и отработавшей свой срок эксплуатации техники ведет к увеличению потребления электроэнергии и другим проблемам.

Проектирование установок НПЗ и систем управления технологическим процессом должно включать положения о безопасном отключении с минимальными выбросами от соответствующей установки. Во время незапланированных сбоев в работе данные положения должны гарантировать прекращение подачи питания с последующим запрограммированным автоматическим включением насосов, систем сброса, систем продувки, факельных систем и другого оборудования. Примерами таких случаев являются отказы в работе коммунальных служб, поломка оборудования, пожар или взрыв. Чрезвычайные ситуации, приводящие к прямым разливам, происходящим в разных частях установки, которые не являются ни полностью изолированными, ни полностью автоматизированными, такие как разрыв трубопровода и днища резервуара, должны решаться согласно порядку действий в аварийных ситуациях. Такой порядок должен быть направлен на минимизацию и сдерживание разливов с последующей быстрой очисткой с тем, чтобы свести к минимуму воздействие на окружающую среду.

ПРОЕКТ DRAFT

2. МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК

2.1 Детерминация, принципы подбора

Детерминация техник в качестве наилучших доступных техник основывается на принципах и критериях в соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК.

Методология определения техники в качестве наилучшей доступной основывается на подборе и сравнении альтернативных техник, принятых в качестве техник-кандидатов в наилучшие доступные, обеспечивающих исполнения целей предприятия и государственных уполномоченных органов в области охраны окружающей среды. Определение техник-кандидатов основывается на результатах комплексного технологического аудита и анализе международного опыта, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям и топливно-сырьевой базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Принципы подбора наилучших доступных техник основываются на соблюдении последовательности действий технических рабочих групп и заинтересованных сторон по учету и анализу критериев определения техник в качестве наилучших доступных:

1) Определение ключевых экологических проблем для отрасли с учетом маркерных загрязняющих веществ эмиссий;
2) Определение и инвентаризация техник-кандидатов, направленных на решение экологических проблем отрасли;
3) Оценка, анализ и сравнение техник-кандидатов в соответствии с критериями, приведенными в пункте 2.2 настоящего справочника по НДТ и на основании установления условий, при которых были достигнуты уровни экологической эффективности с выявлением перечня техник, удовлетворяющим критериям наилучших доступных техник;
4) Определение уровней наилучшей экологической результативности, обеспечиваемой наилучшей доступной техникой (включая уровни эмиссий, связанные с НДТ).

При определении и инвентаризация техник-кандидатов, направленных на решение экологических проблем отрасли оставляется перечень техник-кандидатов из имеющихся в Республики Казахстан и в мировом сообществе. Далее список ранжируется по возможности применения на существующей и/ или на новой установке в условиях Республики Казахстан и указываются аргументированные доводы о возможности или невозможности их применения.

При оценке, анализе и сравнении техник-кандидатов в наилучшие доступные соблюдается следующая последовательность действий:

ПРОЕКТ DRAFT

1) для установленных техник проводится оценка уровня воздействия на различные компоненты окружающей среды и уровней потребления различных ресурсов и материалов;

2) оценка, при наличии необходимой информации, затрат на внедрение техник и содержание оборудования, возможные льготы и преимущества после внедрения техник, период внедрения;

3) по результатам оценки из установленных техник основного технологического процесса выбираются техники:

– обеспечивающие предотвращение или снижение воздействия на компоненты окружающей среды;

– внедрение которых не приведет к существенному увеличению объемов выбросов других загрязняющих веществ, сбросов загрязненных сточных вод, образования отходов обезвреживания, потребления ресурсов, иных видов негативного воздействия на окружающую среду и увеличению риска для здоровья населения выше приемлемого или допустимого уровня;

– внедрение которых не приведет к чрезмерным материально-финансовым затратам (с учетом возможных льгот и преимуществ при внедрении);

– имеющие приемлемые сроки внедрения.

2.2 Критерии отнесения техник к наилучшей доступной технике.

В соответствии с пунктом 3 статьи 113 Экологического кодекса Республики Казахстан критериями определения наилучших доступных техник являются:

1) использование малоотходной технологии;

2) использование менее опасных веществ;

3) содействие рекуперации и рециркуляции веществ, образующихся и используемых в процессе, а также отходов, где это необходимо;

4) сопоставимые процессы, установки или методы работы, которые были успешно опробованы в промышленных масштабах;

5) технический прогресс и изменения в научных знаниях и понимании;

6) характер, последствия и объем соответствующих выбросов;

7) сроки ввода в эксплуатацию новых или существующих установок;

8) время, необходимое для внедрения наилучшей доступной техники;

9) потребление и характер сырья (включая воду), используемого в технологическом процессе, и энергоэффективность;

10) необходимость предотвращения или снижения до минимума общего воздействия выбросов на окружающую среду и рисков для нее;

11) необходимость предотвращения аварий и минимизации последствий для окружающей среды;

12) информация, публикуемая общественными международными организациями.

ПРОЕКТ DRAFT

13) способствования переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике и низкоуглеродному развитию с учетом научно-технического развития и повышения уровня технической и (или) экономической доступности тех или иных техник.

Обеспечением соблюдения принципов Экологического кодекса Республики Казахстан при определении техники в качестве НДТ является условие сочетания указанных критериев, выражаемое в соблюдении следующих условий для каждой техники, которая является кандидатом наилучшей доступной:

1) наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду;
2) экономическая эффективность ее внедрения и эксплуатации;
3) применение ресурсо- и энергосберегающих методов;
4) период внедрения техники;
5) промышленное внедрение техники на двух и более объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду.

При установлении условия обеспечения техникой-кандидатом наименьшего уровня негативного воздействия на окружающую среду рассматривается два показателя:

1) опасность используемых и (или) образующихся в технологических процессах веществ для атмосферы, почвы, водных систем, человека, других живых организмов и экосистем в целом;
2) характер негативного воздействия и значения эмиссий вредных веществ в составе выбросов и сбросов.

При определении опасности используемых и (или) образующихся в технологических процессах веществ проводится инвентаризация эмиссий вредных веществ в составе выбросов и сбросов, их объемы (масса), а также объемов и уровней опасности отходов. При оценке опасности используемых и (или) образующихся в ходе технологических процессов вредных веществ устанавливаются маркерные загрязняющие вещества, выделяющиеся в атмосферу, поступающие в водные объекты, в промежуточные продукты и твердые отходы.

Выбор маркерных веществ основывается на установлении следующих характеристик:

– вещество характерно для рассматриваемого технологического процесса;
– вещество присутствует в эмиссиях постоянно и в значимых концентрациях;
– вещество оказывает значительное воздействие на окружающую среду;
– метод определения вещества является доступным, воспроизводимым и соответствует требованиям обеспечения единства измерений;
– количественным критерием для определения маркерных веществ

PROJECT DRAFT

является их наибольший совокупный вклад в общем объеме выбросов загрязняющих веществ.

Экономическая эффективность внедрения и эксплуатации техники.

При установлении условия обеспечения экономической эффективности проводится оценка затрат на внедрение и эксплуатацию техники и оценка выгоды от ее внедрения путем применения метода анализа затрат и выгод. Если внедрение различных техник дает положительные результаты, то техникой с самой высокой результативностью считается та, которая дает наилучшее соотношение «цена/качество» и соответственно демонстрирует наилучшие экономические показатели среди рассматриваемых техник. Данный метод анализа требует более широкий охват данных, где данные по выгодам/затратам сложно представить в денежной форме.

Проведение анализа инкрементального денежного потока, возникающего в результате разницы денежных потоков «до» и «после» внедрения техники позволяет провести экономический анализ, который наиболее знаком для большинства предприятий.

Альтернативой методу анализа затрат и выгод служит анализ эффективности затрат, используемый для определения наиболее предпочтительных для достижения определенной экологической цели при самой низкой стоимости мероприятий. Ранжирование техник-кандидатов НДТ по мере возрастания их экономической эффективности позволяет исключить варианты, которые необоснованно и неоправданно дороги по сравнению с полученной экологической выгодой.

Экономическая эффективность техники определяется согласно формуле:

Экономическая эффективность = Годовые затраты, тенге/Сокращение эмиссий, т/год.

Методология расчета затрат устанавливает алгоритм, позволяющий собрать и проанализировать данные о капитальных затратах и эксплуатационных издержках для сооружения, установки, технологии или процесса с учетом экономической эффективности внедрения и эксплуатации.

Основные этапы оценки приведены на рисунке 2.1.

ПРОЕКТ DRAFT

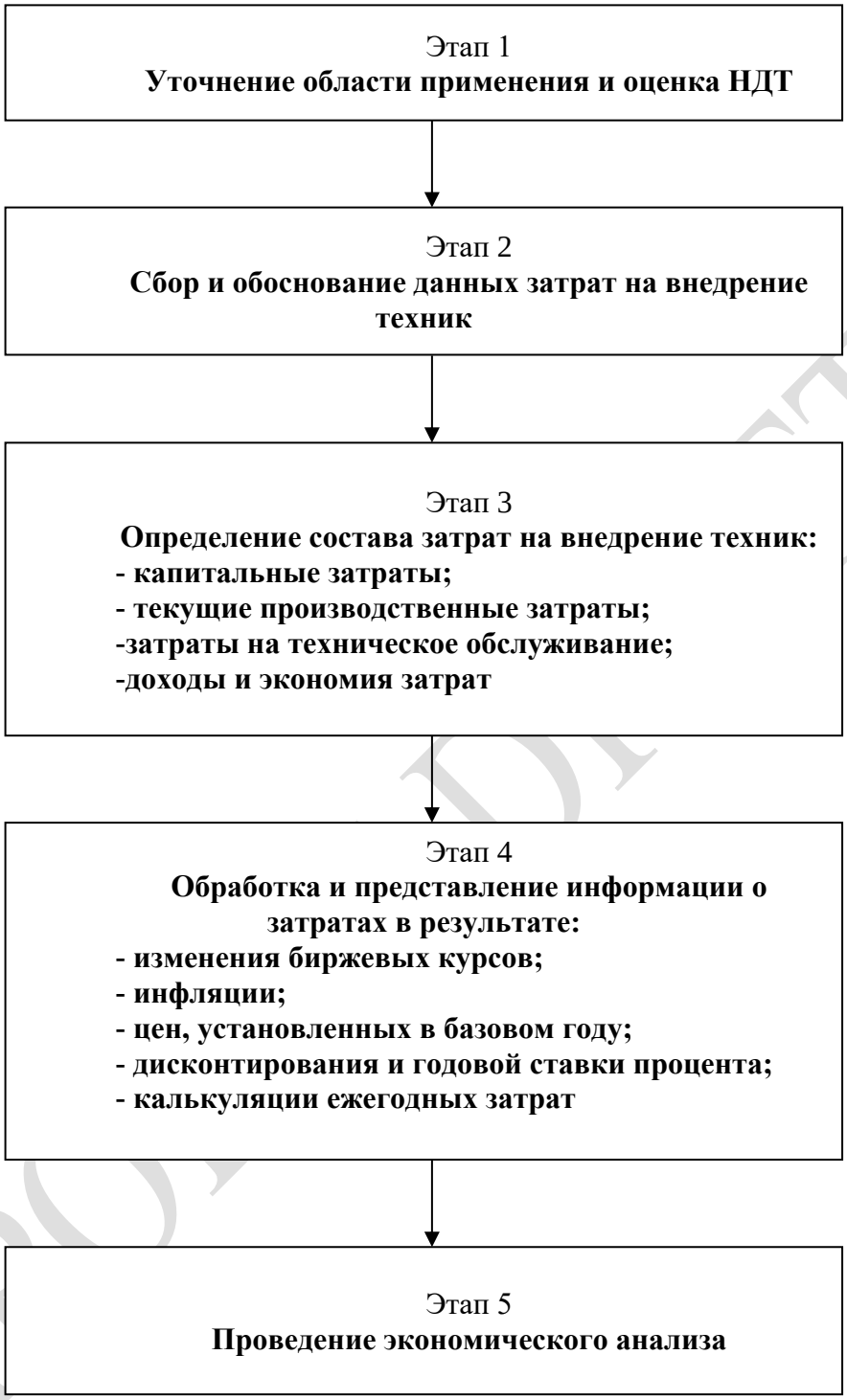


Рисунок 2.1. Этапы оценки экономической эффективности внедрения и эксплуатации техники

В ходе выполнения экономического анализа внедрения НДТ рассматривается:

а) опыт предыдущего успешного использования в промышленном масштабе сопоставимых техник;

б) информацию об известных авариях, связанных с внедрением и эксплуатацией данной техники на производстве;

в) географические факторы климата внедрения техник (расположение относительно источников энергии, ее доступность, логистические цепочки), а также технологические ограничения, связанные с региональными физико-географическими и геологическими условиями и наличием особо охраняемых природных территорий, памятников культуры и объектов рекреации.

Для проведения оценки техники-кандидата определяется структура затрат с выделением капитальных затрат (на строительство сооружений, приобретение и монтаж оборудования) и эксплуатационных. В эксплуатационных затратах выделяются затраты на техническое обслуживание и ремонт, энергоносители, материалы и услуги, затраты на оплату труда.

По итогам сбора информации о затратах проводится ее обработка для обеспечения дальнейшего объективного сравнения рассматриваемых альтернативных вариантов.

Период внедрения техники.

Для оценки времени внедрения техники используется период окупаемости определенной техники в сравнении с затратами, относящимися к обеспечению охраны окружающей среды. Проводится оценка скорости внедрения техники. При этом рекомендуется раздельно рассматривать скорости внедрения техник следующих временных масштабов:

– краткосрочный (от нескольких недель до месяцев);
– среднесрочный (от нескольких месяцев до года);
– долгосрочный (обычно составляет несколько лет).

Выбор времени модернизации основывается на плановой замене существующего оборудования. Оценивая скорость (период) внедрения НДТ, рекомендуется также проанализировать предельные затраты на модернизацию. Для НДТ, которые требуют существенных инвестиционных капитальных затрат или значительных модификаций производственных процессов и инфраструктуры, представляется необходимым предусматривать более длительные периоды их внедрения.

Применение ресурсо- и энергосберегающих методов.

При анализе применения ресурсо- и энергосберегающих методов учитываются требования и положения существующих нормативно-правовых документов в области энерго- и ресурсосбережения. Целью анализа является установление техник, которые характеризуются (среди рассматриваемых) лучшими показателями энерго- и ресурсосбережения.

Проводится сравнительный анализ техник по потреблению основных ресурсов, принимая во внимание:

а) потребление энергии:

– общий уровень энергопотребления и для различных (основных, вспомогательных и обслуживающих) технологических процессов (с оценкой основных возможностей его снижения);

– вид и уровень использования топлива;

б) потребление воды:

ПРОЕКТ DRAFT

– технологические процессы, в которых используется вода;

– общий объем потребления и для технологических процессов (с оценкой возможностей его снижения или повторного использования);

– назначение воды (промывная жидкость, хладагент и т. д.);

– наличие систем повторного использования воды;

в) объем потребления сырья и вспомогательных материалов (реагентов и т. п.) с оценкой возможностей их повторного использования.

После сравнительного анализа определяется возможность регенерации и рециклинга веществ и рекуперации энергии, использующихся в технологическом процессе.

В качестве основных показателей энергоэффективности и ресурсосбережения, применяемых для сравнительной оценки рассматриваемых техник, используются (при регламентированных условиях эксплуатации оборудования) показатели - удельные расходы электроэнергии, тепла, топлива, воды, различных материалов, т. е. фактические затраты того или иного ресурса (электроэнергии, тепла, воды, реагента и т. д.) на единицу продукции или оказываемой услуги, выражаемые, например, для электроэнергии в кВт-ч на 1 объема продукции или оказываемой услуги, для тепловой энергии - в Гкал/объем продукции или оказываемой услуги, для воды - в $м^3$/объем продукции или оказываемой услуги и т. д.

Ресурсосбережение (т. е. сбережение энергии и материалов) оценивается также с точки зрения возможности реализации соответствующих правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное (рациональное) использование и экономное расходование топливноэнергетических и других материальных ресурсов. Потенциал ресурсосбережения реализуется через конкретные энерго- и ресурсосберегающие мероприятия, которые можно разделить на организационно-технические, предполагающие повышение культуры производства, соблюдение номинальных режимов эксплуатации оборудования, обеспечение оптимального уровня загрузки агрегатов, ликвидацию прямых потерь топливно-энергетических ресурсов, своевременное выполнение наладочных и ремонтно-восстановительных работ, использование вторичных энергоресурсов (включая утилизацию низкопотенциального тепла вентиляционных выбросов, процессы регенерации и рекуперации энергии), оснащение приборами учета используемых энергетических и других ресурсов, и инвестиционные, связанные с своевременным замещением морально устаревших производственных мощностей (производственных узлов), внедрением современного энергоэффективного и энергосберегающего оборудования, модернизацией и автоматизацией существующих технологических процессов.

Любое возможное преобразование технологического процесса и (или) используемого оборудования, влекущее за собой уменьшение удельного расхода энерго- и других ресурсов на единицу объема продукции или оказываемой

ПРОЕКТ DRAFT

услуги, особенно при снижении (или при существующем уровне выбросов и сбросов вредных веществ) оценивается как повышение его энергоэффективности и ресурсосбережения (с учетом экономической эффективности и технологической надежности данного преобразования).

ПРОЕКТ DRAFT

3 ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРОЦЕССЫ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ

Нефть и природный газ представляют собой смеси различных углеводородов и небольшого количества примесей. Состав сырья для нефтегазоперерабатывающих заводов может значительно варьировать в зависимости от источника. Нефтегазоперерабатывающие заводы — это комплексные предприятия, где сочетание и последовательность процессов, как правило, очень специфичны для характеристик сырья (сырой нефти и природного газа) и продуктов, которые будут производиться. На нефтеперерабатывающем заводе продукция некоторых процессов может подаваться:

1) обратно в этот же самый процесс,
2) в новые процессы,
3) возвращается в предыдущий процесс.
4) смешивается с продуктами других процессов для получения готовой продукции.

Все НПЗ различаются по своей конфигурации, интеграции процессов, исходному сырью, гибкости к исходному сырью, продукции, ассортименту продукции, масштабу установок, а также системам проектирования и управления. Кроме того, различия в стратегии руководства заводов, рыночной ситуации, местоположении, климатических условиях и возрасте НПЗ, историческом развитии, имеющейся инфраструктуре и экологическом регулировании являются одними из важных причин широкого спектра конфигураций, конструкций и режимов работы НПЗ. Указанные различия имеют влияние на вариативность экологических показателей НПЗ.

Производство большого количества топлива, соответствующего мировым экологическим стандартам, на сегодняшний день является наиболее важной функцией нефтеперерабатывающих заводов и, как правило, определяет общую конфигурацию и режим работы. Тем не менее, некоторые нефтеперерабатывающие заводы также производят ценные нетопливные продукты, такие как исходное сырье для химической и нефтехимической промышленности. Примерами могут служить смешанное сырье для нафты для установки парового крекинга и другие продукты. Предприятия органической химии только начинают развиваться в Казахстане, поэтому линейка продуктов нефтехимической промышленности может расшириться. Другие специальные продукты НПЗ включают битум, смазочные масла, парафин и высококачественный кокс для промышленного использования. Некоторые нефтеперерабатывающие заводы могут быть модернизированы для производства этих продуктов.

Переработка нефти в пригодные для использования нефтепродукты может быть разделена на **две фазы** и ряд **вспомогательных операций**.

PROJECT DRAFT

Первая фаза — это обессоливание нефти (раздел 3.1) и последующая перегонка на ее различные компоненты или «фракции» (раздел 3.2). Дальнейшая перегонка более легких компонентов и нафты осуществляется для извлечения метана и этана для использования в качестве топлива нефтепереработки, сжиженного газа (пропан и бутан), компонентов для смешивания бензина и исходного нефтехимического сырья. Это разделение легких продуктов производится на каждом нефтеперерабатывающем заводе.

Вторая фаза переработки представляет собой комплекс, состоящий из трех последующих друг за другом процессов: «дробление» молекул, объединение их в более сложные молекулы и изменение фракционного состава нефтепродуктов. Указанные процессы изменяют структуру молекул углеводородов, либо «разбивая» их на более мелкие молекулы, с последующим соединением их в более крупные молекулы, либо преобразовывая их в молекулы с более сложным строением. Цель этих процессов состоит в том, чтобы преобразовать некоторые фракции, полученные в процессе переработки, в товарные нефтепродукты с помощью комбинации нисходящих процессов. Количество различных получаемых продуктов почти полностью определяется составом сырья. Если ассортимент продукции больше не соответствует требованиям рынка, для восстановления баланса можно добавить установки более глубокой переработки.

Простейшей перерабатывающей установкой является термический крекинг (раздел 3.7), с помощью которого остаток подвергается воздействию таких высоких температур, что большие молекулы углеводородов в остатке преобразуются в более мелкие. Установки термического крекинга могут обрабатывать практически любое сырье, но производят относительно небольшое количество легких продуктов. Усовершенствованным типом термического крекинга является установка коксования (раздел 3.12), в которой весь остаток преобразуется в дистилляты и коксовый продукт. Для повышения глубины переработки и улучшения качества продукции был разработан ряд различных процессов каталитического крекинга, из которых наиболее распространенными являются жидкостный каталитический крекинг (раздел 3.9) и гидрокрекинг (раздел 3.4). На НПЗ внедрены процессы газификации остатков, которые позволяют НПЗ полностью удалять тяжелые остатки и превращать их в чистый газ для промежуточного использования, а также производить водород, пар и электроэнергию с помощью технологий комбинированного цикла.

Вспомогательные операции — это операции, не связанные непосредственно с производством углеводородного топлива, но выполняющие вспомогательную роль. Они могут включать выработку энергии, очистку сточных вод, регенерацию серы, производство присадок, очистку отходящих газов, системы продувки, обработку и смешивание продуктов, и хранение продуктов.

Для формирования настоящей главы использовались данные, полученные в результате проведения комплексного технологического аудита, анализа

ПРОЕКТ DRAFT

технологических регламентов основных заводов и других, доступных для анализа официальных документов.

В настоящей главе описываются технологические процессы (или их сочетания), используемые в настоящее время на предприятиях переработки нефти и газа в Республике Казахстан. Технологические процессы описаны кратко, при необходимости представлен химизм процесса. Особенностью заводов Казахстана является применение комплексных и комбинированных установок, на которых протекает несколько основных и вспомогательных процессов. Информация о комплексных и комбинированных установках представлена в разделе 3.24.

При необходимости в описание процесса или установки включается принципиальная блок-схема (технологическая схема). В зависимости от особенностей учета технологический процесс или установка сопровождаются информацией о потреблении материально-энергетических ресурсов и эмиссиях в окружающую среду. В качестве материально-энергетических ресурсов рассматриваются:

1) сырье;
2) электрическая энергия;
3) тепловая энергия;
4) вода;
5) топливо.

Настоящая глава содержит данные о текущих выбросах и уровнях потребления на существующих установках на момент написания настоящего справочника (2020).

Информация об основных воздействиях НПЗ и ГПЗ на окружающую среду в процессе деятельности представлена в разделе 1.6.

Нефтеперерабатывающие заводы являются промышленными объектами, которые оперируют огромными количествами сырья и продуктов, а также являются интенсивными потребителями энергии и воды.

Потребление энергии

Нефтепереработка - одна из наиболее энергоемких отраслей производства.

Энергия в основном расходуется на процессы подогрева сырья и продукции технологическими установками, а также на производство водяного пара. Для получения энергии используют как внутренние, так и внешние источники топлива в печах, объем которого может достигать до 200 МВт общих затрат тепловой энергии НПЗ и ГПЗ. Энергия может быть получена от некоторых процессов, таких, как каталитический крекинг, при выжигании кокса, дополнительно используются внешние источники энергии. Крупные НПЗ и ГПЗ в качестве топлива в первую очередь используют технологическое топливо. Дополнительно, в качестве энергетических ресурсов используются: газ природный, тепловая энергия и электроэнергия. На рисунке 3.1 представлены виды потребляемых топливно-энергетических ресурсов и их соотношение для НПЗ и ГПЗ, прошедших комплексный технологический аудит.

ПРОЕКТ DRAFT

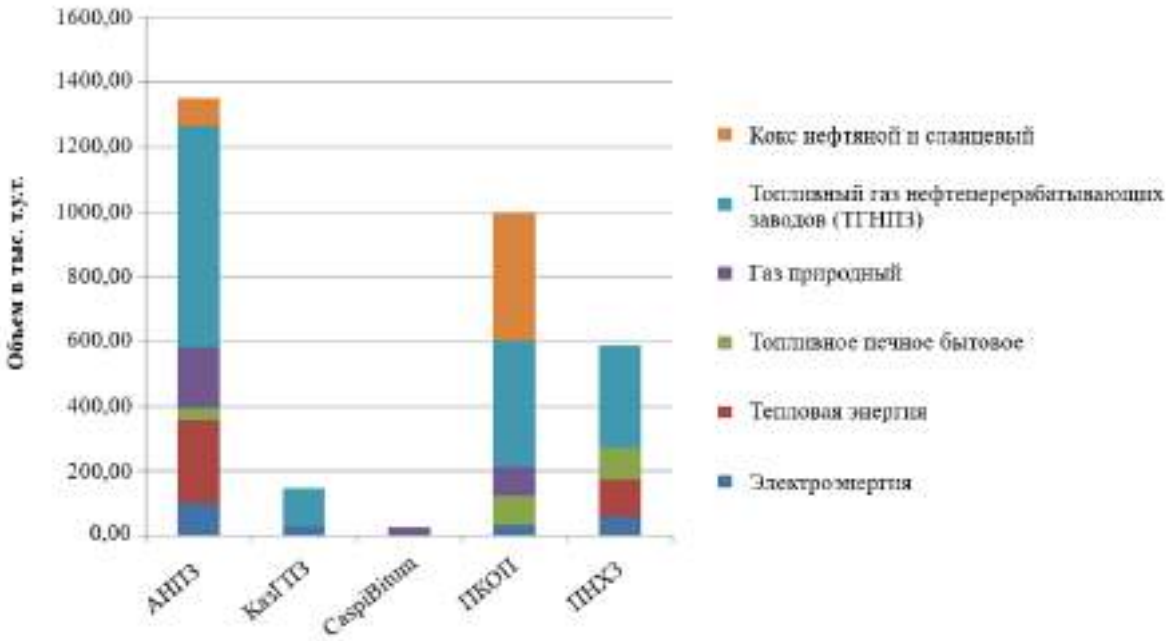


Рисунок 3.1 – Виды и соотношение потребляемых топливно-энергетических ресурсов на НПЗ и ГПЗ, прошедших комплексный технологический аудит

Для илюстрации доли потребления каждого вида топливно-энергетических ресурсов на НПЗ и ГПЗ в таблице 3.1 представлены данные по НПЗ И ГПЗ, прошедших комплексный технологический аудит, за 2020 год.

Как видно из таблицы 3.1 за исключением ТОО «СП «СВ», все основные заводы в технологических процессах в основном потребляют технологическое топливо, выделенное в процессе переработки нефти и газа, и оно составляет от 78 до 91 % от общего объема топливно-энергетических ресурсов. В состав технологического топлива входят: топливный газ НПЗ – от 50 до 81 %, топливо печное бытовое – от 0,04 до 17 %, кокс нефтяной и сланцевый до 7 %. В связи с недостаточным количеством собственных топливно-энергетических ресурсов заводы приобретают природный газ (от 13 до 89 %) и электроэнергию (от 6 до 20 %) у сторонних организаций. Таким образом, крупные НПЗ и ГПЗ в своих технологических процессах в основном потребляют газообразное топливо, что способствует снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

ПРОЕКТ ОВОС

Таблица 3.1 – Доля потребления каждого вида топливно-энергетического ресурса на основных НПЗ и ГПЗ

Название завода	Вид топливно-энергетического ресурса (ТЭР)	Объем, т.у.т.[1)]	Доля от общего объема ТЭР, %
ТОО «АНПЗ»	Электроэнергия	100672,29	7,45
	Тепловая энергия	255774,23	18,93
	Топливо печное бытовое	38962,60	2,88
	Газ природный	184713,35	13,67
	Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутадиен и газы нефтяные прочие	683741,23	50,61
	Кокс нефтяной и сланцевый	87253,20	6,46
	Всего	1351116,90	100
ТОО «КазГПЗ»	Электроэнергия	28495,27	19,62
	Топливо печное бытовое, тонн	56,16	0,04
	Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутадиен и газы нефтяные прочие	116649,43	80,34
	Всего	145200,86	100
ТОО «СП «СВ»	Электроэнергия	3078,02	11,02
	Газ природный	24862,85	88,98
	Всего	27940,87	
ТОО «ПКОП»	Электроэнергия	31170,27	6
	Топливо печное бытовое, тонн	92753,58	15
	Газ природный	86838,56	14
	Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутадиен и газы нефтяные прочие	392545,87	65
	Всего	603308,28	100
ТОО «ПНХЗ»	Электроэнергия	55651,70	9
	Тепловая энергия	118128,30	20
	Топливо печное бытовое, тонн	99221,24	17
	Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутадиен и газы нефтяные прочие	314257,40	54
	Всего	587258,64	100

[1)] Данные представлены из «Отчета об экспертной оценке нефтеперерабатывающей отрасли на соответствие принципам наилучших доступных технологий» за 2021 г.

В процессе проведения комплексного технологического аудита проводилась оценка удельного потребления энергоресурсов НПЗ и ГПЗ. Удельное энергопотребление на крупных НПЗ РК представлено на рисунке 3.2.

ПРОЕКТ DRAFT

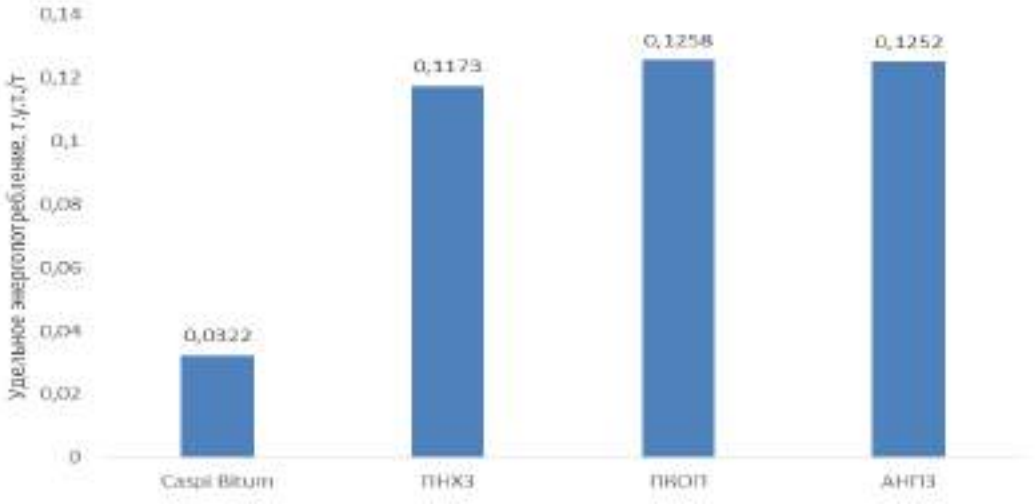


Рисунок 3.2 - Удельное энергопотребление на нефтеперерабатывающих предприятиях РК

За 2020 год в ТОО «ПНХЗ» было переработано 5003570 тонн нефти при энергопотреблении 587258,8 т.у.т. Соответственно, удельное потребление энергоресурсов на тонну переработанного сырья составило 0,1173 т.у.т./т.

За 2020 год в ТОО «ПКОП» было переработано 4793702,9 тонн нефти при энергопотреблении 603308,3 т.у.т. Соответственно, удельное потребление энергоресурсов на тонну переработанного сырья составило 0,1258 т.у.т./т.

За 2020 год в ТОО «АНПЗ» было переработано 5016302 тонн нефти при энергопотреблении 628413 т.у.т. Соответственно, удельное потребление энергоресурсов на тонну переработанного сырья составило 0,1252 т.у.т./т.

Как видно, из диаграммы на рисунке 3.2 удельное значение трех крупных нефтеперерабатывающих заводов находятся на одном уровне, за исключением ТОО «СП «СВ». Основной причиной такого резкого различия удельных значений являются разные технологические процессы и соответственно выпускаемая конечная продукция.

По результатам комплексного технологического аудита установлено, что на обследуемых заводах отсутствует мониторинг ряда важных показателей энергоэффективности: индекса энергетической эффективности (ИЭЭ) и энергоемкости в пересчете на продукт (ЭЕ).

По собранным в ходе аудита прямым или косвенным данным, были рассчитаны показатели энергоэффективности (ИЭЭ и ЭЕ), по которым осуществляется сравнение промышленных предприятий в мире (рисунок 3.3).

ПРОЕКТ DRAFT

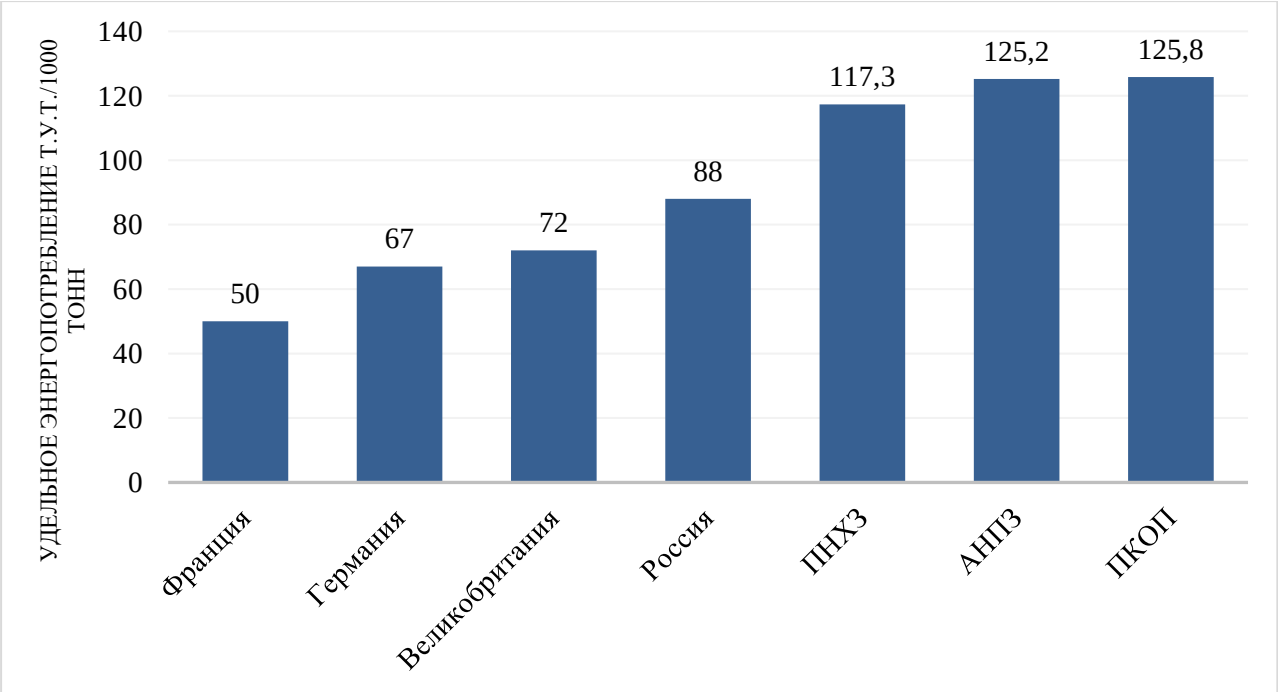


Рисунок 3.3 - Энергоемкость нефтеперерабатывающих предприятий в ЕС, России и РК

Как видно из диаграммы на рисунке 3.3 уровень энергоемкости крупных НПЗ Казахстана выше, чем у передовых НПЗ в странах ЕС и России, то есть фактический уровень энергоемкости ТОО «АНПЗ», ТОО «ПКОП» и ТОО «ПНХЗ» превышает среднемировой уровень энергоемкости НПЗ. С другой стороны, было достоверно установлено, что НПЗ Казахстана по своему технологическому состоянию соответствуют требованиям по энергоэффективности, представленными в европейском и российском справочнике по НДТ. У НПЗ Казахстана имеется значительный потенциал по повышению энергоэффективности, что будет способствовать улучшению экономики производства и экологии.

Потребление воды

Вода является неотъемлемой частью всех производственных процессов переработки нефти и газа.

Вода главным образом используется:

- на НПЗ для производства водорода и для производства водяного пара, для участия в процессах дистилляции или крекинга углеводородов, для промывки, очистки, быстрого охлаждения или отгонки (паром). Установки деминерализации воды, используемые для производства водорода и в энергетических целях, являются самыми большими потребителями воды и основным источником сточных вод на НПЗ;
- в операциях очистки;
- для парогенерации в котлах;
- и для систем охлаждения.

ПРОЕКТ ОВОС

Количество используемой воды в первую очередь зависит от типа НПЗ и, в особенности, от используемых систем охлаждения: закрытой или открытой (прямоточной). Наибольшая часть воды на НПЗ (более чем 50 % в среднем) используется для охлаждения.

В своей деятельности НПЗ и ГПЗ стремятся сокращать объемы водопотребления, повышать эффективность использования водных ресурсов, наращивать повторное и оборотное использование воды, повышать качество стоков и минимизировать воздействие на природные водные объекты. На трех основных НПЗ РК используется оборотное водоснабжение. Оборотная вода используется от 85 до 99 % от объема потребляемой воды на заводе, а от 1 до 9 % вода используется повторно. Вода, забираемая из городских систем водоснабжения для трех крупных НПЗ РК, состовляет 1–5 % от общего объема потребляемой воды на заводе.

На ТОО «СП «СВ» используется вода, поставляемая от ТОО «МАЭК-Казатомпром» и только около 12 % повторно используются очищенные сточные воды.

В связи с передачей всех образуемых вод специализированной сторонней организации на очистку, дальнейшее управление ТОО «КазГПЗ» по формированию «Баланса водопотребления и водоотведения» не ведется.

Текущие уровни эмиссий и потребления ресурсов в переработке природного и попутного газа

Приоритетные направления развития деятельности в области регулирования охраны атмосферного воздуха в переработке природного и попутного газа:

- внедрение НДТ в целях снижения уровня загрязнения атмосферного воздуха; осуществление мероприятий по улавливанию, утилизации, обезвреживанию выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, сокращению или исключению таких выбросов;
- совершенствование системы учета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников;
- совершенствование системы производственного контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и соблюдением нормативов качества атмосферного воздуха;
- обязательный учет экологических аспектов и оценка рисков при планировании деятельности, разработке и реализации инвестиционных проектов с определением величины уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и сроков, в которые будет осуществлено такое уменьшение, в соответствии с государственными целевыми программами охраны атмосферного воздуха и международными обязательствами Казахстана в данной области.

Приоритетные направления развития деятельности в области обращения с отходами:

ПРОЕКТ DRAFT

- переход на максимальное полезное использование образующихся отходов, их регенерацию и рециклинг с целью дальнейшего применения в технологическом процессе;

- внедрение НДТ, обеспечивающих минимальное образование отходов в основных видах деятельности или являющихся полностью безотходными технологиями.

Приоритетные направления развития деятельности в области водопользования:

- повышение энергетической эффективности за счет рационального водопользования, сокращения удельного потребления воды на производственные и хозяйственно-бытовые нужды, снижения водоемкости производства товарной продукции и потерь воды при ее транспортировке. В результате сокращения объемов водозабора и объемов воды, использующейся на производственные и иные нужды, пропорционально снижаются объемы водоотведения и количество загрязняющих веществ, поступающих в водные объекты, таким образом, сокращение масштабов водозабора и водоотведения позволяет сохранить устойчивость водных экосистем и их водного баланса. Снижение удельного потребления водных ресурсов в технологических процессах и сокращение потерь воды может быть обеспечено путем разделения потоков питьевой и технической воды на промышленных площадках, отказа от использования питьевой воды для технических целей (только в исключительных случаях при невозможности использования других категорий воды), расширения использования систем оборотного и повторно-последовательного водоснабжения для максимального обеспечения технологических нужд, внедрения современных водосберегающих технологий и оборудования. Особую актуальность приобретает переход на бессточное водопользование;

- обеспечение установленных требований к качеству питьевой воды за счет модернизации действующей системы водоснабжения и внедрения современных технологий водоподготовки;

- минимизация негативного воздействия на водную среду за счет модернизации действующей системы водоотведения и внедрения наилучших доступных технологий очистки сточных вод. Основными направлениями, обеспечивающими снижение антропогенной нагрузки на водные объекты, являются сокращение поступления в водные объекты загрязняющих веществ в составе сточных вод путем строительства новых и реконструкции/ модернизации действующих очистных сооружений, соответствующих требованиям НДТ, организация сбора и очистки поверхностного стока с промышленных площадок, применение прудов-отстойников с высшей водной растительностью для естественной доочистки сточных вод, закачка в подземные горизонты сточных вод, нормативная очистка которых невозможна или экономически нецелесообразна;

- совершенствование системы экологического мониторинга;

- восстановление водных объектов в местах с неблагополучной

ПРОЕКТ DRAFT

водноэкологической обстановкой и осуществление мер по защите от техногенного загрязнения подземных вод, реализуемое, в том числе, при ликвидации накопленного экологического ущерба;

- применение при очистке почвы и водной поверхности от углеводородных загрязнений препаратов, характеризующихся отсутствием вторичного негативного воздействия на окружающую среду, таких как биосорбенты;

- обеспечение опережающего инновационного развития научно-технической и технологической базы водохозяйственного комплекса на основе передовых мировых достижений и технологий.

Исходя из разнообразия и множества влияющих факторов в процессах переработки нефти и газа, среди которых основными являются:

- эксплуатируемые технологические установки;
- технологическое оборудование;
- системы обвязки;
- технологические и температурные режимы;
- и иные, СНДТ «Переработка нефти и газа» не рассматривает, количественные и удельные показатели потребления химических реагентов / реактивов. Данные нормативы установлены национальными и/или межгосударственными стандартами, а также могут быть установлены проектантами (лицензарами) технологических процессов и установок.

ПРОЕКТ DRAFT

3.1 Процесс обезвоживания и обессоливания нефти

3.1.1 Общие сведения о процессе

Процесс обезвоживания и обессоливания нефти применяется в целях удаления солей и воды из нефти перед подачей на переработку. Эффективное обессоливание позволяет значительно уменьшить коррозию технологического оборудования установок по переработке нефти, предотвратить дезактивацию катализаторов, улучшить качество топлива, нефтяного кокса, битумов и других продуктов.

Для разрушения водонефтяных эмульсий используют введение деэмульгаторов, которые, адсорбируясь на границе раздела, диспергируют и пептизируют природные эмульгаторы, тем самым снижая структурно-механическую прочность бронирующих слоев.

Наиболее широко в качестве деэмульгаторов используют поверхностно-активные вещества (ПАВ) - коллоиды (анионактивные, катионактивные, неиногенные). Большое распространение получили неионогенные деэмульгаторы, из которых можно выделить водорастворимые (жидкие органические кислоты, алкилфенолы, органические спирты, блок-сополимеры этилен - и пропиленоксидов, деэмульгатор «Атырау»).), нефтерастворимые (дипроксамин 157, оксафоры 1107 и 43, прохинор 2258, прогалит/, диссольван 3359 и водонефтерастворимые, ,

Для обессоливания нефти используют промывку пресной водой. При этом, как правило, подают до 1 % свежей пресной воды и 4–5 % рециркулирующей.

Число ступеней обессоливания нефти (1, 2 или 3) определяется свойствами исходной эмульсии и содержанием в ней солей. Чем больше ступеней в процессе обессоливания, тем меньше промывной воды требуется.

3.1.1.1 Одноступенчатая схема обессоливания

Нефть, в которую введена промывная вода, деэмульгатор и щелочь, прокачивается через теплообменник и пароподогреватель в электродегидратор. Обессоленная нефть проходит через теплообменник, холодильник и подается в резервуары обессоленной нефти. Вода, отделенная в электродегидраторах, направляется в нефтеотделитель для дополнительного отстоя. Уловленная нефть возвращается на прием сырьевого насоса, а вода сбрасывается в промышленную канализацию и передается на очистку. На рисунке 3.4 представлена принципиальная технологическая схема одноступенчатого процесса обессоливания нефти.

ПРОЕКТ DRAFT

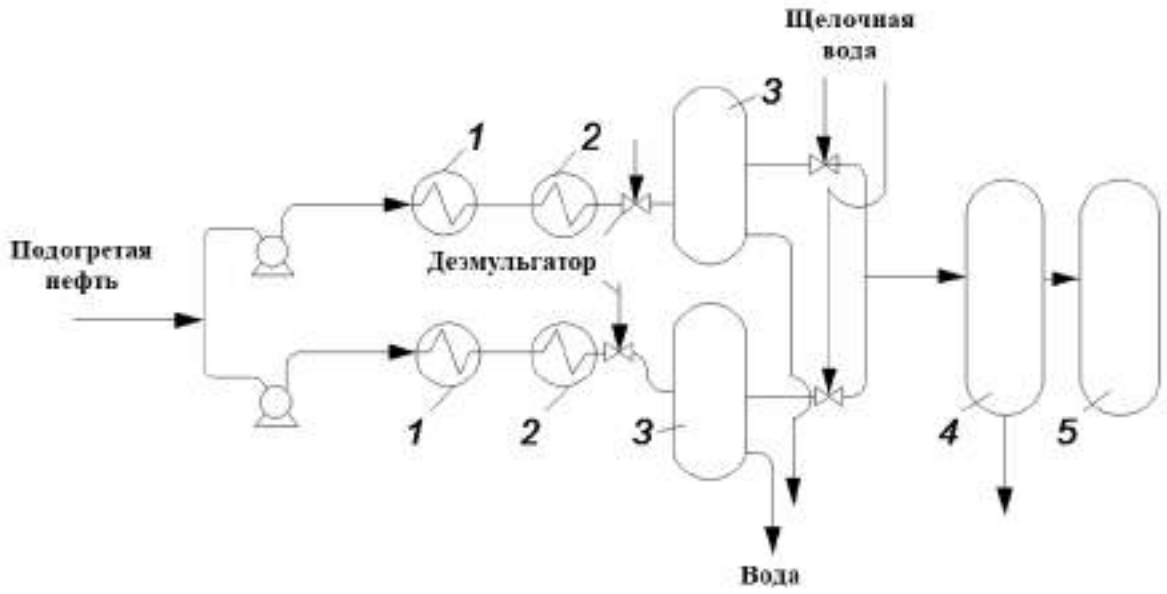


Рисунок 3.4 - Принципиальная технологическая схема одноступенчатого процесса обессоливания нефти: 1 - теплообменники; 2 - подогреватели; 3 - отстойники термохимического обессоливания; 4 - электродегидратор 1 ступени; 5 - сборник обессоленной нефти

3.1.1.2 Двухступенчатая схема обессоливания

Нефть, в которую введены промывная вода, деэмульгатор и щелочь, насосом прокачивается через теплообменник и пароподогреватель в электродегидратор первой ступени. Здесь удаляется основная масса воды и солей (содержание их снижается в 8–10 раз). Из электродегидратора первой ступени нефть поступает в электродегидратор второй ступени для повторной обработки. Перед этим в нефть вновь подается вода. (см. Рисунок 3.5)

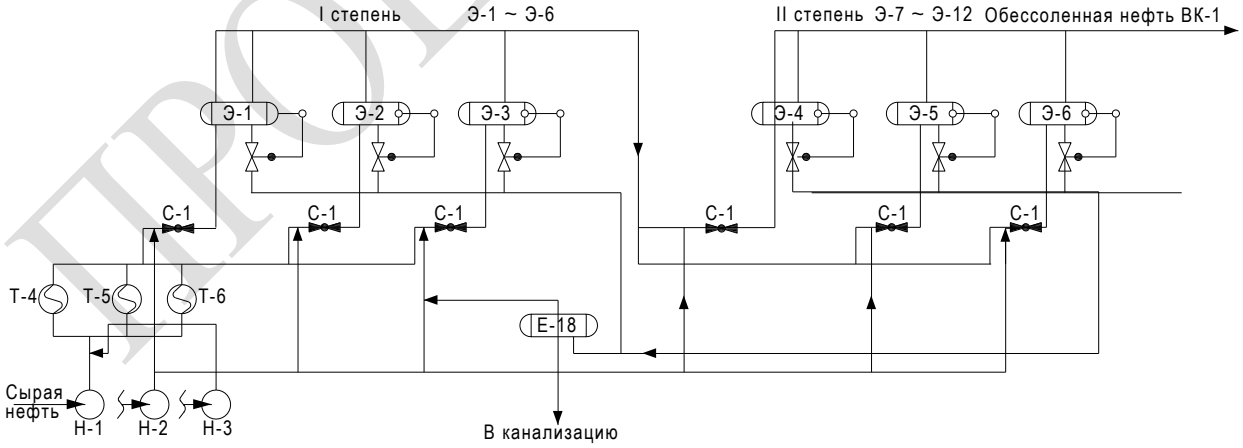


Рисунок 3.5 - Принципиальная технологическая схема двухступенчатого процесса обессоливания нефти при противоточной заливке проточной воды: Н-1 - насос сырой нефти; Н-2 - насос подачи воды; Н-3 - насос подачи деэмульгатора; Т-4, Т-5, Т-6 - теплообменники нагрева С-1 - смесительные

ПРОЕКТ DRA

клапаны; Е-18 - емкость отстоя дренажной воды; Э - электродегидраторы.

3.1.1.3 Трехступенчатая схема обессоливания

Сырая нефть насосом прокачивается через теплообменники и паровые подогреватели, после чего поступает в электродегидраторы I-ой ступени. Для увеличения эффективности процесса обессоливания и обезвоживания перед сырьевым насосом в нефть вводится деэмульгатор, а после подогревателей - 1÷2 % раствор щелочи. Кроме этого, в нефть добавляется отстоявшаяся вода, которая отводится из электродегидратора III ступени и закачивается в инжекторный смеситель.

Нефть поступает вниз электродегидратора, выводится сверху через коллектор. Благодаря такому расположению устройств ввода и вывода нефти обеспечивается равномерность потока по всему сечению аппарата.

Из электродегидратора I ступени нефть направляется на II, а затем и на III ступень. При этом перед каждым электродегидратором в нефть вновь подается вода. Свежая вода подается только на III ступень (см. Рисунок 3.6).

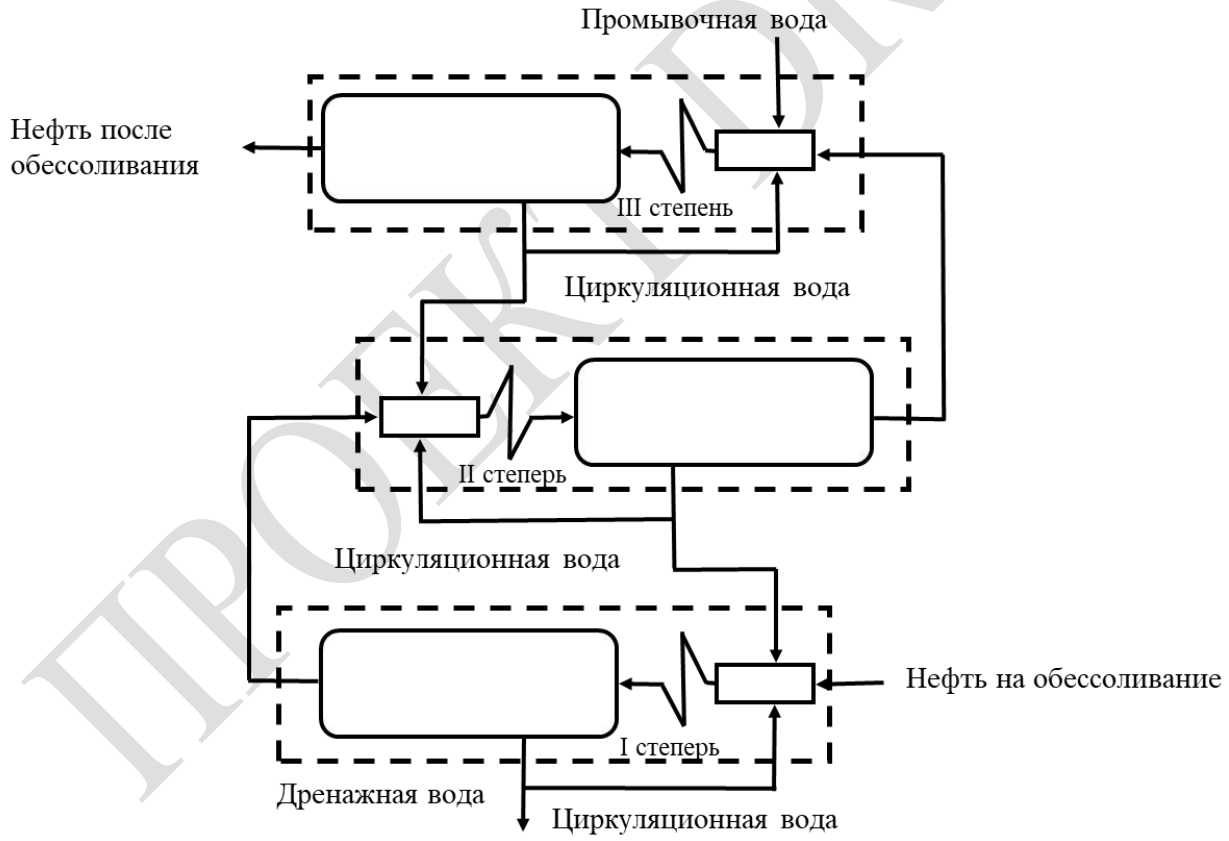


Рисунок 3.6 - Принципиальная технологическая схема трехступенчатого процесса обессоливания нефти при противоточной заливке проточной воды

Продуктом установки ЭЛОУ является обессоленная и обезвоженная нефть (~98 % масс.), содержащая 3-4 мг/л солей и до 0,1 % масс. воды.

ПРОЕКТ DRAFT

3.1.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Количество неорганических примесей в сырой нефти зависит от месторождения и от процессов транспортировки сырой нефти от скважины до НПЗ.

Вода, используемая в деминерализации нефти, часто представляет собой неочищенную или частично очищенную воду из других технологических водных источников НПЗ.

Выбросы в воздух

В процессах обессоливания не образуется каких-либо значительных выбросов в атмосферу. Возможны выбросы углеводородов в атмосферу от неорганизованных источников.

Образующиеся отходы

Количество образованного шлама в электрообессоливателе зависит от содержания твердых веществ в нефти, эффективности разделения и применяемого режима удаления шлама и частоты. Обычно очистку электрообессоливателя проводят один раз в год, извлекая 60–1500 т/год нефтяного шлама, зависящего от производительности и эффективности процесса сепарации твердых частиц. Образовавшийся шлам может содержать продукты коррозии, глину, песок, воду (5–10 %), эмульгированную нефть и асфальтосмолопарафиновые отложения (20–50 % масс.).

Сточные воды

В процессе используется 30–100 л/т технологических вод. Процесс электрообессоливания генерирует нефтяной шлам и высокотемпературный поток соленой сточной воды (наиболее загрязненной из процессов НПЗ), который обычно направляют на очистку сточных вод. Образовавшиеся сточные воды являются высоко загрязненными.

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

В пунктах 3.1.2.1–3.1.2.3 представлены данные на установке электрообессоливания (таблицы 3.2 - 3.5), полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

3.1.2.1 Двухступенчатая схема обессоливания

Таблица 3.2 - Потребление энергетических ресурсов двухступенчатой схемы обессоливания

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,86	8,15

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление пара	Гкал/т	0,00017	0,02
Охлаждающая вода	куб. м/т	0,05	0,18
Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,000012	0,000013
Оборотная вода	т.у.т./т	$7,6\ 10^{-8}$	$7,6\ 10^{-8}$

Таблица 3.3 - Отходы установки двухступенчатой схемы обессоливания

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т/год	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти	3	4,5 - 12	Переработка или передача на утилизацию другой организации
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	3	5	Переработка

3.1.2.3 Трехступенчатая схема обессоливания

Таблица 3.4 - Потребление энергетических ресурсов установки трехступенчатой схемы обессоливания

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,85	2,7
Потребление пара	Гкал/т	0,00004	0,0016
Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,00002	0,25

Таблица 3.5 - Отходы установки трехступенчатой схемы обессоливани

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Шлам очистки трубопроводов и емкостей от	3	4,43475	Передача на утилизацию другой организации

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
нефти			
Отходы минеральных, индустриальных масел	3	0,121	Вторичное использование

ПРОЕКТ DRAFT

3.2 Первичная перегонка нефти

3.2.1 Установка атмосферной перегонки нефтяного сырья

3.2.1.1 Установка атмосферной перегонки нефтяного сырья (нефти, газового конденсата, их смесей)

Первичная перегонка нефти - процесс разделения (ректификации) ее на фракции по температурам кипения - лежит в основе переработки нефти и получения при этом моторного топлива, смазочных масел и различных других ценных химических продуктов.

Для разделения нефти на ряд компонентов требуется выполнить несколько основных условий: необходимо нефть нагреть до температуры, обеспечивающей не только нагрев, но и испарение части нефти, т.е. произвести ее однократное испарение, утилизировать тепло выработанных продуктов, нагревая ими сырую нефть. С этой целью используются: трубчатые нагревательные печи, теплообменные аппараты и ректификационные колонны.

Первичную перегонку нефти на установках атмосферной трубчатки осуществляют несколькими способами:

1) Однократным испарением в трубчатой печи и разделением отгона в одной ректификационной колонне. Такая технологическая схема перегонки нефти, как правило, применима для нефтей с низким содержанием светлых нефтепродуктов и незначительным содержанием растворенного углеводородного газа, а также сероводорода.

2) Двухкратным испарением и разделением в двух ректификационных колоннах - в колонне предварительного испарения с отделением легких бензиновых фракций и в основной колонне. При этом понижается общее давление в системе и давление в основной ректификационной колонне, в результате чего происходит более полное отделение светлых нефтепродуктов из нефти и более четкое разделение их в колонне. При работе по этой схеме требуется более высокая температура нагрева в печи по сравнению со схемой однократного испарения вследствие раздельного испарения легкокипящих и более тяжелых фракций.

В основном на НПЗ Республики Казахстан применяется способ двухкратного испарениея и разделения в двух ректификационных колоннах - в колонне предварительного испарения с отделением легких бензиновых фракций и в основной колонне. При этом понижается общее давление в системе и давление в основной ректификационной колонне, в результате чего происходит более полное отделение светлых нефтепродуктов из нефти и более четкое разделение их в колонне. При работе по этой схеме требуется более высокая температура нагрева в печи по сравнению со схемой однократного испарения вследствие раздельного испарения легкокипящих и более тяжелых фракций.

При перегонке нефти с помощью двукратного испарения по двухколонной схеме: первая колонна К-1 служит для выделения газа и наиболее легких

ПРОЕКТ DRAFT

фракций, вторая колонна К-2 является основной атмосферной колонной. В результате предварительного выделения из нефти бензиновых компонентов в змеевиках печи не создается большое давление, снижается нагрузка по парам основной атмосферной колонны. В атмосферной колонне, кроме верхнего и нижнего продукта (бензина, мазута) получаются три боковых погона - фракции: 140–180 °С, 180–230 °С, 230–350 °С.

Каждый боковой погон, кроме тяжелого атмосферного газойля, направляется в свою отгонную колонну-стриппинг, где происходит испарение легких фракций. Таким образом, атмосферная колонна фактически представляет собой несколько простых колонн, объединенных в одну. Концентрационные части этих колонн расположены в одном корпусе, а отгонные части оформлены в самостоятельные колонны. Для снижения концентрации низкокипящих компонентов в мазуте, снижения парциального давления в колонне и повышения четкости ректификации в нижнюю часть ректификационной колонны подается перегретый водяной пар. В его присутствии углеводороды нефти испаряются при более низкой температуре. На верх сложной колонны подается острое орошение. В сложных колоннах, острого орошения недостаточно для регулирования теплового режима и создания флегмы по всей высоте колонны, поэтому используют циркуляционные орошения.

Существующие во 2 и 3 секции колонны циркуляционные орошения позволяют улучшить энергетические показатели процесса за счет использования тепла этих потоков. Циркуляционное орошение (ЦО) представляет собой поток флегмы, который отбирается с одной из тарелок, охлаждается в теплообменных аппаратах и возвращается в колонну на вышележащую тарелку. Изменяя количество и температуру потока циркуляционного орошения, регулируется тепловой режим колонны. Бензиновые фракции с верха колонн К-1, К-2 поступают на стабилизацию.

С верха стабилизационной колонны К-4 нестабильная головка направляется на газофракционирование, стабильный бензин - фракция 62–180 °С в смеси с частью фракции 140–180 °С используется как сырье установки гидроочистки нафты.

Схема установки приведена на рисунке 3.7.

ПРОЕКТ DRAFT

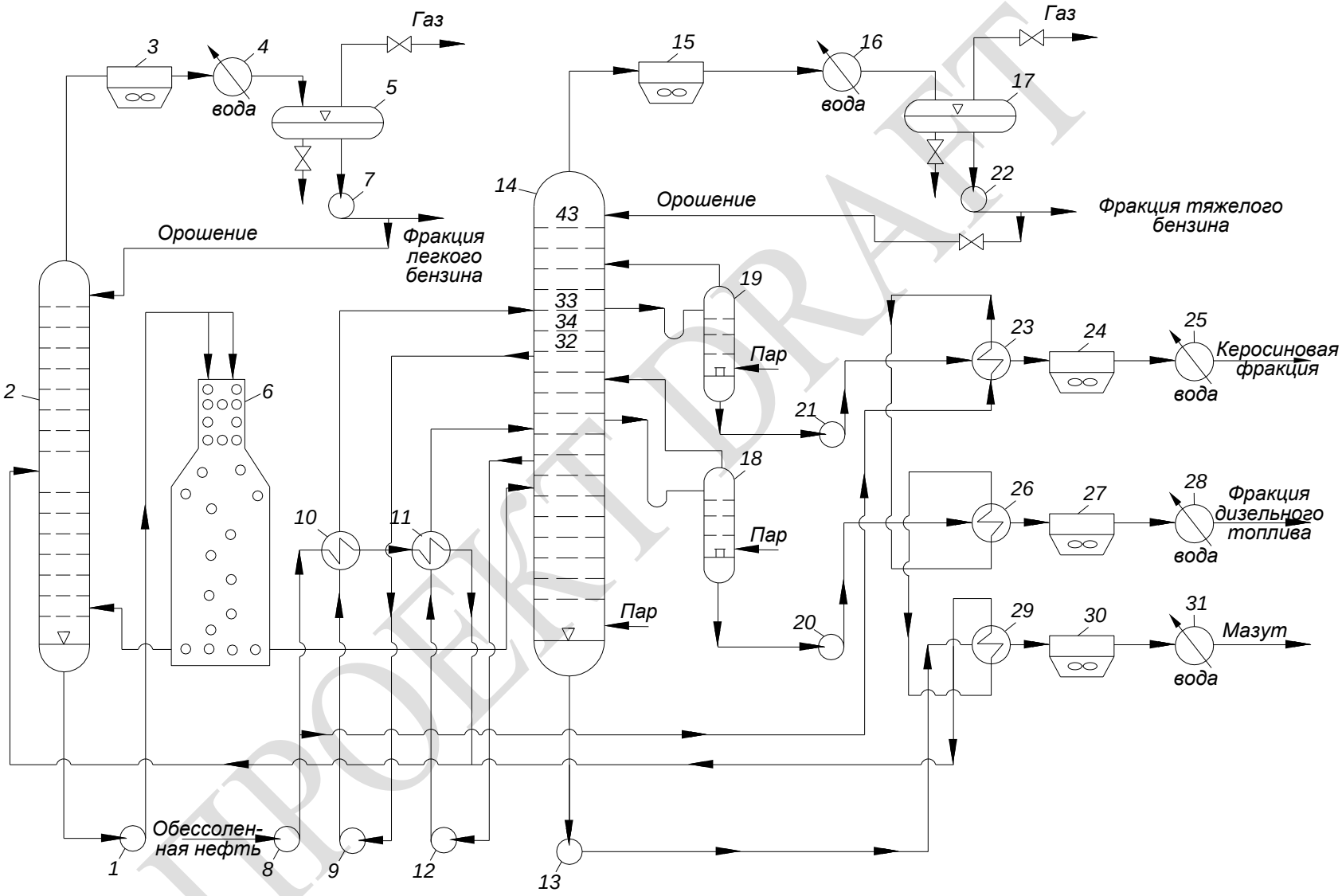


Рисунок 3.7 - Схема установки двухколонной атмосферной трубчатки

ПРОЕКТ DRAFT

Последовательность прохождения нефтью теплообменников может быть и иной, чем показано на схеме.

Материальный баланс установки зависит от потенциального содержания светлых нефтепродуктов в нефти, от требуемого ассортимента их, а также от четкости фракционирования.

Основные продукты атмосферной перегонки нефтяного сырья

Основные фракции, выделяемые при первичной атмосферной перегонке нефти:

Бензиновая фракция - нефтяной погон с температурой кипения от начала кипения (индивидуального для каждой нефти) до 150-205 °С (в зависимости от технологической цели получения авто-, авиа-, или другого специального бензина). Бензиновая фракция представляет собой смесь алканов, нафтенов и ароматических углеводородов C_5 - C_{10}.

Керосиновая фракция - нефтяной погон с температурой кипения от 150-180 °С до 270-280 °С. В этой фракции содержатся углеводороды C_{10} - C_{15} и используется в качестве авиационного, моторного топлива (тракторный керосин, компонент дизельного топлива) и др.

Дизельная (газойлевая) фракция - температура кипения от 180-200 °С до 320-350 °С. В этой фракции содержатся углеводороды C_{14} - C_{20}, используется в качестве дизельного топлива.

Мазут - остаток после отгона вышеперечисленных фракций с температурой кипения выше 320-350 °С.

Мазут может использоваться как котельное топливо или подвергаться дальнейшей переработке - либо перегонке при пониженном давлении (в вакууме) с отбором масляных фракций или широкой фракции вакуумного газойля (в свою очередь, служащего сырьем для каталитического крекинга с целью получения высокооктанового компонента бензина), либо крекингу.

3.2.1.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Потребление энергии

Несмотря на высокий уровень тепловой интеграции и регенерации тепла, которая обычно применяется, установки дистилляции нефти являются одними из наиболее энергозатратных установок НПЗ, так как общий объем обрабатываемой сырой нефти должен быть нагрет до высокой температуры процесса - 350°С. Потребление энергетических ресурсов установки атмосферной трубчатки представлено в таблице 3.6.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.6 - Потребление энергетических ресурсов установки атмосферной трубчатки

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 6 000 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	86,8	4,68
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,39	0,00001
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,028	0,00004
Охлаждающая вода	куб. м/т	0,08	0,005
Оборотная вода	т.у.т./т	0,00036	$3*10^{-7}$

Выбросы в воздух

Потенциальные выбросы в воздух происходят от:

- отходящих от печей газов, продуктов сжигания топлива в печах для нагрева сырой нефти;
- клапанов понижения давления в верхних частях колонны;
- плохой изоляции верха колонн, включая барометрические конденсаторы;
- уплотнений на насосах, компрессорах и клапанах;
- отводов процесса декоксования из технологических печей;
- некоторых легких газов из конденсаторов на колонне вакуумной дистилляции.

Если в вакуумной дистилляции используются барометрические конденсаторы, образуются значительные количества нефтезагрязненной сточной воды. Нефтезагрязненная сточная вода также образуется в ректификационной колонне. Выбросы неконденсированных соединений, содержащие углеводороды и H_2S, из установленных конденсаторов вакуумного эжектора составляют 50-200 кг/ч, в зависимости от конструкции оборудования, типа нефти и производительности. В таблице 3.7 представлены выбросы установки атмосферной трубчатки, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК.

Таблица 3.7 - Выбросы установки атмосферной трубчатки

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологи-ческие печи	6	65,011	35
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		3	63	33

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		2	516,785	359
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		4	39	21

Технологические сточные воды

Технологические сточные воды, образующиеся в установках атмосферной дистилляции, составляют 0,08-0,75 $м^3$ на тонну переработанной сырой нефти. Они содержат нефть, H_2S, взвешенные частицы, хлориды, меркаптаны, фенол, повышенный pH, аммоний и каустическую соду, используемую в защите от коррозии верхней части колонны. Сточная вода образуется в верхних частях конденсаторов, в ректификационной колонне. Рефлюксная емкость (конденсатор осушки газойля) производит 0,5 % воды на нефть плюс 1,5 % пара на сырье с содержанием H_2S 10-200 мг/л и NH_3 10-300 мг/л. Сульфидсодержащая вода обычно отправляется на отпарку.

Сточные сульфидсодержащие воды образуются в установках вакуумной дистилляции от нагнетания технологического пара в печи и вакуумную колонну. Они содержат H_2S, NH_3 и растворенные углеводороды.

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Образующиеся отходы

Шламы могут образовываться при очистке колонн. Количество зависит от режима удаления загрязнений и содержания твердых частиц и воды в переработанной нефти.

В таблице 3.8 представлены данные по установке атмосферной трубчатки, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.8 - Отходы установки атмосферной трубчатки

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т/год	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,0035 - 1,95	Вторичное использование, передача на утилизацию другой организации
Нефтешлам очистки трубопроводов и емкостей	3	5,4	Передача на утилизацию другой организации
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	4	8,24 - 9,49	Передача на утилизацию другой организации
Осадок механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве 15 % и более	3	20	Переработка
Масло индустриальное отработанное	3	0,28 - 3,36	Вторичное использование
Раствор отработанной щелочи	4	83 - 264	Передача на утилизацию другой организации

3.2.2 Установка атмосферно-вакуумной перегонки нефтяного сырья

3.2.2.1 Общие сведения о процессе

На установках АВТ проводится комплексная атмосферно-вакуумная перегонка нефти и мазута, получаемого на блоке АТ, с получением ряда ценных фракций и нефтепродуктов.

3.2.2.2 Атмосферно-вакуумные установки по перегонке нефти (газового конденсата), (АВТ)

Принципиальная схема установки АВТ приведена на рисунке 3.8.

ПРОЕКТ DRAFT

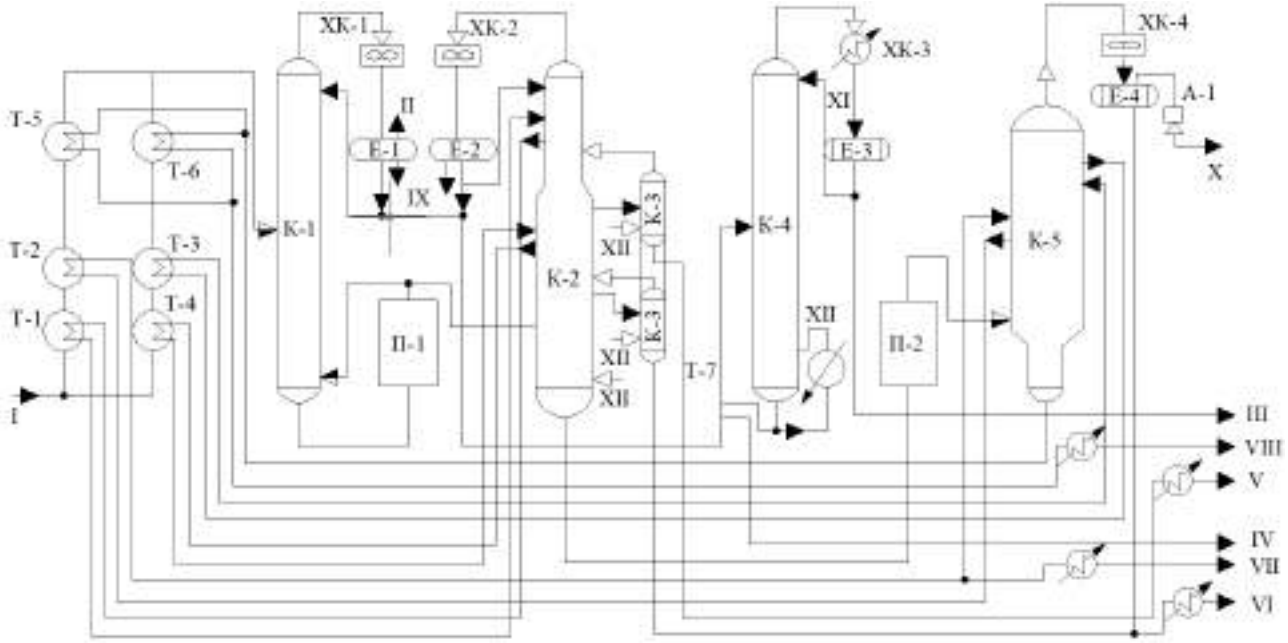


Рисунок 3.8 - Принципиальная технологическая схема установки АВТ:
I - нефть, II - углеводородный газ на газофракционирующую установку (ГФУ), III – «головка» стабилизации на ГФУ, IV - бензин, V - керосин, VI - дизельная фракция, VII - вакуум-дистиллят, VIII - гудрон, IX - сброс воды в канализацию, X - газы эжекции на утилизацию, XI - вода оборотная, XII - пар водяной

Нефть проходит теплообменники Т-1, 2, 3, 4, 5 и 6, где подогревается за счет тепла отводящих продуктов, и поступает в отбензинивающую колонну К-1. В ней из нефти выделяется легкая бензиновая фракция, которая конденсируется в холодильнике-конденсаторе ХК-1 и собирается в рефлюксной емкости Е-1, откуда подается в стабилизатор К-4. В емкости Е-1 выделяется также газ, направляемый на компримирование (сжатие) и дальнейшую переработку.

Параметры работы колонны К-1:

- температура верха, °С - 147;
- давление верха, МПа (абс.) - 0,37;
- температура куба, °С - 229.

Нефть подается в среднюю часть колонны К-1, пары низкокипящих фракций устремляются вверх навстречу стекающей флегме. По высоте колонны через секции отгонной колонны отбираются дистилляты различного состава в строго определенных температурных интервалах. Из верхней части отводятся пары бензина, которые конденсируются и частично возвращаются в колонну в виде флегмы (рефлюкса).

Полуотбензиненную нефть с низа колоны К-1 направляют через трубчатую печь П-1 (нагревая до 350 °С) в атмосферную колонну К-2. Часть полуотбензиненной нефти возвращается в К-1, сообщая дополнительное тепло, необходимое для ректификации.

В колоне К-2 нефть разделяется на несколько фракций. С верха К-2 в

паровой фазе уходит тяжелый бензин, который конденсируется в холодильнике - конденсаторе ХК-2, а затем поступает в стабилизатор К-4. В качестве боковых погонов выводятся керосиновая и дизельная фракции, которые первоначально подаются в секции отпарной колонны К-3. В колонне К-3 из боковых погонов удаляются в присутствии водяного пара легкие фракции. Острый водяной пар подается в количестве 1-3 % для снижения температуры кипения и уменьшения коксообразования. Затем керосиновая и дизельная фракции выводятся с установки.

Параметры работы колонны К-2:

- температура верха, °С - 110/125;
- давление верха, МПа (абс.) - 0,16;
- температура куба, °С - 329/341.

С низа К-2 выходит мазут, который дополнительно подогревают в печи П-2 до 400-420 °С и направляют в колонну К-5, работающую под вакуумом, где он разделяется на вакуумные дистилляты и гудрон. С верха К-5 с помощью пароэжекторного насоса А-1 отсасываются водяные пары, газы разложения, воздух и некоторое количество легких нефтепродуктов (дизельная фракция). Вакуумные дистилляты и гудрон через теплообменники подогрева нефти и концевые холодильники отводят с установки.

Параметры работы колонны К-5:

температура верха, °С - 89;
остаточное давление верха, мм рт.ст. - 50;
температура куба, °С - 340.

В стабилизационной колонне получают с верха «головку» стабилизации - сжиженный углеводородный газ, а с низа - стабильный бензин, не содержащий углеводородов C_3-C_4.

Существуют два варианта переработки мазута: масляный и топливный. При масляном варианте получают несколько фракций масляных дистиллятов, которые направляются для получения широкого ассортимента минеральных масел. При топливном варианте получают одну или две фракции дистиллята (вакуумные газойли), которые служат сырьем для установок каталитического крекинга или гидрокрекинга.

Основная продукция установки АВТ приведена в таблице 3.9.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.9 – Основные продукты установки АВТ

Наименование	Направление использования
Прямогонная бензиновая фракция (нафта) НК-150 ^{0}С	В блок вторичной перегонки бензина
Керосиновая фракция для технических целей	В товарный парк керосина
Дизельная фракция, вакуумный газойль	В товарный парк дизельного топлива.
Топливо печное бытовое	В парк дизельного топлива
Топливо нефтяное Мазут (котельное топливо)	В парк котельного топлива
Гудрон	На вторичные деструктивные процессы
Углеводородный газ	В топливную сеть или на ГФУ

Материальный баланс установки АВТ зависит от перерабатываемого сырья и требуемого ассортимента и качества продуктов. Ориентировочный материальный баланс приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10 - Ориентировочный материальный баланс установки АВТ

Наименование сырья, продукции	Количество, % масс. на сырье
Сырье:	
Нефть	100,00
Итого приход:	100,00
Продукция:	
Углеводородный газ, в том числе:	0,06
в топливную сеть	0,043
на собственные нужды	0,017
Фракция НК - 150°С	13,03
Фракция 150-220 °С	7,76
Дизельная фракция, в т.ч.	
фракция 220-320 °С	8,20
фракция 320-350 °С	1,11
Вакуумная дизельная фракция	10,26
Вакуумный газойль	23,25
Гудрон	35,86
Итого продукции:	99,53
Потери:	
- сдувка в заводские сети	0,17
- потери через неплотности на открытых площадках	0,003
- поступающие в системы водоотведения (по видам систем)	0,007
- н/пр-ты из дренажных емкостей, факельных емкостей, сепаратора топливного газа	0,29
Итого потерь:	0,47
Итого расход:	100,00

ПРОЕКТ DRAFT

3.2.2.3 Текущие уровни выбросов и потребления

Современные технологии и аппаратурное оформление позволяют минимизировать воздействие установок атмосферно-вакуумной трубчатки на окружающую среду. Основным источником выбросов в атмосферу являются дымовые трубы нагревательных печей, а также факельные установки.

Выбросы в атмосферу

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нормальной работе установки являются:

- дымовые трубы печей;
- неплотности оборудования, фланцев, арматуры, пробоотборных устройств, емкостное оборудование.

Технологические сточные воды

Стоки с установки электрообсесоливания, нейтрализованные кислые стоки, производственные стоки, дождевые стоки с застроенной территории, содержащие нефтепродукты и химические реагенты, направляются на очистные сооружения см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Отходы

- коксовые массы отработанные, загрязненные минеральными маслами (удаляются паровоздушным выжигом кокса из змеевиков печей);
- шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти;
- отработанные масла, ртутные лампы, ветоши;
- бытовой мусор.

Отходы направляются на нейтрализацию и утилизацию на специализированные предприятия.

В таблицах 3.11 - 3.13 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, образующимся выбросам на установке атмосферно-вакуумной трубчатки, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза.

Таблица 3.11 - Потребление энергетических ресурсов установки атмосферно-вакуумной трубчатки

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	12,2	3,34
Потребление пара	Гкал/т	0,039	0,0006
Охлаждающая вода	куб. м/т	6,9	0,6
Оборотная вода	т.у.т./т	0,015	0,013
Потребление топлива	т.у.т./т	0,03	0,00004

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.12 - Выбросы установки атмосферно-вакуумной трубчатки

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	0,151	70,949	35
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,93	436,48	218
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		3,34	18,27	10
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5,73	21,21	13

Таблица 3.13 - Отходы установки атмосферно-вакуумной трубчатки

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти	3	6-29,3	Передача на утилизацию другой организации
отходы минеральных масел индустриальных	3	0,12	Вторичное использование
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктам и (содержание нефти или нефтепродуктов 15 % и более)	3	0,41-5	Переработка

ПРОЕКТ DRAFT

3.3 Процесс вакуумной перегонки

3.3.1 Общие сведения о процессе

Основное назначение установки вакуумной перегонки мазута - получение легкого и тяжелого вакуумного газойля широкого фракционного состава (350-520 °С), затемненной фракции, гудрон (при работе по топливному варианту). При переработке нефти по масляному варианту на блоках вакуумной перегонки получают несколько масляных фракций и гудрон.

Вакуумный газойль используется как сырье установок каталитического крекинга, гидрокрекинга или пиролиза и в некоторых случаях - термического крекинга с получением дистиллятного крекинг - остатка, направляемого далее на коксование с целью получения высококачественных нефтяных коксов.

3.3.2 Вакуумные установки по перегонке мазута (ВТ) с технологией получения вакуума за счет водяного пара

Наибольшее распространение в промышленности получили установки вакуумной перегонки, в которых разряжение создается за счет использования паровых эжекторов. Принципиальная схема такой установки приведена на рисунке 3.9.

ПРОЕКТ DRAFT

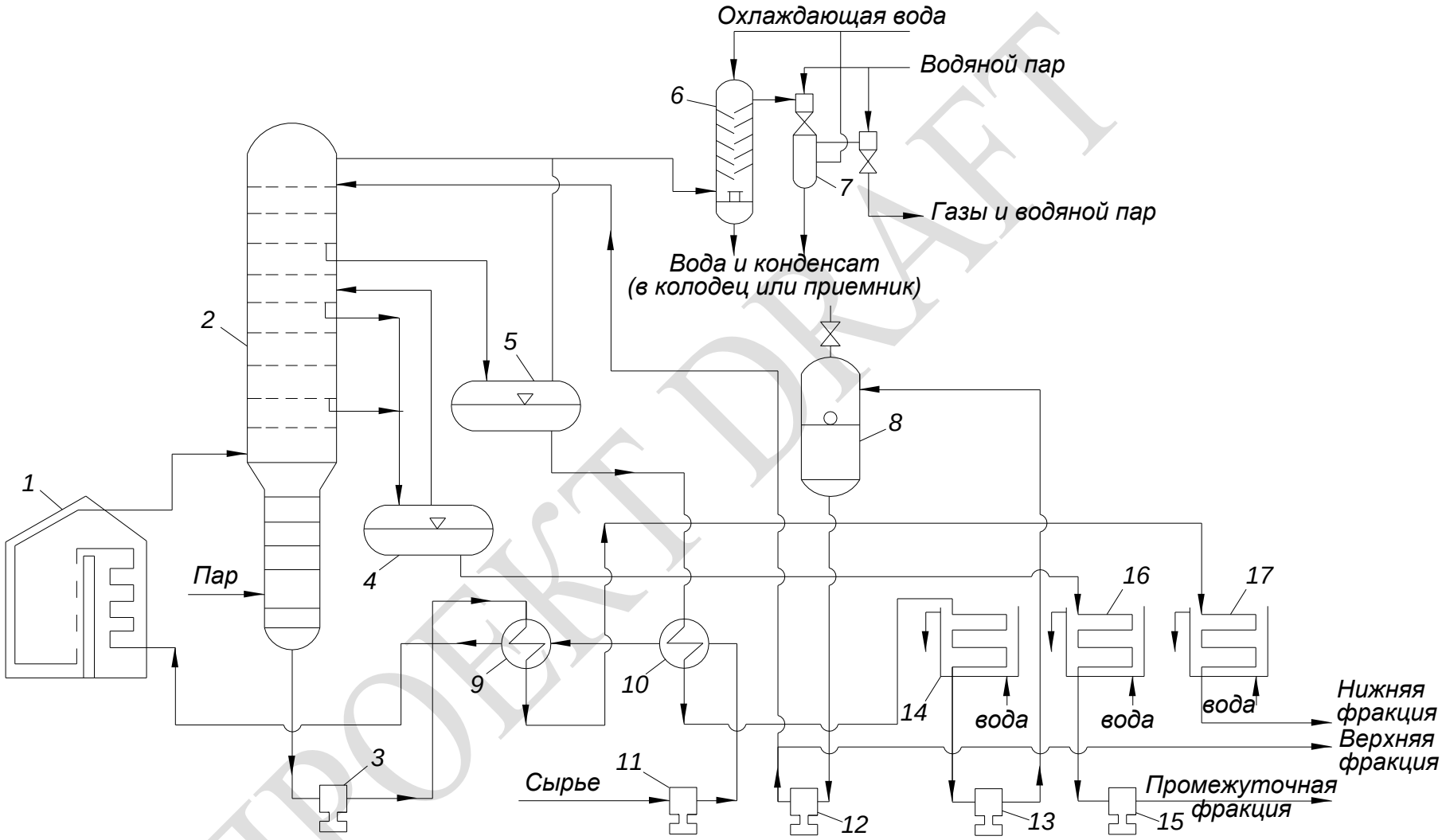


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема установки ВТ с паровой эжекцией

ПРОЕКТ DRAFT

Сырье, нагнетаемое насосом 11, перед входом в вакуумную колонну 2 нагревается в теплообменниках 10 и 9 и в змеевике печи 1. Получаемые в колонне 2 верхняя и промежуточная фракции собираются соответственно в вакуумных приемниках 5 и 4. Верхняя фракция охлаждается в аппаратах 10 и 14 и насосом 13 направляется в сборник орошения 8. Отсюда насосом 12 часть этой фракции подается на верхнюю тарелку колонны (орошение), а остальное ее количество откачивается с установки в резервуар. Промежуточная фракция из приемника 4 охлаждается в холодильнике 16 и насосом 15 выводится с установки.

Нижняя (остаточная) фракция забирается с низа колонны 2 насосом 3, прокачивается через аппараты 9 и 17 и также отводится с установки.

Вакуум на установке создается двухступенчатым пароструйным эжектором 7 с межступенчатым конденсатором. К двухступенчатому эжектору подведен рабочий водяной пар абсолютным давлением 0,8 - 1,0 МПа.

Технологический режим:

Температура сырья, °С:	
после теплообменника 10	120-130
после теплообменника 9	195-205
при входе в колонну 2	345-350
Остаточное давление (верх колонны), кПа	8-10
Давление сырья перед входом в змеевик печи, МПа	0,75-0,8

Продукты, получаемые при вакуумной перегонке мазута, приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Продукты вакуумной перегонки мазута на ВТ топливного профиля

Наименование	Фракции	Выход в % масс. на нефть	Использование полученного продукта
Газойлевая фракция	150-280 °С	0,5-0,8	Компонент дизельного топлива
Легкий вакуумный газойль	250-380 °С	2-4	Компонент дизельного, котельного и газотурбинного топлива
Вакуумный газойль (или утяжеленный вакуумный газойль)	300-500 °С (350-550 °С)	20-25 (25-32)	На гидроочистку и каталитический крекинг с получением ценных моторных топлив
Гудрон	Выше 500 °С (550 °С)	12-15 (10-12)	На коксование или висбкрекинг. На получение битума, как компонент котельного топлива

3.3.4 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.15 - 3.17 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов и выбросы по процессу вакуумной перегонки мазута, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского

EKTDRAFT

союза, а также анкетированием НПЗ РК. (в частности, ТОО «ПКОП» и ТОО «ПНХЗ» - Установка вакуумной перегонки мазута).

Таблица 3.15 - Потребление энергетических ресурсов установки вакуумной перегонки мазута

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	2 000 000	400 000
Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	13,449	5,515
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0439	0,021
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,015*	0,014*
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.16- Выбросы установки вакуумной перегонки мазута

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3))
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	19,951	63,315	41,633
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		1	3,17	2,085
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,59	8,79	4,69
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		0,06	29,88	14,97

Таблица 3.17 - Отходы установки вакуумной перегонки мазута

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешлам	А	415905	1474379	72,3	114,4	72,3	114,4

ПРОЕКТ DRAFT

3.4 Гидрогенизационные процессы

3.4.1 Общие сведения о процессах

Гидрогенизационные процессы занимают важное место среди процессов переработки нефти и уже давно являются неотъемлемой частью современных нефтеперерабатывающих заводов. Их используют для получения стабильных высокооктановых бензинов, улучшения качества дизельных и котельных топлив, а также смазочных масел. Развитие гидрогенизационных процессов объясняется повышением требований к качеству товарных нефтепродуктов, значительным снижением стоимости производства водорода и созданием высокоэффективных катализаторов.

В технической литературе название «гидрогенизационные» применяется для различных процессов, таких, как гидроочистка, гидрооблагораживание, гидрообессеривание, гидродепарафинизация, гидроизомеризация, гидродеароматизация, гидрирование, гидрокрекинг, гидроконверсия, гидродеметаллизация и т.д.

В действительности все вышеперечисленные процессы можно разделить на две группы - гидроочистка и гидрокрекинг.

Гидроочистка - гидрогенизационный процесс, способствующий очистке нефтяных фракций или остатков от вредных примесей - от серы, азота, кислорода, непредельных и полициклических ароматических углеводородов, тяжелых металлов.

Гидрокрекинг - гидрогенизационный процесс, способствующий не только очистке нефтяных фракций от вредных примесей, но и расщеплению, деструкции углеводородов. Но при гидроочистке деструкция углеводородов также происходит в небольших количествах. Условно, если деструкция (конверсия) исходного сырья составляет менее 10 % (мас.), то такой гидрогенизационный процесс называется гидроочисткой. Если конверсия составляет 10-50 % (мас.), то такой процесс называется легким гидрокрекингом, если более 50 % (мас.) - глубоким гидрокрекингом.

Процесс гидрокрекинга не применяется на НПЗ РК.

Физико-химический процесс гидроочистки НГС относится, как уже было сказано ранее, к числу термогидрокаталитических. Он предназначен, главным образом, для снижения в дистиллятах и остатках концентрации сернистых, олефиновых и, частично, азотистых и кислородсодержащих соединений. Это обусловлено постоянным ростом в нефтепереработке удельного веса сернистых и парафинистых перерабатываемых нефтей с высоким содержанием гетероэлементов с одновременным ужесточением требований стандартов к содержанию сернистых соединений в топливах.

Вместе с тем процесс гидроочистки используют сегодня как на стадии подготовки сырья (например, для физико-химических процессов каталитического крекинга или риформинга), так и на стадии производства

DRAFT

товарной продукции (например, для дистиллятов большинства термических процессов) в составе современных технологических комплексов.

Таблица 3.18 – Исходное сырье, желаемые продукты и технологические задачи гидроочистки

Исходное сырье	Желаемые продукты	Для удаления:
СУГ	Чистый СУГ	S, олефины
Нафты	Сырье установки каталитического риформинга (S: 0,05-0,5% мас./мас.)	S (<0,5 м.д.), N, олефины
СУГ, нафты	Низкое содержание диена	Диены (25-1 м.д.) в продукте
Нафта после каталитического крекинга	Компонент для смешивания бензина	S
Атмосферные газойли	Этиленовое сырье (LVOC)	S, ароматические вещества
	Реактивное топливо	S, ароматические вещества
	Дизель	S, ароматические вещества и n-парафины
Вакуумные газойли	Этиленовое сырье	Ароматические нефтепродукты
	Керосин/реактивное топливо (S: 0,05-1,8% мас./мас.)	S, ароматические вещества
	Дизельное топливо (S: 0,05-1,8% мас./мас.)	S, ароматические вещества
	Сырье ФКК	S, N, металлы
	Мазут с низким содержанием серы	S
	Базовый запас смазочного масла	Ароматические нефтепродукты
Атмосферный осадок	Исходное сырье ФКК	S, N, CCR* и металлы
	Мазут с низким содержанием серы	S
	Коксовое сырье	S, CCR и металлы
	Сырье RCC	CCR и металлы
* - CCR=Углеродный остаток Конрадсона.		

Промышленные установки гидроочистки нефтяного сырья включают следующие блоки:

а) подготовки сырья;

б) реакторный;

в) сепарации газопродуктовой смеси с выделением ВСГ;

г) очистки циркулирующего ВСГ и углеводородного газа от сероводорода;

д) компрессорный;

е) стабилизации гидрогенизата.

Установки имеют много общего по аппаратурному оформлению и схемам реакторных блоков, различаются же - по мощностям (расходам), размерам аппаратов, параметрам технологического режима и схемам секций сепарации и стабилизации гидрогенизатов. На рисунке 3.10 приведена блок-схема установки гидроочистки.

ПРОЕКТ DRAFT

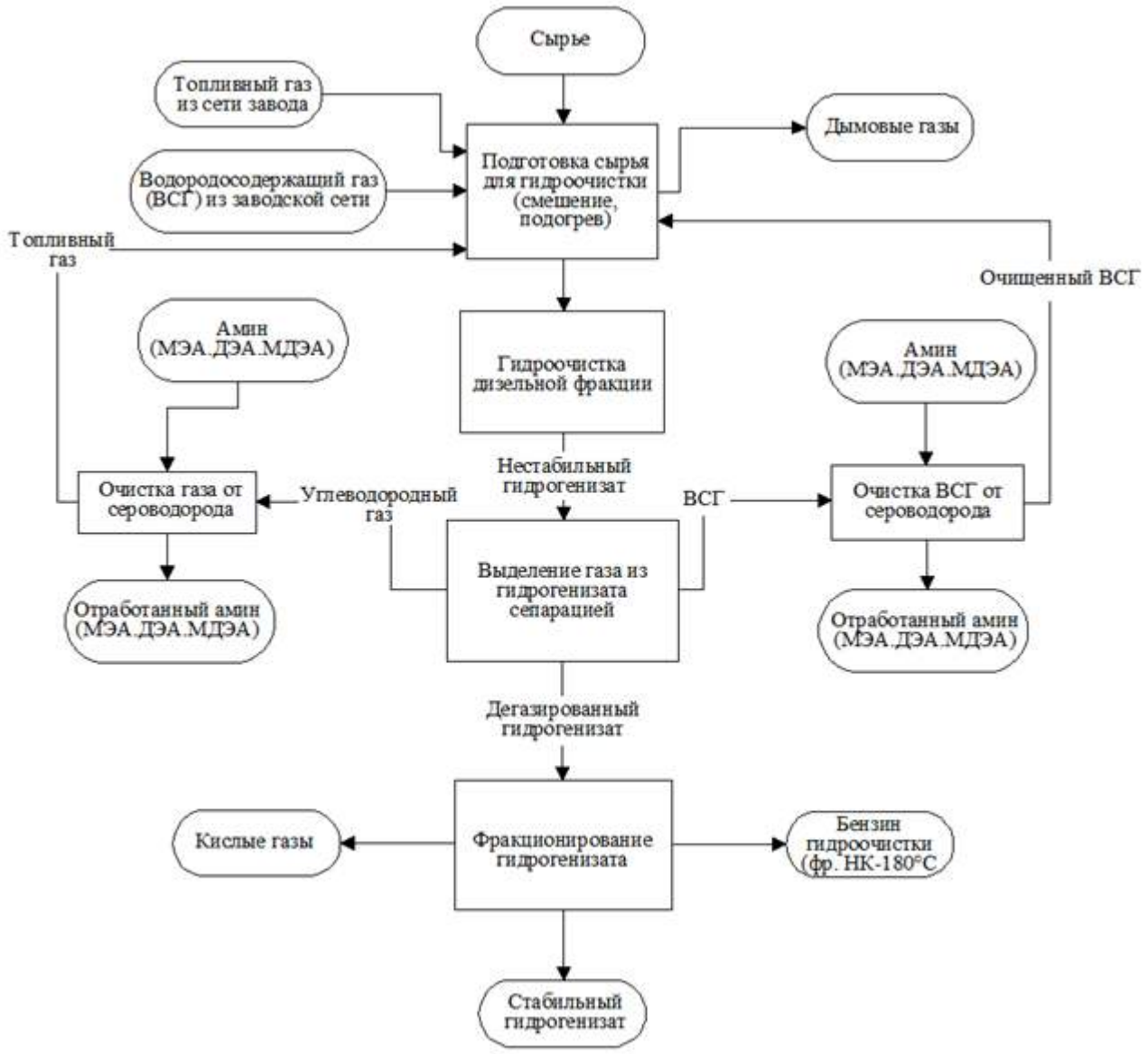


Рисунок 3.10 - Блок-схема установки гидроочистки

Выбросы в воздух

Выбросы в воздух от процессов гидроочистки могут происходить от технологических печей, продувок, неорганизованных выбросов и регенерации катализаторов (CO_2, CO, NOx, SOx). Поток отходящего газа может быть обогащен сероводородом и топливным газом. Топливный газ и сероводород обычно отправляются на установку очистки сернистого газа и установку восстановления серы. Соединения углеводородов и серы могут в результате утечек поступать в воздух от клапанов снижения давления; утечек из фланцев, уплотнений на насосах, компрессорах и клапанах, частично на трубопроводах сернистого газа и серосодержащей воды; вентилирования в течение процедур регенерации и замены катализатора или в течение операций очистки.

Сточные воды

Гидроочистка и гидропроцессинг генерируют поток сточных вод 30- 55

л/т. Сточные воды содержат H_2S, NH_3, высокие значения pH, фенолы, углеводороды, взвешенные частицы, БПК и ХПК, и должны направляться на отпаривание серосодержащей воды. Потенциальные сбросы в воду включают HCl и соединения серы от утечек, особенно из трубопроводов серосодержащей воды. Твердые отложения $(NH_4)_2SO_4$ и (NH_4) CL образуются в холодильниках и удаляются посредством промывки водой.

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Отходы

Каталитическая пыль образуется при периодической замене катализатора (силикат алюминия и металлы Co/Mo и Ni/Mo) в количестве 50-200 т/год для НПЗ производительностью 5 млнт/год. Для технологических установок, использующих катализаторы с ценными металлами, они направляются для регенерации сторонним организациям. Могут образовываться отходы цеолитов, которые иногда используются для осушким некоторых потоков (например, гидродесульфуризация дистиллята).

3.4.2 Гидроочистка бензина каталитического крекинга

3.4.2.1 Общие сведения о процессе

Гидроочистка бензинов вторичных процессов осложнена значительным содержанием напредельных углеводородов. Стоит отметить, что условия протекания реакций гидроочистки - превращения гетерооргнанических соединений - и реакций гидрирования диенов различны. Для каждой из этих реакций предпочтительны свои специфические катализаторы, и существует оптимальный диапазон значений параметров технологического режима.

Известны два типа технологий процесса гидрирования бензинов вторичного происхождения: технология гидрирования бензинов термических процессов и технология гидрирования бензинов каталитического крекинга. Главное различие между ними - обязательное сохранение высокого октанового числа у бензина каталитического крекинга. Октановое число бензинов каталитического крекинга составляет ~92÷94 пункта по исследовательскому методу, и при гидрировании важно как можно меньше его снизить, сохранив глубину гидроочистки. Поэтому для бензинов каталитического крекинга разработан специальный процесс, получивший название гидроочистки бензина каталитического крекинга, который основан на селективном гидрировании алкенов в его тяжелой части.

Переработку сырья проводят на неподвижном двуслойном катализаторе (рисунок 3.11). Весь бензин каталитического крекинга (легкий и тяжелый) после нагрева в теплообменнике 1 и печи 2 направляется в реактор 3, где происходит неглубокая гидроочистка и селективное гидрирование диенов в жидкой фазе при

DRAFT DRAFT

давлении 2 МПа и температуре 205 °С.

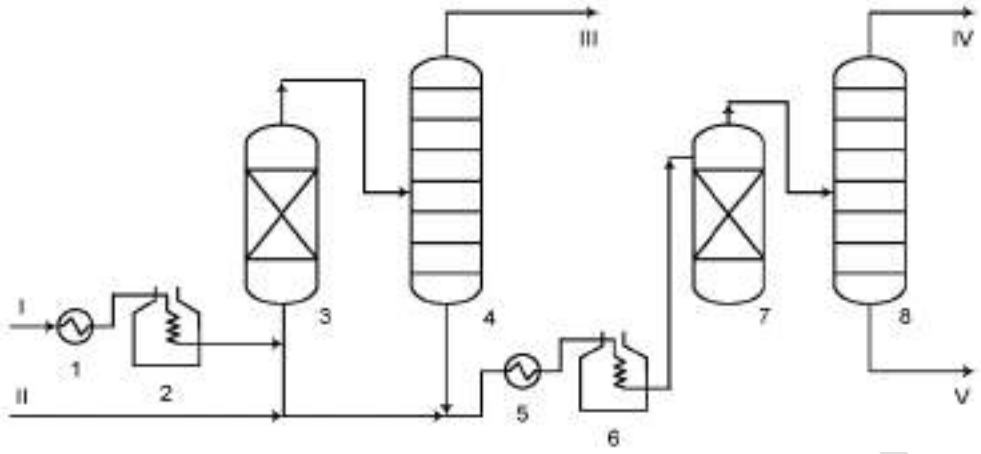


Рисунок 3.11 - Технологическая схема процесса гидроочистки бензина каталитического крекинга
1, 5 - теплообменники; 2, 6 - печи; 3 - реактор; 4 - разделительная колонна; 7 - реактор глубокой гидроочистки; 8 - стабилизационная колонна; I - бензин каталитического крекинга; II - водород; III - легкий гидрогенизат бензина каталитического крекинга; IV - газ; V - тяжелый гидрогенизат бензина каталитического крекинга

После реактора 3 гидрогенизат бензина каталитического крекинга направляется в разделительную колонну 4, где гидрогенизат делится на тяжелый и легкий. Легкий гидрогенизат бензина каталитического крекинга выводится с установки, а тяжелый гидрогенизат, снова нагреваясь в теплообменнике 5 и печи 6, подается в реактор глубокой гидроочистки 7, после чего в стабилизационной колонне 8 избавляется от газа. В реакторе 7 происходит глубокая гидроочистка и насыщение олефинов, хотя степень насыщения олефинов ограничена.

При использовании одного реактора происходит значительное падение октанового числа бензина.

Процесс обладает следующими преимуществами:

(а) долгий срок службы катализатора и большая длина пробега;

(б) используются простые бесполочные реакторы, что обеспечивает безопасную загрузку и выгрузку катализатора;

(в) очень высокая степень обессеривания (98 %);

(г) достигаются необходимые требования к содержанию серы в товарном бензине (<30 ppm);

(д) слабое гидрирование диенов;

(е) отсутствие гидрирования ароматических углеводородов;

(ж) отсутствуют реакции крекинга;

(з) малое потребление водорода;

(и) падение октанового числа на 1–2 пункта.

ПРОЕКТ ДКА 1

3.4.2.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.19 - 3.21 представлены данные по процессу гидроочистки бензина каталитического крекинга, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - Установка селективного гидрирования нафты «Prime G+» и ТОО «ПКОП» - установка гидроочистки бензина каталитического крекинга (секция 1100)).

Таблица 3.19 - Потребление энергетических ресурсов в процессе гидроочистки бензина каталитического крекинга

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 1200 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	6,4	5,9
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,01	0,0016
Удельное потребление топлива:	т.у.т./т	0,024[1)]	0,024[1)]
- жидкое топливо	т/год	5300	5263,2
- газообразное топливо	т/год	4200	4079
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.20 - Выбросы в процессе гидроочистки бензина каталитического крекинга

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологи-ческие печи	3,00	4,00	3,5
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		16,00	25	20,5
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0	2	1
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		4,00	93	48,5

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.21 - Отходы от процесса гидроочистки бензина каталитического крекинга

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем образования отходов, т/год	Периодичность образования	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Использованные катализаторы	G	479,88	5 лет	Передача сторонним организациям для переработки
Изношенные средства защиты и спецодежда	G	0,128	постоянно	
Твердо-бытовые отходы	G	2400 – 3000	постоянно	

3.4.3 Гидроочистка бензиновых фракций (нафты)

3.4.3.1 Общие сведения о процессе

На рисунке 3.12 представлена принципиальная технология гидроочистки бензиновых фракций (нафты) на стадии подготовки сырья для установки риформинга.

В блоке осуществляются следующие процессы: гидроочистка сырья от серы, отпарка сероводорода и воды из гидрогенизата, очистка циркуляционного и углеводородного газа из гидрогенизата, очистка циркуляционного и углеводородного газа от сероводорода, регенерация раствора моноэтаноламина (МЭА).

Сырье из резервуарного парка через фильтр поступает на прием насоса, которым подается на смешение с циркуляционным водородсодержащим газом блока гидроочистки. Газосырьевая смесь (сырье и циркуляционный водородсодержащий газ) проходит межтрубное пространство теплообменника 3, поступает в двухпоточный змеевик конвекционной камеры печи 2, где происходит ее предварительный нагрев за счет тепла уходящих дымовых газов. Далее двумя потоками газосырьевая смесь поступает в камеру радиации печи 2, где нагревается до температуры не выше 360 °С. Нагретая в печи газосырьевая смесь поступает в первый реактор гидроочистки 1, а затем последовательно во второй реактор. В качестве топлива для печи 2 используется топливный газ НПЗ, жидкое технологическое топливо (мазут) используется только как резервное.

Из реактора 1 газопродуктовая смесь с температурой не выше 400 °С в качестве теплоносителя поступает в трубное пространство подогревателя (рибойлера) 7 отпарной колонны 6 и далее проходит в трубное пространство теплообменника 3 и далее через систему холодильников 4 с температурой не

ПРОЕКТ DRAFT

выше 40 °С, поступает в сепаратор 5. Существует возможность последовательного и параллельного подключения системы водяных холодильников, а также схема их байпасирования.

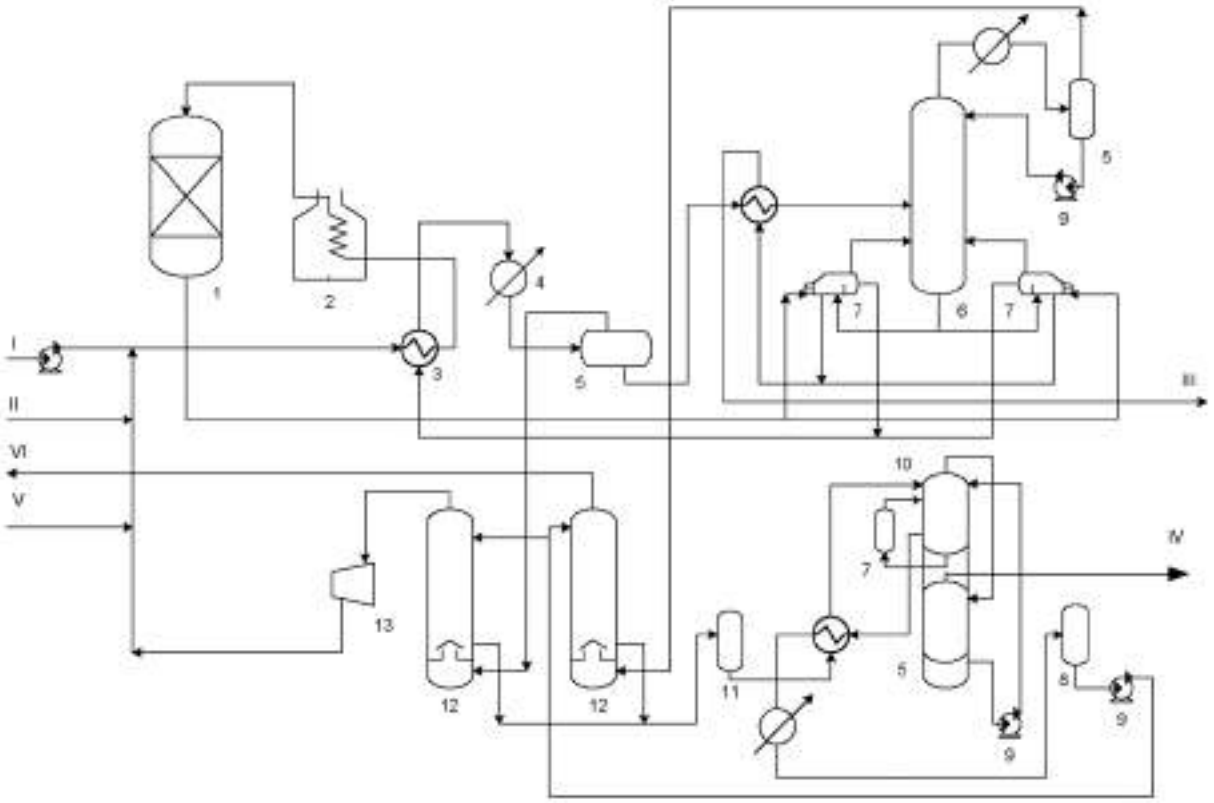


Рисунок 3.12 - Технологическая схема блока гидроочистки бензина установки риформинга:
1 - реактор; 2 - секционная печь; 3 - теплообменник; 4 - холодильник; 5 - сепаратор; 6 - отпарная колонна; 7 - рибойлер; 8 - емкость для регенерированного раствора МЭА; 9 - насос; 10 - отгонная колонна; 11 - дегазатор; 12 - абсорбер для очистки газов; 13 - компрессор; I - сырье (прямогонный бензин - нафта); II - водородсодержащий газ; III - гидроочищенный бензин; IV - сероводород; V - водородсодержащий газ в заводскую сеть; VI - углеводородный газ

В сепараторе 5 происходит разделение продуктов реакции на водородсодержащий газ и жидкую фазу (нестабильный гидрогенизат). Водородосодержащий газ из сепаратора 5 направляется в приемный сепаратор, затем на прием компрессоров 13 блока гидроочистки, и после сжатия, основное его количество, идет на смешение с сырьем через абсорбер 12 (с кратностью циркуляции не менее 500 Нм/м сырья и концентрацией водорода не менее 70 % об.), а избыток сбрасывается с установки. Дренирование жидкой фазы из 12 осуществляется в колонну 10.

Жидкая фаза абсорбера 12 - нестабильный гидрогенизат - проходит

трубное пространство теплообменника, где подогревается за счет тепла стабильного гидрогенизата - нижнего продукта колонны 10, а затем подается на 23-ю тарелку отпарной колонны 6. Для регулирования температуры входа в колонну 6 предусмотрено байпасирование потока стабильного гидрогенизата помимо теплообменника 7. Существует схема дренажа отстоявшейся в отстойнике сепаратора 5 воды с растворенными в ней хлоридами, сероводородом и аммиаком в специальную емкость. Откуда затем она дренируется в промканализацию.

В отпарной колонне 6 из нестабильного гидрогенизата отпариваются легкие углеводороды, сероводород, аммиак и влага. Верхний продукт колонны 6 проходит конденсатор-холодильник воздушного охлаждения, водяной холодильник и поступает в сепаратор 5. Температурный режим колонны поддерживают с помощью подогревателя, обогреваемого водяным паром. Верхние продукты колонны (сероводород и пары воды) охлаждаются в конденсаторе-холодильнике и разделяются в сепараторе на сероводород и воду. Вода возвращается в колонну на орошение. Сероводород используется для получения серной кислоты или серы. Выведенный из колонны регенерированный раствор МЭА после охлаждения в теплообменнике и холодильнике вновь возвращается в цикл.

Легкий бензин возвращается в колонну на орошение. Сероводородная вода периодически сбрасывается в сепаратор насыщенного раствора МЭА, а углеводородный газ, содержащий сероводород, направляется на очистку 15 %-м раствором МЭА. Насыщенный сероводородом раствор МЭА из абсорберов очистки подвергается дегазации, нагревается в теплообменнике и поступает в отгонную колонну.

Гидрогенизат, освобожденный от сероводорода, аммиака, растворенных газов и воды, из 6 поступает в межтрубное пространство рибойлера 7, где происходит его подогрев за счет тепла газопродуктовой смеси, вышедшей из реактора 1. Паровая фаза из рибойлера 7 возвращается в виде горячей струи в колонну 6 под нижнюю тарелку. Стабильный гидрогенизат направляется через фильтры в блок риформинга.

Режим работы отпарной колонны зависит от качества перерабатываемого сырья: для более легких фракций - при температуре 100 °С (верх) и 200 °С (низ), а для более тяжелых - при 120 °С (верх) и 230 °С (низ).

3.4.3.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.22 - 3.24 представлены данные по процессу гидроочистки бензиновых фракций (нафты), полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» – КУГБД секция U-11, ТОО «ПКОП» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 200), ТОО «ПНХЗ» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 200/1)).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.22 - Потребление энергетических ресурсов гидроочистки бензиновых фракций (нафты)

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 1 050 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	28,282	12,311
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,079	0,011
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,031[1)]	0,019[1)]
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.23 - Выбросы в процессах гидроочистки бензиновых фракций (нафты)

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования отходов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества сбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества сбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества сбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	17,4	18,2	17,8
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		2,361	2,736	2,5485
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		415,989	448,713	432,351
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		21,846	22,516	22,181

Таблица 3.24 - Отходы от процессов гидроочистки бензиновых фракций (нафты)

Наименование отхода	Уровень опасности	Ед. измерения	Объем образования отходов,	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Использованные катализаторы	G	т/год	10 – 70,2	По рекомендациям завода изготовителя частота замены	Передача сторонним организациям для переработки

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование отхода	Уровень опасности	Ед. измерения	Объем образования отходов,	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
				4-10 лет	
Отработанные адсорбенты	G	т/год	24,2	По рекомендациям завода изготовителя частота замены 4-10 лет	На полигон
Отработанные цеолиты	G	т/год	18,74	По рекомендациям завода изготовителя частота замены 4-10 лет	

3.4.4 Гидроочистка керосиновых фракций

3.4.4.1 Общие сведения о процессе

Процесс предназначен для улучшения эксплуатационных свойств керосинов за счет снижения содержания в них сернистых, олефиновых соединений и других примесей. При этом повышается термическая стабильность керосинов, улучшаются характеристики их сгорания, стабильность цвета при хранении.

Совершенно очевидна необходимость удовлетворения всех требуемых эксплуатационных характеристик керосинов, обеспечивающих бесперебойную работу авиационных и реактивных двигателей. К числу важнейших из них относятся: теплота сгорания; плотность, термическая стабильность, противоизносные и низкотемпературные свойства, нагарообразование и др.

В зависимости от вида получаемого товарного топлива процессу гидроочистки керосинов подвергают фракции с различными пределами кипения: 130-230 °С, 140-240 °С, 160-240 °С, 170-280 °С, 195-315 °С. Наиболее массовое сырье - это фракции прямой перегонки нефтей 130-240 °С.

Принято, что исходная керосиновая фракция, направляемая на гидроочистку, должна соответствовать ГОСТу на товарную продукцию, за исключением следующих показателей, которые изменяются в процессе гидроочистки: содержание общей и меркаптановой серы, термическая стабильность, иодное число, содержание фактических смол.

Сырье должно храниться в резервуарах под «подушкой» инертного газа

ПРОЕКТ DRAFT

или непосредственно «с ходу» подаваться на установку.

Гидроочистку керосина проводят на АКМ (алюмокобольтмолибденовый) или АНМ (алюмоникельмолибденовый) катализаторе при следующих параметрах:

Давление, МПа	2,5 - 4,0
Температура, °С	
начало цикла	280
конец цикла	340
Объемная скорость подачи сырья, $ч^{-1}$	2,5 - 3,0
Кратность циркуляции водородосодержащего газа, $м^3$-$м^3$ сырья	200 - 300
Парциальное давление водорода в реакторе, МПа	1,8

Основной продукт процесса гидроочистки - гидроочищенная керосиновая фракция. Выход отгона зависит от температуры вспышки исходного сырья и режима процесса. При соблюдении требований к сырью и нормальном ведении процесса выход отгона составляет 1,5% мас. на сырье. Если исходное сырье имеет высокую температуру вспышки (низкое содержание фракций, выкипающих до 150 °С), то в процессе гидроочистки отгон составит не выше 0,5 % мас. В этом случае ухудшаются условия отпарки сероводорода из гидрогенизата.

Побочными продуктами гидроочистки являются также углеводородные газы из стабилизационной колонны и сепаратора низкого давления, сероводород и отдуваемый водородосодержащий газ.

Выход сероводорода, содержащего до 2 % (об.) углеводородов, зависит в основном от содержания сернистых компонентов в исходном сырье.

Концентрация водорода в отдуваемом водородсодержащем газе составляет 70÷75 % (об). Такой газ целесообразно использовать в качестве свежего водородосодержащего газа на установках гидроочистки дизельных топлив и масел.

Предельное содержание коксовых и серосодержащих отложений на катализаторе перед его регенерацией в процессе гидроочистки керосина составляет ~8÷9 и 0,5÷1,0 % (мас.) соответственно.

Принципиальная схема установки гидроочистки керосина практически идентична описанной выше схеме гидроочистки бензиновых фракций.

3.4.4.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.25 - 3.27 представлены данные по процессу гидроочистки керосиновых фракций, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» – КУГБД секция U-11, ТОО «ПКОП» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 300/1 и 300/2), ТОО «ПНХЗ» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 300/2).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.25 - Потребление энергетических ресурсовгидроочисткикеросиновых фракций

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	89 589	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	24	10,258
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,0849	0,0634
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,025[1)]	0,012[1)]
Вода оборотная	$м^3$/т. сырья	9,320	3,2
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.26 - Выбросы в процессах гидроочисткикеросиновых фракций

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества сбр выбросов осов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	50,2	53,4	51,8
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		2,68	2,43	2,555
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		61,321	36,72	49,02
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		35,4	30,9	33,15

ПРОЕКТ ДРАФТ

Таблица 3.27 - Отходы от процессов гидроочисткикеросиновых фракций

Наименование отхода	Уровень опасности	Ед.изм.	Объем образования отходов,	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Использованные катализаторы	G	т/год	4-5,2	По рекомендациям завода изготовителя частота замены 4-10 лет	Направляется на завод-изготовитель для извлечения ценных компонентов или на полигон

3.4.5 Гидроочистка дизельных фракций (газойля)

3.4.5.1 Общие сведения о процессе

Удаление сернистых соединений из дизельных фракций (газойля) существенно сложнее, чем из бензиновых, т.к. они менее реакционноспособны. В связи с необходимостью получения сверхнизких по содержанию серы дизельных топлив целесообразно соединять в одном процессе гидроочистку и гидрирование дизельных фракций (газойля). Процесс гидроочистки предназначен для очистки дизельных фракций (газойля) от гетероатомных соединений, прежде всего сернистых, до уровня, определяемого современными экологическими требованиями.

Типичным сырьем процесса гидроочистки дизельных топлив служат прямогонные дизельные фракции, выкипающие в пределах 180-330 °С, 180-360 °С и 240-360 °С.

В сырье, поступающем на установку гидроочистки, содержание влаги не должно превышать 0,02-0,03 % мас. Повышенное содержание влаги влияет на прочность катализатора, усиливает интенсивность коррозии, нарушает нормальный режим стабилизационной колонны.

Сырье не должно содержать механических примесей, так как, попадая в реактор, они скапливаются на катализаторе, снижая тем самым эффективность его работы.

Основным способом обеспечения сверхнизкого содержания серы в дизельных топливах на уровне 10 ppm считается сверхглубокая жесткая гидроочистка, проводимая при высоких давлениях (до 9,0-10,0 МПа), температурах в диапазоне 315-360 °С, при высоком расходе водорода и низких объемных скоростях движения нефтепродуктов на алюмо-кобальт-молибденовых или алюмоникельмолибденовых катализаторах.

DRAFT

На рисунке 3.13 представлена технологическая схема установки гидроочистки дизельного топлива.

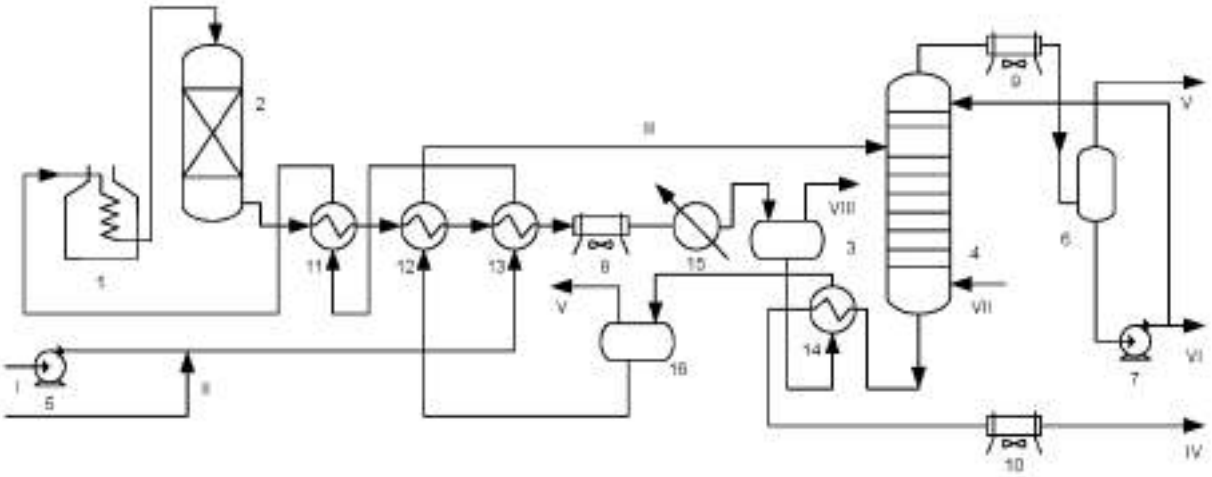


Рисунок 3.13 - Принципиальная схема установки гидроочистки дизельного топлива:
1 - печь; 2 - реактор; 3, 6, 16 - сепараторы; 4 - стабилизационная колонна; 5, 7 - насосы; 8, 9, 10 - аппараты воздушного охлаждения; 11, 12, 13, 14 - теплообменники; 15 - холодильник; I - Сырье; II - Водородсодержащий газ; III - Гидрогенизат; IV - Очищенная дизельная фракция; V - Газ; VI - Бензин; VII - пар; VIII - Водородсодержащий газ на очистку

Дизельное топливо (сырье) подается насосом 5 на смешение с водородсодержащим газом. Смесь газа и сырья нагревается в межтрубном пространстве теплообменников 13, 11 и в печи 1 до температуры реакции, далее поступает в реактор гидроочистки 2, где происходит разложение серо-, азот- и кислородсодержащих соединений, а также гидрирование непредельных и отчасти ароматических углеводородов.

Смесь ВСГ и продуктов гидрирования отдает свою теплоту газосырьевой смеси, проходя через трубное пространство теплообменников 11, 12 и 13, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения 8, холодильнике 15 и поступает в сепаратор высокого давления 3, где циркулирующий ВСГ отделяют от жидкого гидроочищенного продукта. Из сепаратора 3 ВСГ направляют на очистку от сероводорода в абсорбер (на схеме не показан), где сероводород поглощают раствором моноэтаноламина. Очищенный газ поступает на прием компрессора и возвращается в систему циркуляции водорода. Если в результате реакции содержание водорода в циркулирующем газе резко снижается, то часть этого газа отдувают после абсорбера.

В жидком гидрогенизате после сепаратора 3 содержатся растворенные водород, метан, этан, пропан и бутан. Для их выделения гидрогенизат направляют в сепаратор низкого давления 16, где выделяют часть растворенного

ПРОЕКТ ДРА

газа. С целью окончательной стабилизации гидрогенизат под собственным давлением через теплообменник направляют в стабилизационную колонну 4. С верха колонны 4 пары бензина и газа попадают в конденсатор-холодильник 9, откуда сконденсированный газ и бензин направляют в сепаратор 6 на разделение. Газ из сепараторов 6 и 16 поступает в абсорбер для отмывки от сероводорода раствором моноэтаноламина. Бензин из сепаратора 6 также подают на отмывку от сероводорода раствором щелочи или отдувку углеводородным газом, после чего выводят с установки. Бензин гидроочистки дизельного топлива имеет низкое октановое число. Стабилизированное гидроочищенное дизельное топливо охлаждают в теплообменнике 14 и аппарате воздушного охлаждения 10, затем откачивают с установки.

Далее представлены данные по процессу гидроочистки дизельных фракций (газойля), полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» – КУГБД, ТОО «ПКОП» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 300/1 и 300/2), ТОО «ПНХЗ» - комбинированная установка ЛК-6у (секция 300/1).

3.4.5.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.28–3.30 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ и отходам по процессу гидроочистки дизельных фракций (газойля).

Таблица 3.28 - Потребление энергетических ресурсов по процессу гидроочистки дизельных фракций (газойля)

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	До 1 884100	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	33,15	15,927
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,0849	2,9
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,016[1)]	0,012[1)]
Вода	$м^3$/т. сырья	0,21	0,05
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

PROJECT DRAFT

Таблица 3.29- Выбросы в процессах гидроочистки дизельных фракций (газойля)

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	55,218	59,343	57,2805
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		3,23	3,12	3,175
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		436,721	461,513	449,117
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		34,619	37,48	36,0495

Таблица 3.30 - Отходы от процессов гидроочистки дизельных фракций (газойля)

Наименование отхода	Уровень опасности	Ед.изм.	Объем образования отходов,	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Использованные катализаторы	G	т/год	300 – 350	По рекомендациям завода изготовителя частота замены один раз в 3-4 года.	Использованные катализаторы возвращаются поставщику катализаторов
Фильтрующие элементы	G	т/год	0,1 – 0,2	-	На полигон

ПРОЕКТ DRAFT

3.4.6 Гидроочистка вакуумного газойля

3.4.6.1 Общие сведения о процессе

Вакуумные дистилляты (350-500 °С) являются традиционным сырьем для процессов каталитического крекинга, гидрокрекинга и производства базовых масел. Качество вакуумных газойлей определяется глубиной отбора и четкостью ректификации мазута.

Гидроочистка вакуумного газойля 350-500 °С не представляет значительных трудностей и проводится в условиях и на оборудовании, аналогичных применяемым для гидроочистки дизельных топлив.

Гидроочистка вакуумных дистиллятов предназначена, прежде всего, для снижения содержания серы в дистиллятах для каталитического крекинга и для получения базовых масел. Увеличение давления в процессе до 9-11 МПа приводит к снижению содержания серы в гидрогенизате до 0,02-0,03 % (мас.). С учетом современных требований к топливам по содержанию серы, новые установки каталитического крекинга обязательно должны строиться с установками гидроочистки вакуумного газойля. Если на старых установках каталитического крекинга отсутствуют установки гидроочистки сырья, то необходимо обессеривать продукты, вводя установки гидроочистки бензина и легкого газойля каталитического крекинга. Кроме того, гидроочистка вакуумного газойля способствует увеличению выхода продуктов каталитического крекинга, повышению конверсии сырья; увеличению выхода бензина; снижению выхода тяжелого каталитического газойля и коксообразованию на катализаторе

Гидроочистку вакуумного газойля проводят при давлении ~4-5 МПа, температуре 360-410 °С и объемной скорости подачи сырья 1-1,5 $ч^{-1}$.

На рисунке 3.14 представлена принципиальная схема гидроочистки вакуумного газойля.

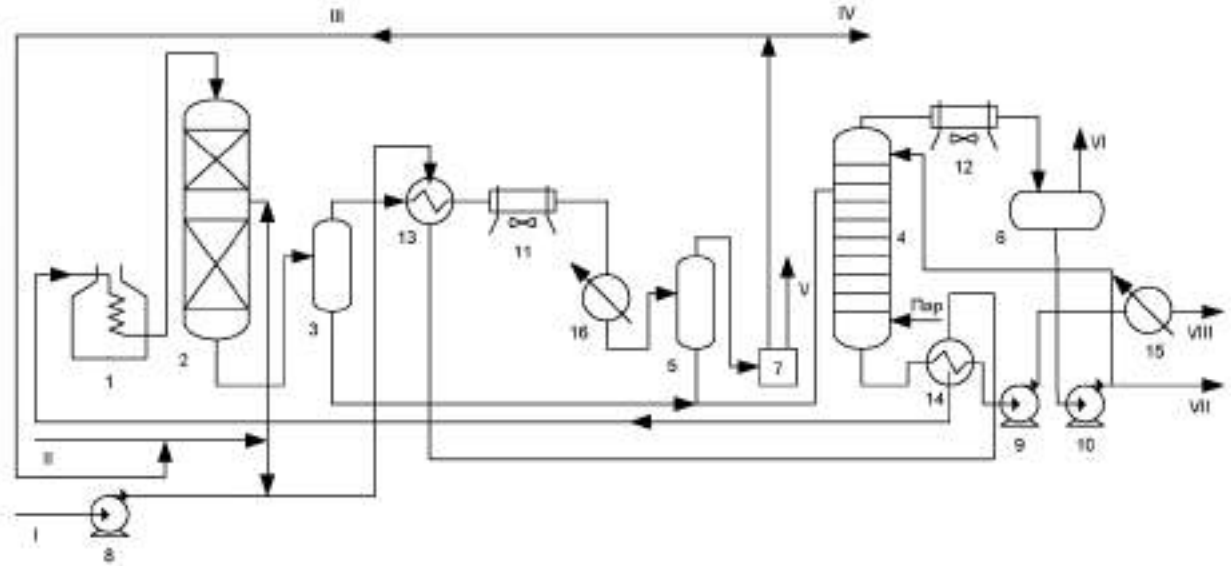


Рисунок 3.14 - Принципиальная схема гидроочистки вакуумного газойля: 1 - печь; 2 - реактор; 3 - сепаратор высокого давления; 4 - колонна стабилизации; 5 - сепаратор низкого давления; 6 - сепаратор разделения бензина от газа; 7 - секция очистки газа; 8, 9, 10 - насосы; 11, 12 - аппараты воздушного охлаждения; 13, 14 - теплообменники; 15, 16 - холодильники; I - Сырье; II - Водородсодержащий газ; III - Циркулирующий очищенный водородсодержащий газ; IV - Газы отдува; V - Сероводород; VI - Газ стабилизации; VII - Бензин; VIII - Очищенный вакуумный газойль

DRAFT

Вакуумный газойль (сырье) подается сырьевым насосом 8 на смешение с водородсодержащим газом. Смесь газа и сырья нагревается в межтрубном пространстве теплообменников 13 и 14 и в печи 1 до температуры 360-380 °С, далее поступает в реактор гидроочистки 2, где происходит разложение серо-, азот- и кислородсодержащих соединений, а также гидрирование непредельных и отчасти ароматических углеводородов.

Смесь водородсодержащего газа и продуктов гидрирования с низа реактора 2 поступает в сепаратор высокого давления 3, где циркулирующий газ отделяется от жидкого гидроочищенного продукта. Уходящий из сепаратора 3 водородсодержащий газ охлаждается в теплообменнике 13, аппарате воздушного охлаждения 11, холодильнике 16 и направляется в сепаратор низкого давления 5 и далее - в секцию очистки от сероводорода 7, где сероводород поглощается раствором моноэтаноламина. Очищенный газ поступает на прием компрессора и возвращается в систему циркуляции водорода. Сероводород выводится с установки на производство серы или серной кислоты.

С целью окончательной стабилизации гидрогенизат под собственным давлением через блок теплообменников направляется в стабилизационную колонну 4.

С верха колонны 4 пары бензина и газ попадают в аппарат воздушного охлаждения 12, откуда сконденсированный газ и бензин направляются в сепаратор 6 на разделение. Газ из сепаратора 6 поступает в секцию очистки газа от сероводорода раствором моноэтаноламина. Бензин из сепаратора 6 выводится с установки. Бензин гидроочистки вакуумного газойля имеет низкое октановое число. Если необходимо получать стабилизированное гидроочищенное дизельное топливо, то оно выводится из стабилизационной колонны 4 через отпарную колонну (на схеме не показано), охлаждается в теплообменнике и холодильнике, после чего откачивается с установки. Водородсодержащий газ частично удаляют с установки в смеси с углеводородными газами.

Дизельную фракцию используют как компонент товарного дизельного топлива, получаемый бензиновый отгон - побочный продукт с низким октановым числом. Если дизельную фракцию не выводят с установки, то она входит в состав гидрогенизата.

3.4.6.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.31–3.33 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ и отходам по процессу гидроочистки вакуумного газойля, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ»– КГПН: Установки гидроочистки газойля «Prime D»).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.31 - Потребление энергетических ресурсов гидроочистки вакуумного газойля

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 477 100	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	34,1	21,8
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,01	0,002
Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,024[1)]	0,018[1)]
Вода	$м^3$/т. сырья	2,8	2
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.32 - Выбросы в процессах гидроочистки вакуумного газойля

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		Нет данных	Нет данных	Нет данных

ПРОЕКТ ДРАФТ

Таблица 3.33 - Отходы от процессов гидроочистки дизельных фракций

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем образования отходов	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Использованные катализаторы	G	182,718 т.	По рекомендациям завода изготовителя через 3 года проводится одно освежение Срок службы – 6-8 лет	Использованные катализаторы возвращаются поставщику катализаторов
Защитные агенты				На полигон

3.5 Каталитический риформинг

3.5.1 Общие сведения о процессе

Каталитический риформинг бензинов является важнейшим процессом современной нефтепереработки и нефтехимии. Представляет собой процесс превращения низкооктанового прямогонного бензина (нафты) атмосферной перегонки с помощью селективного катализатора и в присутствии водорода в высокооктановый бензин; ароматические углеводороды - сырье для нефтехимического синтеза; водородосодержащий газ - технический водород, используемый в гидрогенизационных процессах нефтепереработки. Установки каталитического риформинга имеются практически на всех отечественных и зарубежных нефтеперерабатывающих заводах.

В промышленности в настоящее время используют два варианта риформинга. Первый вариант (топливный) - производство высокооктанового компонента бензина, второй вариант (нефтехимический) - получение ароматических углеводородов. Оба варианта имеют практически одинаковую технологическую схему и отличаются только мощностью, размерами аппаратов, фракционным составом сырья и параметрами ведения технологического процесса. Для нефтехимического варианта технологии дополнительно устанавливается блок экстракции и ректификации, необходимый для покомпонентного разделения ароматических углеводородов или их узких фракций. Основными показателями, определяющими качество и пригодность сырья для процесса риформинга, являются углеводородный и фракционный составы. Для каталитического риформинга применяют в основном прямогонные бензиновые фракции (нафта). Риформинг бензиновых фракций вторичного

ПРОЕКТ DRAFT

происхождения (например, термического крекинга, коксования, пиролиза) возможен только в смеси с прямогонным сырьем после предварительной глубокой гидроочистки. Фракционный состав сырья каталитического риформинга определяется целевым назначением процесса. Если целью каталитического риформинга является получение катализатов для производства высокооктановых бензинов, оптимальным сырьем для этого служат фракции, выкипающие в пределах 85-180 °С. При производстве высокооктановых бензинов, особенно с октановым числом 95-100, каталитическому риформингу подвергается сырье утяжеленного фракционного состава с температурой начала кипения 105 °С. Сырьем процесса риформинга для получения бензола и толуола служит узкая бензиновая фракция, выкипающая в пределах 85-105 °С. Для получения суммарных ксилолов используют узкую фракцию, выкипающую в температурных пределах 105-127 °С.

Основные технологические параметры, в значительной степени определяющие процесс каталитического риформинга и характеристики получаемых продуктов: температура, давление, объемная скорость подачи сырья, кратность циркуляции водородсодержащего газа. Однако в эксплуатационных условиях основным регулируемым параметром является температура на входе в реактор. Давление, скорость подачи сырья и кратность циркулирующего газа обычно поддерживают постоянными, оптимальными для переработки данного сырья. Распределение загрузки катализатора между реакторами зависит от химического состава углеводородного сырья и активности катализатора. Температура промышленных процессов риформинга обычно находится в интервале 450-530 °С. С повышением температуры ускоряются все основные реакции, как целевые, так и побочные (реакции крекинга и коксообразования). Объемная скорость подачи сырья определяет удельную нагрузку реакционного объема по сырью и характеризует длительность контакта реагирующих промежуточных продуктов риформинга с катализатором и составляет обычно 1-2 ч. Оптимальные значения рабочих давлений промышленных процессов риформирования бензиновых фракций на алюмоплатиновых катализаторах составляют:

2,0-3,0 МПа - для процессов, направленных на получение индивидуальных ароматических углеводородов;

4,0 МПа (в последнем реакторе) - для процессов, целевым продуктом которых является высокооктановый компонент бензина.

Применение в последние годы стабильных полиметаллических катализаторов позволило на вновь проектируемых установках с неподвижным слоем катализатора снизить давление до 1,5-2,0 МПа, а на установках с движущимся слоем катализатора до 0,7-1,5 МПа.

Кратности циркуляции ВСГ в промышленных процессах находятся в пределах 900-1500 $м^3$ газа на 1 $м^3$ сырья и зависят также от концентрации водорода в ВСГ. Таким образом, практически целесообразную кратность циркуляции ВСГ устанавливают с учетом качества сырья, активности

ПРОЕКТ DRAFT

катализатора, глубины процесса и экономических соображений.

Катализаторы риформинга являются бифункциональными (металлические и кислотные свойства), на которых протекает весь комплекс реакций (гидрирование, дегидрирование, изомеризации, дегидроциклизации и др.). Металлические свойства обеспечивает активные металлы и их кластеры (Pt, Pt-Re-Re-Pt, Pt-Ir-Ir-Pt). Кислотные свойства определяет носитель (гамма оксид алюминия), промотированый хлором. Для таких контактов характерна высокая стабильность в условиях реакционного периода, что, в конечном счете, обеспечивает возможность получения более высоких выходов как высокооктановых бензинов риформинга, так и ароматических углеводородов.

К биметаллическим катализаторам относят платино-рениевые и платиноиридиевые, содержащие 0,3...0,4 % мас. платины и примерно столько же Re и Ir.

Различают сбалансированные (равное соотношение металлов, % масс.) и несбалансированные по Pt и Re. Для первой группы, характерна высокая степень превращения в реакциях ароматизации парафиновых углеводородов, а для второй - низкая степень превращения парафинов в реакциях дегидроциклизации, и повышение октанового числа происходит в основном в реакциях изомеризации парафиновых углеводородов.

Рений или иридий образуют с платиной биметаллический сплав, точнее кластер, типа Pt-Re-Re-Pt, который препятствует рекристаллизации - укрупнению кристаллов платины при длительной эксплуатации процесса. Такие катализаторы характеризуются, кроме высокой термостойкости, еще одним важным достоинством - повышенной активностью по отношению к диссоциации молекулярного водорода и миграции атомарного водорода. В результате отложение кокса происходит на более удаленных от металла центрах, что способствует сохранению активности при высокой закоксованности (до 20 % мас. кокса на катализаторе). Из биметаллических катализаторов платино-иридиевый превосходит по стабильности и активности в реакциях дегидроциклизации парафинов не только монометаллический, но и платино-рениевый контакт. Применение биметаллических катализаторов позволило снизить давление риформинга (от 3,5 до 2...1,5 МПа) и увеличить выход бензина с октановым числом (О.Ч.) по исследовательскому методу (И.М.) до 95 пунктов примерно на 6 %.

Полиметаллические кластерные контакты обладают стабильностью биметаллических, но характеризуются повышенной активностью, лучшей селективностью и обеспечивают более высокий выход риформата. Срок их службы составляет 6-7 лет.

Совершенствование катализаторов продолжается в основном в направлении увеличения выхода стабильного риформата и водорода, а также удлинения межрегенерационного цикла. Перспективным направлением, являющимся значимым для отечественных разработчиков катализаторных систем ввиду ужесточения экологических требований к товарным бензинам

ПРОЕКТ DRAFT

(снижение доли ароматических углеводородов в целом и бензола), является разработка высокоселективных катализаторов к реакциям изомеризации парафинов и/или их циклизации в циклопентан (ОЧИ 101 пункт), метилциклопентан (ОЧИ 91 пункт).

3.5.2 Установка каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора

Установки этого типа в настоящее время получили наибольшее распространение среди процессов каталитического риформинга бензинов. Они рассчитаны на непрерывную работу без регенерации в течение 1 года и более. Окислительная регенерация катализатора производится одновременно во всех реакторах. Сырье установок подвергается предварительной глубокой гидроочистке от сернистых, а в случае переработки бензинов вторичных процессов - гидроочистке от азотистых и других соединений, гидрированию непредельных.

Установки каталитического риформинга всех типов включают следующие блоки: гидроочистки сырья, очистки водородсодержащего газа, реакторный блок, блоки сепарации газа и стабилизации катализата.

Схема установки каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора приведена на рисунке 3.15.

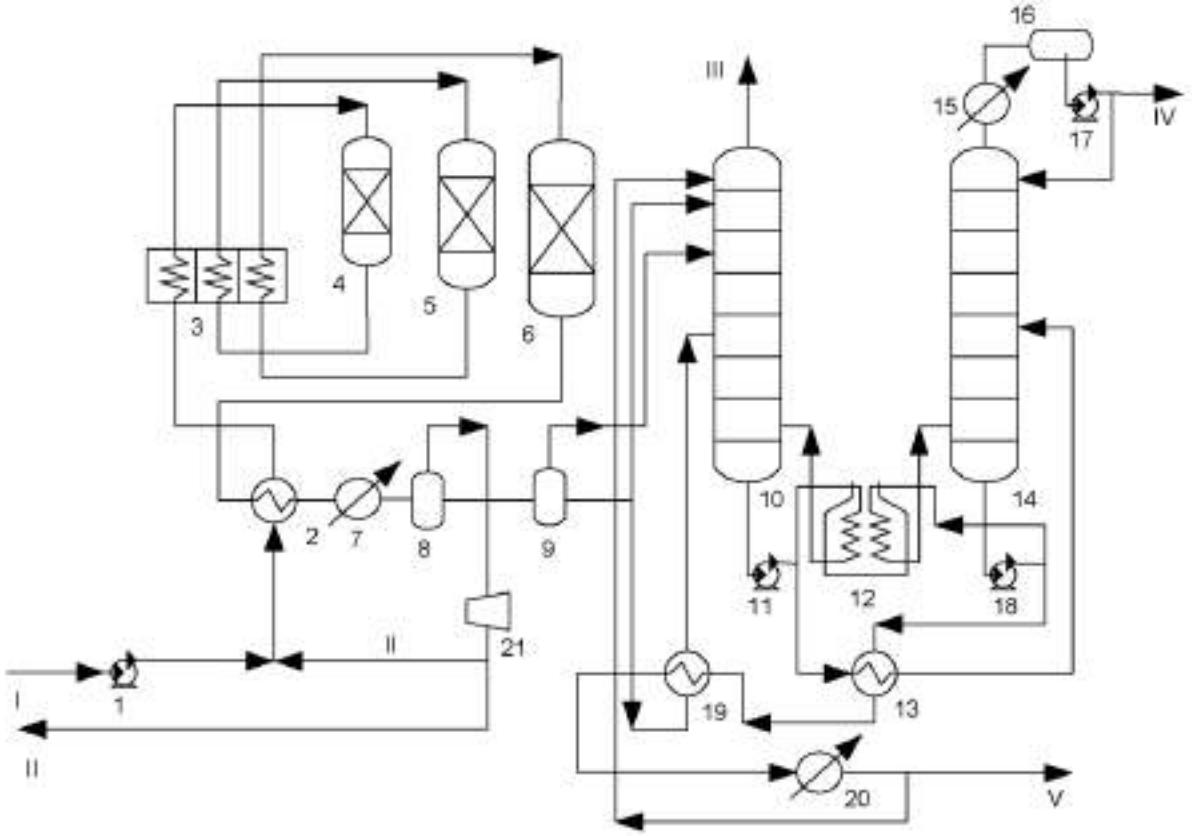


Рисунок 3.15 - Технологическая схема установки риформинга со стационарным катализатором:

1, 11, 17, 18 - насосы; 2, 13, 19 - теплообменники; 3 - многосекционная печь; 4, 5, 6 - реакторы; 7, 15, 20 - холодильники; 8, 9 - сепараторы; 10,

DRAFT

14 - колонны, 12 - печь; 16 - емкость; 21 - компрессор;
I - гидроочищенный низкооктановый бензин; II - водородсодержащий газ; III - сухой углеводородный газ; IV - стабильная головка; V - стабильный бензин

3.5.3 Установка каталитического риформинга с движущимся слоем катализатора

В процессе платформинга с движущимся слоем катализатора, циркулирующим между реактором и регенератором, Реактора могут иметь как вертикальное, так и горизонтальное расположение. На рисунке 3.16 приведена технологическая схема установки риформинга с движущимся слоем катализатора с вертикальным расположением реакторов, которая получила название CCR- риформинг (continuous catalytic reforming).

Она наиболее экономична в случае, когда рабочее давление снижается с одновременным повышением глубины превращения сырья.

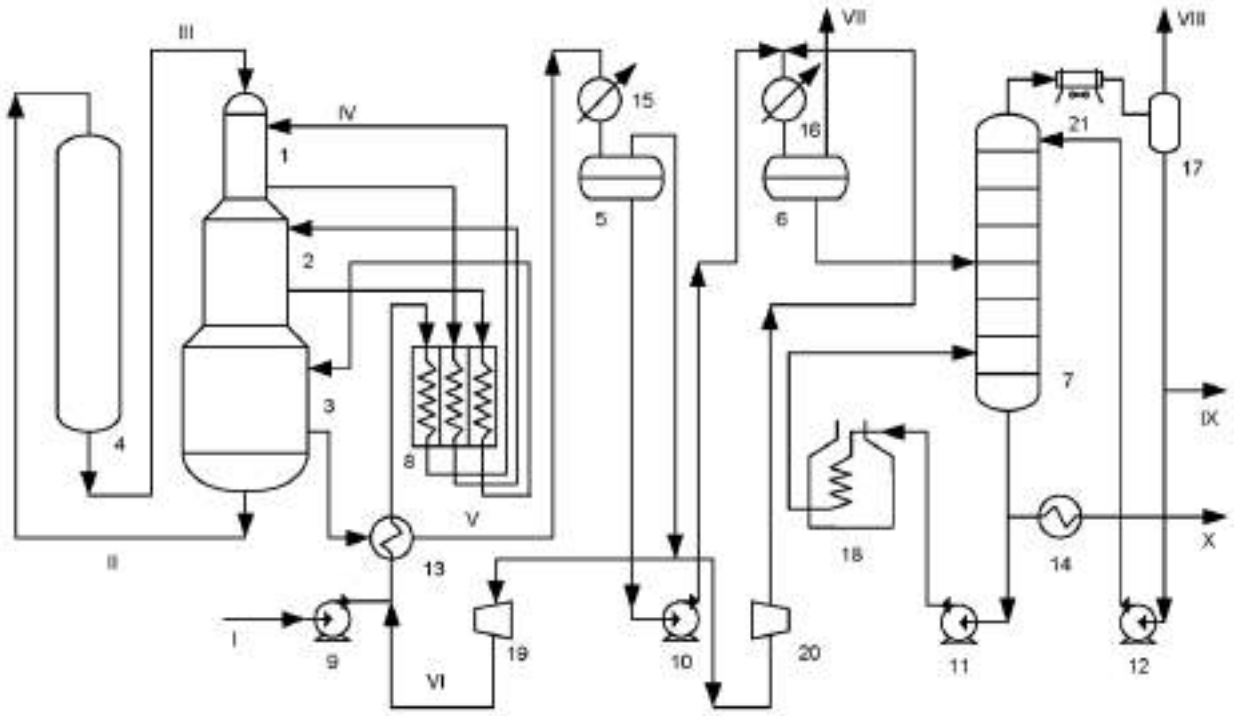


Рисунок 3.16 - Технологическая схема установки риформинга с движущимся слоем катализатора (CCR-риформинг):
1, 2, 3 - реакторы; 4 - регенератор; 5, 6 - сепараторы высокого и низкого давления; 7 - стабилизационная колонна; 8 - многосекционная печь; 9, 10, 11, 12 - насосы; 13, 14 - теплообменники; 15, 16 - холодильники; 17 - сепаратор; 18 - печь; 19, 20 - компрессоры; 21 - аппарат воздушного охлаждения;
I - сырье (бензин 85 - 180 °С); II - катализатор на регенерацию; III - регенерированный катализатор; IV - газосырьевая смесь; V - газопродуктовая смесь; VI - циркулирующий водородсодержащий газ; VII - избыточный водородсодержащий газ; VIII - сухой газ; IX - головная фракция стабилизации; X - стабильный риформат

На рисунке 3.17 приведена технологическая схема установки риформинга с движущимся слоем катализатора с горизонтальным расположением реакторов (дуалформинг).

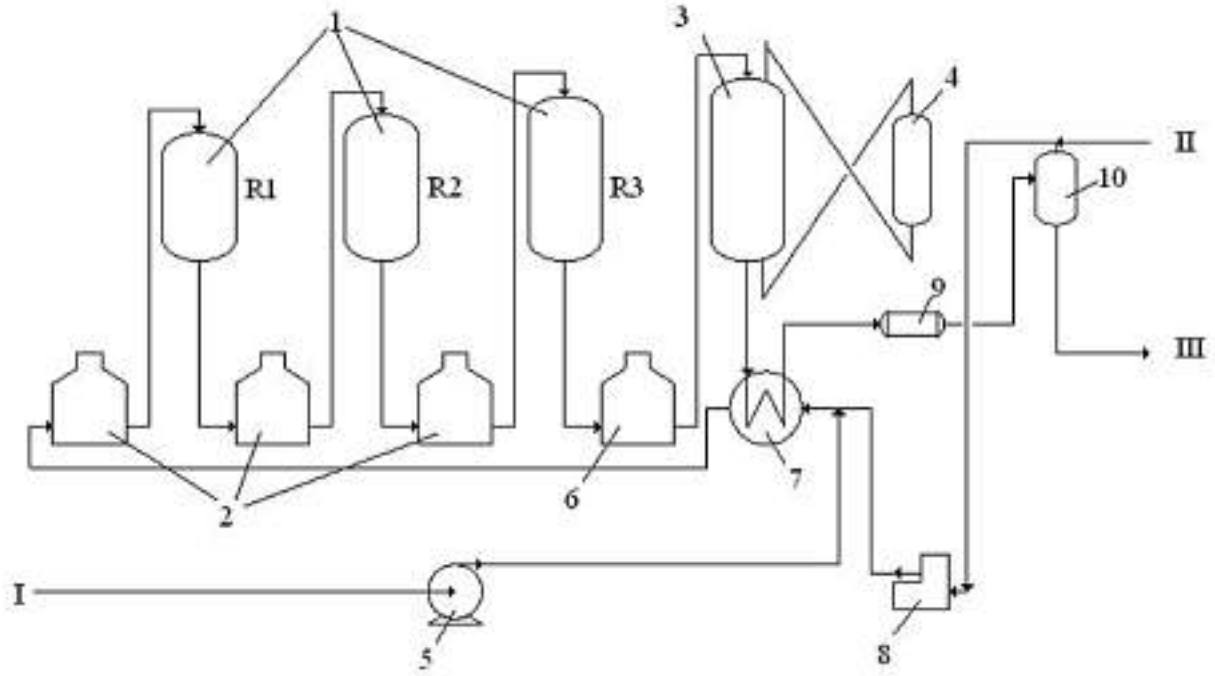


Рисунок 3.17 - Принципиальная технологическая схема процесса дуалформинг

1 - действующие реакторы; 2 - действующие печи, 3 - новый реактор;

4 - регенератор; 5 - сырьевой насос; 6 - новая печь; 7 - новый теплообменник сырье/продукт; 8 - рециркуляционный компрессор;

9 - воздушный холодильник; 10 - сепаратор.

I - сырье; II - водородсодержащий газ; III - нестабилизированный катализат

Риформинг с движущимся слоем катализатора обеспечивает постоянно высокие выход бензина и значение октанового числа (до 105), а также максимальный выход водорода при малой жесткости процесса.

3.5.4 Установки каталитического риформинга для получения ароматических углеводородов

Прямогонные бензиновые фракции 62-105 °С (нафта) являются сырьем для получения бензола и толуола, а бензиновые фракции 105-140 °С - для ксилолов и этилбензола. Процесс проводится на установках, как с неподвижным слоем катализатора, так и с движущимся, но в более жестком режиме. Поскольку ароматизация углеводородов C_6 - C_7 происходит труднее, чем тяжелой части сырья, ужесточение режима достигается снижением давления и повышением температуры до 540 °С. Кроме того, имеется дополнительный реактор для гидрирования присутствующих в катализате непредельных углеводородов. Гидрирование проходит на алюмоплатиновом катализаторе, содержащем 0,1 %

платины. После стабилизации риформат поступает на блок экстракции и ректификации. В качестве растворителей применяют ди- и триэтиленгликоли, сульфолан, диметилсульфид, N-метилпирроллидон. Наиболее эффективными являются ди-, три- и тетраэтиленгликоли. (см. Рисунок 3.18)

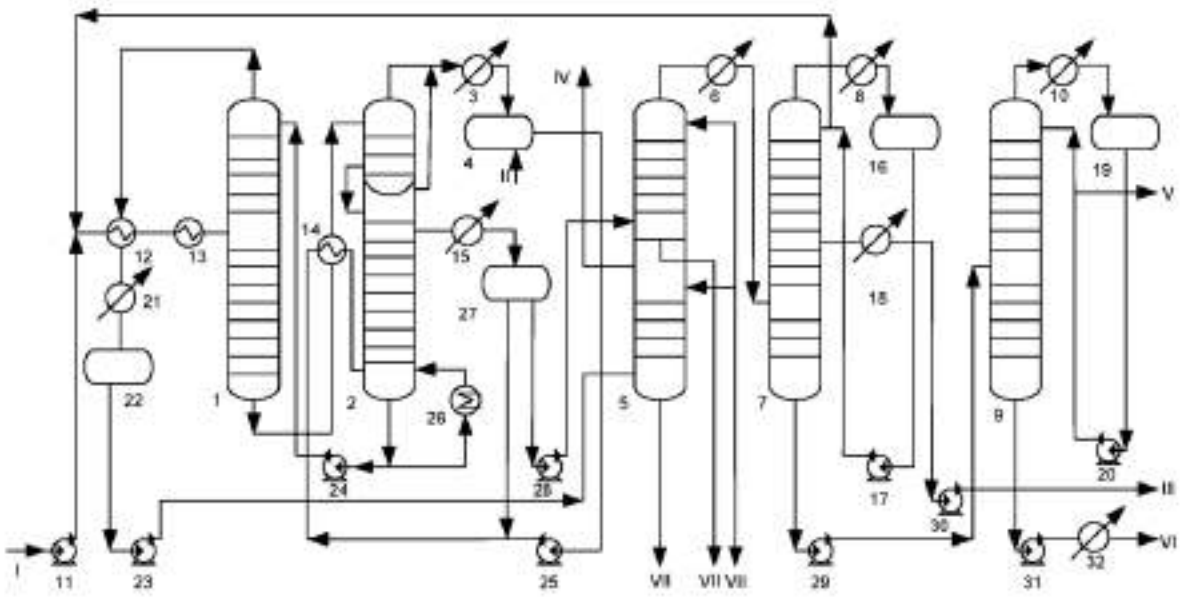


Рисунок 3.18 - Технологическая схема установки экстракции аренов из катализата фракции 62-105 °С диэтиленгликолем (ДЭГ):
1, 2, 5, 7, 9 - колонны; 3, 6, 8, 10, 15, 18, 21, 32 - холодильники;
4, 16, 19, 22, 27 - емкости; 11, 17, 20, 23, 24, 25, 28 - 31 - насосы;
12, 14 - теплообменники; 13 - пароподогреватель; 26 - кипятильник;
I - сырье; II - ДЭГ; III - бензол; IV - рафинат; V - толуол; VI - ксилольная фракция; VII - вода

Материальный баланс установки экстракции (в % на катализат риформинга) приведен ниже:

	фракция 62-105 °С	фракция 62-85 °С
Поступило:		
Сырье	100,0	100,0
Получено:		
Бензол	10,9	26,2
Толуол	16,5	3,5
Ксилол и этилбензол	4,5	-
Рафинат	66,6	68,5
Потери	1,5	1,8
Итого:	100,0	100,0

Возросшая потребность в полимерных материалах требует увеличения объема производства индивидуальных ароматических углеводородов. Для этого

на нефтеперерабатывающих заводах создаются специальные производства аренов. В их состав входят следующие секции:

а) секция риформинга бензиновой фракции 85-140 °С;

б) секция экстракции бензола и толуола;

в) секция деалкилирования толуола с получением бензола 85-90 % чистоты; деалкилирование проходит при температуре 666-755 °С, давлении 3 МПа, степень превращения сырья 93 %:

г) секция получения бензола и ксилолов путем реакции трансалкилирования; процесс протекает в среде циркулирующего водорода на платиновом катализаторе при температуре 500 °С, давлении 3 МПа;

д) секция выделения п-ксилолов из смеси суммарных ксилолов (процесс «парекс») путем адсорбции на цеолитах. В качестве десорбента применяется п-диэтилбензол чистотой 99 %. Температура адсорбции 170 °С, давление 2 МПа;

е) изомеризация смеси этилбензола и м-ксилола с получением о- и п-ксилолов на платиновом катализаторе в среде циркулирующего водородсодержащего газа с получением о- и п-ксилолов при температуре 400-445 °С и давлении 1,4-2,4 МПа;

ж) фракционирование аренов.

Обобщенный материальный баланс всех секций ароматических углеводородов, % (мас.) представлен ниже:

Поступило:		Получено:	
Сырье (фракция 85-140 °С)	100,0	Топливный газ	15,7
Водородсодержащий газ		2,0	
Нестабильная головка		5,9	
Бензол		14,2	
о-Ксилол		18,5	
п-Ксилол		18,5	
Ароматические углеводороды		1,1	
C_3 и выше		1,1	
Рафинат		23,1	
Потери		1,0	
Итого:		100,0	

3.5.5 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.34 - 3.36 представлены данные уровням потребления энергоресурсов, образующимся выбросам и отходам по процессу Каталитического риформинга, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

DRAFT

Таблица 3.34 - Потребление энергетических ресурсов установки Каталитического риформинга

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 2 000 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	147,3	12.1
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,181	0,0004
Удельное потребление топлива	т/т	0,17[1)]	0,0002
Охлаждающая вода	куб. м/т	53,9	7,9
Техническая вода	куб. м/т	55,6	0,0075
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.35 - Выбросы установки Каталитического риформинга

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	2	69,321	35,66
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		1,385	77	39,19
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0	688,421	344,21
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		1	53	27

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.36 - Отходы установки Каталитического риформинга

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Отработанные адсорбенты, фильтрационные материалы, обтирочные ткани	А	600000	1100000	184,2	264,5124	184,2	264,5124

3.6 Изомеризация

3.6.1 Общие сведения о процессе

Процесс изомеризации является одним из самых рентабельных способов получения высокооктановых и экологически чистых компонентов бензина. Он широко применяется в нефтепереработке для повышения октанового числа путем перегруппировки молекулярной структуры нормальных парафинов C_5-C_6 в их изомеры с более высоким октановым числом.

Изомеризат - ценнейший компонент товарного автобензина, так как не содержит бензола, ароматических углеводородов, сернистых соединений, олефиновых углеводородов, имеет высокое ОЧ по исследовательскому и моторному методу. Изомеризат характеризуется минимальной разницей (2-3 пункта) между октановыми числами по исследовательскому и моторному методам, поскольку изопарафины, в отличие от ароматических и непредельных углеводородов, имеют почти одинаковое октановое число по каждому из этих методов.

Современная установка изомеризации легких бензиновых фракций C_5-C_6 состоит из нескольких основных блоков: блока гидроочистки сырья, блока реакторов изомеризации с высокоактивным цеолитным или аморфным катализатором, блока стабилизации изомеризата, блоков выделения и рециркуляции низкооктановых углеводородов нормального строения, как непрореагировавших, так и содержащихся в исходном сырье.

Сырьем установок изомеризации могут быть легкий прямогонный бензин (нафта; начало кипения - 62 °С), бензин-рафинат (после экстракции аренов) и непосредственно фракция C_5-C_6.

Существует несколько схем процесса изомеризации, основанных на трех технологиях катализатора изомеризации, которые могут быть дополнительно разработаны для работы с рециркуляцией водорода или без нее, а также с рециркуляцией углеводородов или без нее. В общем, их можно разделить на две категории: «однократные углеводороды» или «вторичные углеводороды».

В конструкциях однократной изомеризации в установке изомеризации

ПРОЕКТ DRAFT

обрабатывается только свежее сырье. Октановое число, которое может быть достигнуто, составляет только около 77-80 RON при использовании катализатора на основе цеолита и 82-85 RON при использовании катализатора на основе хлорида. Можно ожидать конверсии в 80 %.

В конструкциях изомеризации рециркуляции углеводородов неконвертированные парафины с более низким октановым числом перерабатываются для дальнейшей конверсии. В зависимости от варианта рециркуляции рециркуляция может осуществляться с использованием обычных парафинов или метилгексанов и н-гексана. Полученное октановое число может достигать 92 RON в зависимости от состава сырья, конфигурации и используемого катализатора. Выход в изомерате составляет около 95-98 %, в зависимости от заданного октанового числа конечного потока.

В настоящее время используются три совершенно разных типа катализаторов изомеризации:

- промотированный хлодридом;
- цеолитный;
- катализаторы на основе сульфатированного диоксида циркония

Цеолитный катализатор работает при значительно более высоких температурах (250 - 280 °C и 15 - 25 бар) и более устойчив к загрязнителям, хотя полученные октановые числа ниже. Цеолитный катализатор используется в основном в тех случаях, когда продукт изомерата с более высоким октановым числом не оправдывает дополнительных капитальных затрат, необходимых для снижения загрязняющих веществ в сырье для хлоридно-глиноземного катализатора, или лучше подходит для установки дооснащения.

Высокоактивный катализатор, промотированный хлоридом, работает при относительно низкой температуре (130-180 °C и 30 бар) и дает самое высокое октановое число. Этот тип катализатора требует добавления небольших количеств органических хлоридов, которые превращаются в хлористый водород в реакторе для поддержания высокой активности. В таком реакторе сырье должно быть свободным от источников кислорода, включая воду, чтобы избежать проблем дезактивации и коррозии. Кроме того, этот катализатор очень чувствителен к сере, поэтому требуется глубокая десульфурация сырья до менее чем 0,5 промилле. Более низкие температуры реакции предпочтительнее более высоких температур, поскольку равновесное превращение в желаемые изомеры усиливается при более низких температурах.

После изомеризации легкие фракции фракционируются из потока продукта, выходящего из реактора, и затем направляются в топливный газ НПЗ или в установку утилизации легких фракций. В установке для однократной изомеризации углеводородов нижний поток стабилизатора после охлаждения продукта направляется в бензиновый пул. В конструкции изомеризации рециркуляции углеводородов нижний поток из стабилизатора подается в разделительную установку, которая представляет собой либо колонну деизогексанизатора, либо адсорбционную систему.

PROJECT DRAFT

В колонне деизогексанизатора может быть произведено разделение между диметилбутанами с более высоким октановым числом и метилпентанами с более низким октановым числом. Диметилбутаны и низкокипящиекомпоненты C_5 (продукт изомерата) отбираются сверху из колонны и направляются в бензиновый пул. Метилпентаны и обычный гексан отбираются в качестве боковой фракции с низа колонны и рециркулируются в реактор изомеризации. Нижний поток из деизогексанизатора представляет собой небольшое количество тяжелого побочного продукта, который направляется вместе с продуктом изомеризата в бензиновый пул или на установку каталитического риформинга, если нефтеперерабатывающий завод извлекает бензол в качестве химического сырья. Принцип адсорбции заключается в том, что непревращенные обычные парафины адсорбируются на молекулярном сите, в то время как изопарафины проходят через адсорбент. Десорбция происходит с помощью нагретого водородосодержащего газа из сепаратора или смеси бутана. Десорбент отделяют от чистого водородосодержащего потока рециркуляции в емкости сепаратора и возвращают в реактор изомеризации для дальнейшей конверсии.

Товарными продуктами изомеризации C_5-C_6 являются изопентановая и изогексановая фракции. Октановое число изопентановой фракции равно 89 (по моторному методу), а изогексановой, содержащей не более 1 % *n*-гексана, октановое число равно 78. Кроме того, на установке выделяют бутановую и гексановую фракции, а также углеводородный газ.

Различают низкотемпературную, среднетемпературную и высокотемпературную изомеризацию.

3.6.2 Низкотемпературная изомеризация на хлорированных (фторированных) алюмоплатиновых катализаторах

Процесс специально предназначен для каталитической изомеризации пентанов, гексанов и их смесей. Реакции протекают в присутствии водорода в неподвижном слое катализатора при рабочих условиях, способствующих изомеризации и препятствующих гидрокрекингу. Рабочие условия далеки от жестких, о чем свидетельствуют умеренное рабочее давление, низкая температура и низкое парциальное давление водорода. Области применения процесса включают повышение ОЧ и гидрирование бензола.

На рисунке 3.19 представлена технологическая схема процесса.

ПРОЕКТ DRAFT

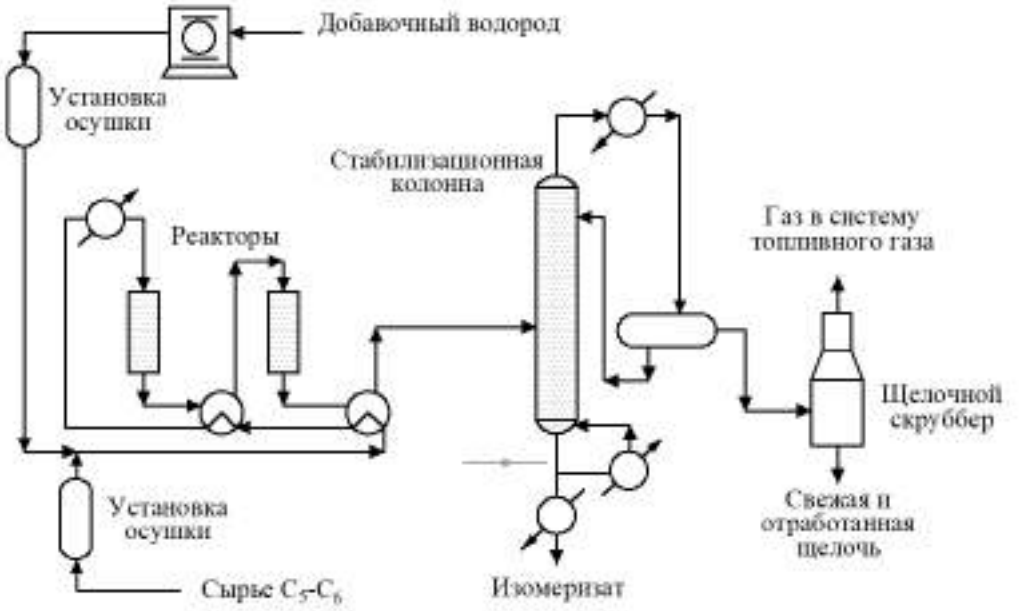


Рисунок 3.19 - Технологическая схема процесса.

Легкие бензиновые фракции поступают в один из двух аппаратов установки осушки. Аппараты заполнены осушителями на молекулярных ситах, которые поглощают влагу и тем самым защищают катализатор. После смешения с добавочным водородом сырье подогревается сначала путем теплообмена с продуктом реактора, а затем в подогревателе прямого нагрева, после чего поступает в реакторы. Обычно применяются два последовательно соединенных реактора.

Перед поступлением в стабилизационную колонну поток реактора охлаждается. Количество подаваемого водорода лишь незначительно превышает его химический расход. Добавочный водород, который может быть любой приемлемой чистоты, обычно поступает с установки каталитического риформинга. Для удаления HCI, образующегося из органических хлоридов, которые добавляются для поддержания активности катализатора, газообразный верхний продукт стабилизационной колонны отмывается раствором щелочи. После очистки газ поступает в систему топливного газа. Стабилизированный, изомеризованный жидкий нижний продукт колонны используется как компонент бензина.

3.6.3 Среднетемпературная изомеризация на цеолитных катализаторах

Сырье

Важное значение имеет состав сырья, поскольку он определяет рабочие условия процесса изомеризации. Так как бутаны не подвержены изомеризации на цеолитсодержащих катализаторах, идеальное сырье имеет низкое содержание бутанов, что позволяет уменьшить производительность установки. Парафины C_{7+} крекируются и гидрируются в пропан и бутаны, что вызывает нежелательное снижение выхода целевого продукта. Для эффективной работы установки, что

ПРОЕКТ ДКА

подразумевает высокий выход изомеризата, и предотвращения преждевременного закоксовывания катализатора содержание C_{7+} в сырье не должно превышать 5 %. Соотношение н- C_5/ИЗО-C_5 должно быть как можно выше. Это способствует увеличению прироста

Катализаторы

Цеолитный катализатор представляет собой платину, нанесенную на цеолит (морденит). Этот катализатор не требует использования галогена в качестве активатора или промотора. Катализатор работает при 250-270 °С и рабочем давлении 1,8-3,5 МПа (избыт.). На цеолитных катализаторах изомеризации получается продукт с более низким октановым числом, чем на хлорированном катализаторе на основе окиси алюминия. Однако, как и все цеолитные катализаторы, они обладают повышенной устойчивостью к воздействию серы, воды, азота и легко восстанавливаются после проведения регенерации. Продолжительность межрегенерационного пробега 2-3 года.

Сырье подвергают гидроочистке до содержания серы 0,001 %. Схема установки среднетемпературной изомеризации бензиновой фракции начало кипения 62 °С представлена на рисунке 3.20.

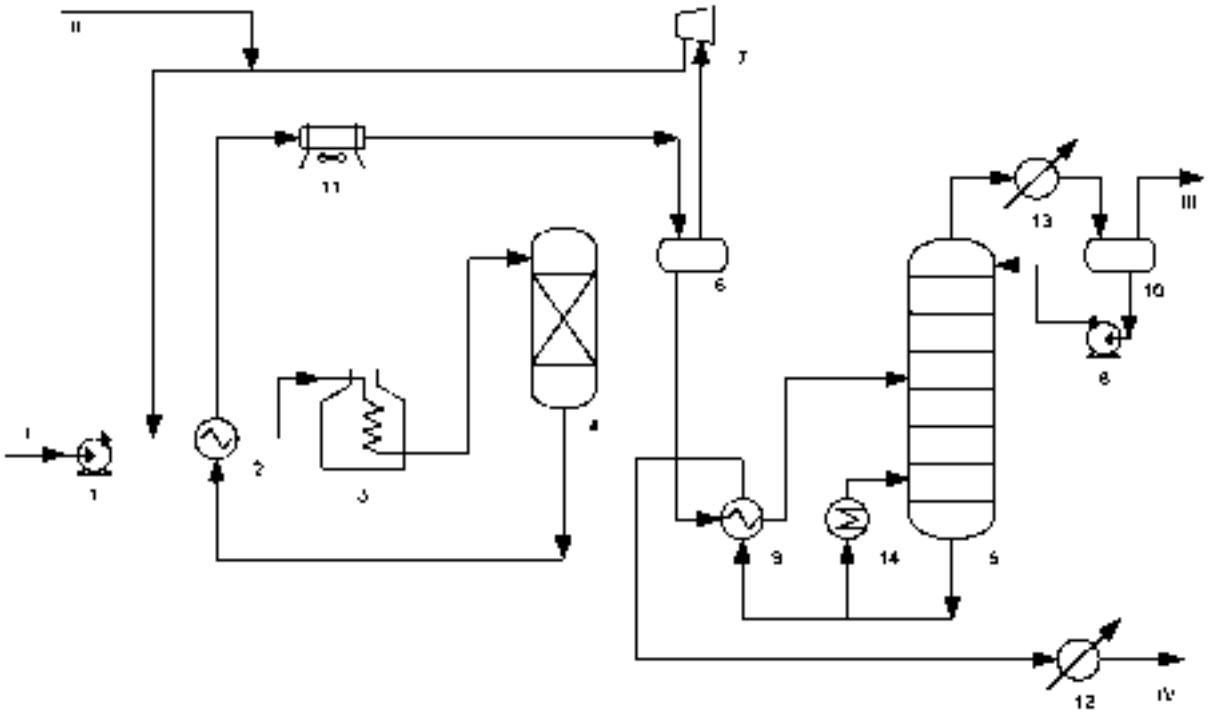


Рисунок 3.20 - Схема среднетемпературной изомеризации бензиновой фракции начало кипения 62°С на цеолитном катализаторе:
1, 8 - насосы; 2, 9 - теплообменники; 3 - печь; 4 - реактор;
5 - стабилизационная колонна; 6 - сепаратор; 7 - компрессор; 10 - емкость;
11 - аппарат воздушного охлаждения; 12, 13 - холодильники; 14 - кипятильник;
I - Бензиновая фракция нк - 62°С; II - водород; III - отходящие газы; IV - изомеризат

Бензиновую фракцию начало кипения 62 °С насосом 1 подают на смешение

RAFT

с водородом, нагревают в теплообменнике 2 и печи 3 до температуры реакции (230-280 °С) и подают в реактор 4.

Продукты реакции охлаждают в теплообменнике 2 и аппарате воздушного охлаждения 11, подают в сепаратор 6, где отделяют водородсодержащий газ. Изомеризат направляют в стабилизационную колонну 5, откуда после стабилизации и охлаждения в аппаратах 9 и 12 выводят с установки. Если необходимо получать отдельно изопентан и изогексан, то его подают на блок ректификации (см. п. 1.4 - высокотемпературная изомеризация). Этот блок предназначен также для возвращения непрореагировавших *n*-пентана и *n*-гексана в сырье. С верха колонны 5 выводят отходящие легкие углеводороды, часть которых после конденсации и охлаждения возвращают насосом 8 в колонну 5 в качестве орошения. Среднетемпературная изомеризация сдает свои позиции в пользу низкотемпературной из-за большей энергоемкости и худшего качества изомеризата.

3.6.4 Высокотемпературная изомеризация на алюмоплатиновых катализаторах, промотированных хлором (фтором)

Для процесса высокотемпературной изомеризации характерны невысокие выход изомеризата и октановое число продукта, что резко сужает ее применение в промышленности. В настоящее время эта технология практически не применяется.

Основные параметры процесса высокотемпературной изомеризации парафиновых углеводородов C_5 и C_6 представлены в таблице 3.37.

Таблица 3.37 - Основные параметры процесса высокотемпературной изомеризации парафиновых углеводородов C_5 и C_6

Показатель	Значение
Температура, °С	380-450
Давление, МПа	3-4
Выход изомеризата, % (об.)	91
Октановое число (по исследовательскому методу) за проход	74-76

Описание технологической схемы

Схема установки высокотемпературной изомеризации представлена на рисунке 3.21.

ПРОЕКТ DRAFT

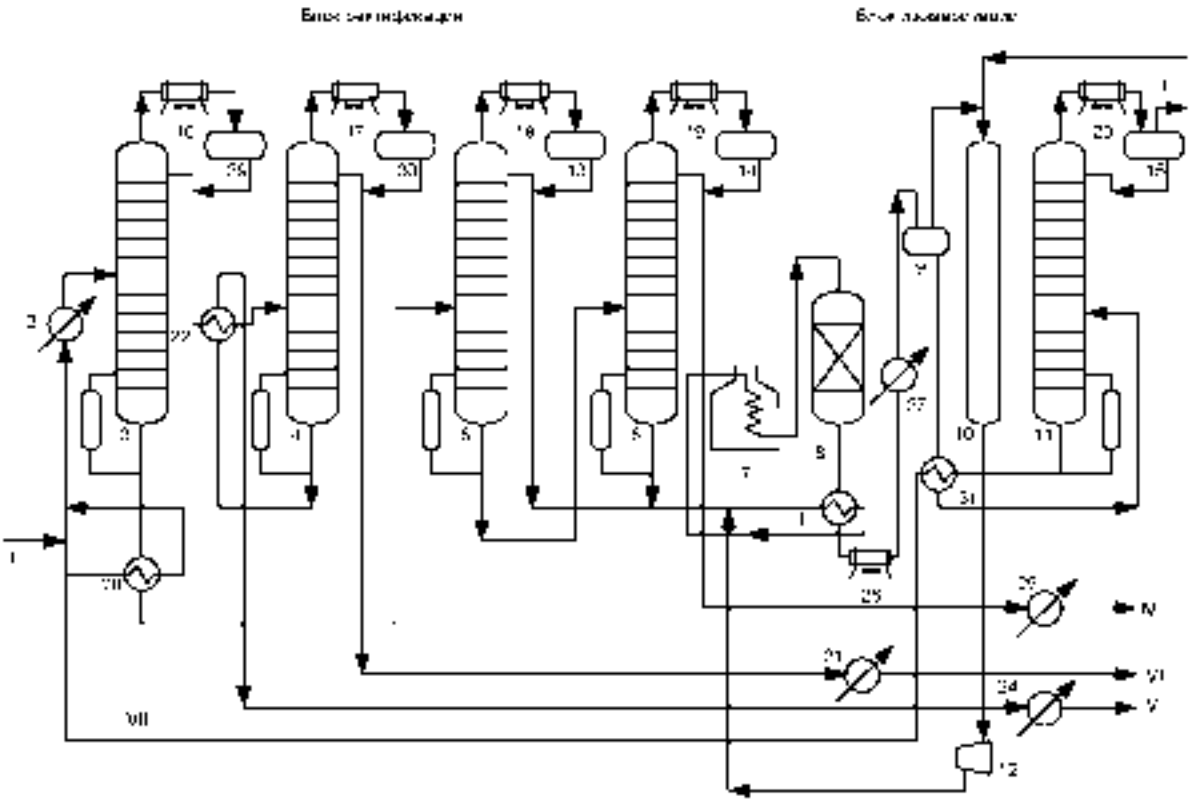


Рисунок 3.21 - Схема установки высокотемпературной изомеризации
1, 22, 28, 31 - теплообменники; 2, 21, 24, 25, 27 - холодильники; 3 - изопентановая колонна; 4 - бутановая колонна; 5 - пентановая колонна; 6 - изогексановая колонна; 7 - печь; 8 - реактор; 9 - сепаратор; 10 - адсорбер; 11 - стабилизационная колонна; 12 - компрессор; 13, 14, 15, 29, 30 - емкости; 16, 17, 18, 19, 20, 26 - аппараты воздушного охлаждения;
I - сырье; II - свежий водородсодержащий газ; III - углеводородный газ; IV - изогексан; V - изопентан; VI - бутаны; VII - стабильный изомеризат

Сырье нагревают в теплообменнике 2, подают в изопентановую колонну 3, где смесь свежего сырья и стабильного изомеризата разделяют на смесь бутана с изопентаном (выходит с верха колонны) и смесь *n*-пентана с гексанами (выходит с низа колонны). В бутановой колонне 4 отделяют целевой изопентан от бутанов. С низа колонны 4 целевую изопентановую фракцию откачивают насосом через теплообменник 22 и холодильник 24 в емкость. Головной погон (бутаны после конденсации в аппарате воздушного охлаждения 17) частично подают на орошение, а балансовое количество отводят с установки. Смесь *n*-пентана и гексанов с низа колонны 3 проходит через теплообменник 28 и поступает в колонну 5, где *n*-пентан отделяют от гексанов.

Далее смесь гексанов с низа пентановой колонны 5 подают в изогексановую колонну 6, где изогексан выделяют с верха колонны, охлаждают в аппарате воздушного охлаждения 19, отделяют от примесей в емкости 14, частично для орошения возвращают в колонну 6, а балансовое количество выводят с

ПРОЕКТ

установки.

Фракции *n*-пентана и *n*-гексана смешивают с ВСГ от компрессора 12, подогревают в теплообменнике 1 и в печи 7 и подают в реактор 8, заполненный катализатором. В начале пробега температура в реакторе 380 °С, а в конце, вследствие некоторой дезактивации катализатора, она поднимается до 430-450 °С.

Газопродуктовую смесь, вышедшую из реактора, охлаждают в теплообменнике 1 и в холодильниках 26 и 23, после чего направляют в сепаратор 9. Из аппарата 9 выводят циркулирующий ВСГ, который смешивают со свежим газом, подвергают осушке цеолитами в адсорбере 10, а затем возвращают во всасывающую линию компрессора 12. Сжатый водородсодержащий газ смешивают с сырьем.

Нестабильный изомеризат из сепаратора 9 направляют через теплообменник 32 в стабилизационную колонну 11, в верх которой уходят углеводороды C_3 - C_4, а вниз - стабильный изомеризат, который подают на смешение с сырьем и далее в колонну 3. Периодически, один раз в 5 - 6 месяцев, катализатор подвергают окислительной регенерации.

В зависимости от углеводородного состава бензиновой фракции начало кипения 62 °С октановое число изомеризата будет колебаться от 80 до 90 по моторному методу. ОЧ (м.м.) изопентана (2-метилбутана) равно 90,3, *n*-гексан имеет ОЧ (м.м.) всего 26, а его изомеры характеризуются ОЧ (м.м.):

- Метилпентан - 73,5;
- Метилпентан - 74,5;
- Диметилбутан - 93,4;
- Диметилбутан - 94,3.

Материальный баланс

В таблице 3.38 представлен материальный баланс установки высокотемпературной изомеризации.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.38 - Материальный баланс установки высокотемпературной изомеризации

Показатель	% мас.
Поступило:	
Фракция н.к. - 62	100
Водородсодержащий газ	0,8
в том числе водород	0,22
Всего:	100,8
Получено:	
Углеводородный газ	1,6
Сжиженный газ	16,8
Изомеризат (компонент автомобильного бензина)	82,4
В том числе:	
изопентановая фракция	53,4
изогексановая фракция	22,1
гексановая фракция	6,9
Всего	100,8

3.6.5 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.39 - 3.41 представлены данные потреблению энергетических ресурсов, образовавшимся выбросам, сточным водам и отходам по процессу изомеризации, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.39 - Потребление энергетических ресурсов установки изомеризации

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 600 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	30	13,691
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,6	0,3
Удельное потребление топлива	т/т	0,2*	0,1*
Оборотная вода	$м^3$/год	350	50
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

ПРОЕКТ РК

Таблица 3.40- Выбросы установки изомеризации

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	2	4	3
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		10	26	18
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0	0	0
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		41	60	50

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.41 - Отходы установки изомеризации

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Отработанный адсорбент (очиститель газа)	G	100 000	600 000	6,6177	8,0883	6,6177	8,0883
Отработанный адсорбент (молекулярные сита)	G	100 000	600 000	22,0032	26,8928	22,0032	26,8928
Отработанный утилизируемый катализатор (процесса Penex)	G	100 000	600 000	95,895	117,205	95,895	117,205
Отработанный катализатор (метанирования)	G	100 000	600 000	3,663	4,477	3,663	4,477
Остатки упаковочных материалов	A	100 000	600 000	4,5	5,5	4,5	5,5
Отработанная керамическая насадка	G	100 000	600 000	16,2	19,8	16,2	19,8

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
(Шары керамические)							
Отходы резинотехнических изделий	G	100 000	600 000	11,25	13,75	11,25	13,75

ПРОЕКТ DRAFT

3.7 Висбрекинг и другие термические технологические процессы

3.7.1 Общие сведения о процессе

Назначение. Процесс в основном используют для снижения вязкости тяжелых нефтяных остатков с целью получения компонента стабильного котельного топлива. Он проводится при давлении 1-5 МПа и температуре 430-500°С.

Висбрекинг может проводиться также и для получения газойля - сырья для процессов каталитического крекинга и гидрокрекинга.

Таким образом, учитывая рост объемов переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков, висбрекинг предоставляет возможность экономичного превращения сырья в дополнительное количество дистиллятов.

Существуют две принципиальные разновидности процесса висбрекинга - печной висбрекинг, который проводится в нагревательно-реакционной печи при температуре 480-500 °С и времени пребывания сырья в зоне реакции 1,5-2,0 мин. и висбрекинг с выносной реакционной камерой (сокинг-камерой), который осуществляется при температуре 430-450 °С и времени реакции 10-15 мин. Технология висбрекинга с выносной реакционной камерой имеет преимущества по сравнению с печным висбрекингом: большая продолжительность межремонтного пробега, меньшее потребление топлива и электроэнергии, меньшие капитальные затраты, более высокая управляемость процесса при эксплуатации за счет возможности регулирования двух переменных - давления в сокинг-камере и температуры в печи.

Конверсия сырья в процессе - невысокая (14-30 % от исходного сырья), отбор светлых нефтепродуктов из гудрона не превышает 5-20 %, а из мазута - 16-22 %. Тем не менее, этот процесс вносит определенный вклад в углубление переработки нефти.

Сырье и продукты. Сырьем обычно является гудрон (> 500 °С), тяжелые нефтяные остатки, вязкость которых при 80 °С составляет сотни сСт, но может превышать 1000. Газы и бензин висбрекинга обладают теми же свойствами, что газы и бензин термического крекинга. Легкий газойль (если выводится) также обладает свойствами легкого газойля термического крекинга. Остаток вместе с легким газойлем используется как котельное топливо, его вязкость соответствует вязкости товарного котельного топлива (не более 7-11 сСт при 80°С). В некоторых случаях остаток разделяют в вакуумном испарителе на легкий, тяжелый и вакуумированный крекинг- остаток. В этом случае примерно две трети газойлей висбрекинга смешивают с отпаренным в вакууме остатком висбрекинга, чтобы получаемое топливо соответствовало требованиям европейских спецификаций. При этом следует отметить, что процесс висбрекинга снижает вязкость гудрона в десятки раз. Однако следует отметить, что гудроны сернистых нефтей в результате висбрекинга дают котельные топлива с не меньшим содержанием серы, чем в исходном гудроне. Сжигание такого топлива без смешения его с менее сернистым недопустимо, т.к.

ПРОЕКТ DRAFT

сопровождается отравлением атмосферы сернистым ангидридом.

На рисунке 3.22 представлена схема установки висбрекинга гудрона с выносной камерой (сокинг - камерой).

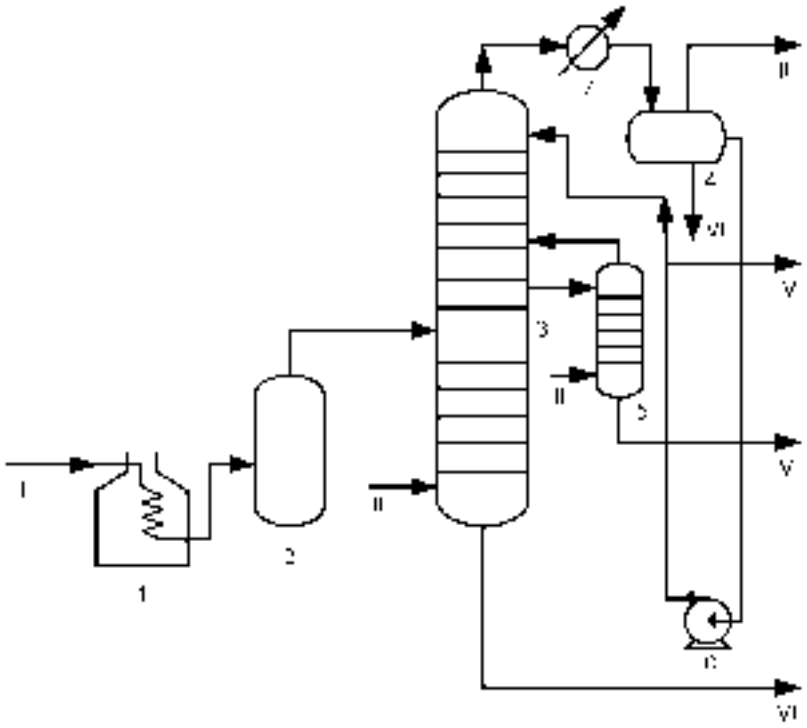


Рисунок 3.22 - Технологическая схема установки висбрекинга с выносной камерой:
1 - печь; 2 - выносная камера; 3 - ректификационная колонна; 4 - сепаратор; 5 - отпарная колонна; 6 - насос; 7 - холодильник; I - Сырье; II - Пар; III - Газ; IV - Бензин; V - Легкий газойль; VI - Остаток; VII - вода

Подогретое остаточное сырье подается в печь 1, где нагревается до температуры 430-500 °С и далее поступает в выносную камеру 2. Продукты крекинга направляются во фракционирующую колонну 3, работающую при атмосферном давлении. Далее после разделения в сепараторе 4 получают газ и бензин, после отпарной колонны 5 - легкий газойль и остаток, который можно использовать в качестве котельного топлива. Бензин и легкий газойль после облагораживания используют в качестве компонентов товарных нефтепродуктов. Имеются схемы получения вакуумного газойля после вакуумной колонны (на рисунке 3.22 вакуумная колонна не показана).

Материальный баланс. Ниже приведен материальный баланс висбрекинга гудрона с получением легкого газойля (I) и без получения легкого газойля (II):

ПРОЕКТ

	I	II
Приход, % мас.		
Гудрон	100,0	100,0
Всего	100,0	100,0
Получено, % мас.		
Углеводородный газ	2,3	2,3
Нафта C_5-C_6	1,4	3,0
Бензин (C_7 - 185°C)	4,7	6,7
Легкий газойль (185 - 371°C)	10,7	-
Остаток	80,9	88,0
Всего	100,0	100,0

Процесс висбрекинга является одним из востребованных в мире процессов, так как позволяет превратить гудрон в топочный мазут заданной вязкости и, этим снижается использование дизельных фракций в качестве разбавителя гудрона.

Для улучшения показателей процесса в сырье вводят различные поверхностно-активные добавки, снижающие образование и осаждение кокса в змеевиках печи и остаточном продукте, пенообразование в колонне и коррозию в холодильном оборудовании.

3.7.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Выбросы в атмосферу

Выбросы в атмосферу от висбрекинга включают выбросы от сжигания топлива в печах, вентиляционные газы и неорганизованные выбросы. Во фракционирующей колонне образуется кислые водные стоки.

Полученный газ содержит H_2S и должен быть подвергнут дальнейшей обработке. Сероводород и меркаптаны выделяются из потока кислых вод из обратных холодильников. Углеводороды выпускаются из сбросов давления в сосудах с обратным холодильником, при хранении и погрузочно-разгрузочных операциях, разливах и сбросах сточных вод. Выбросы твердых частиц происходят во время операций по очистке печи примерно два раза в год.

Технологические сточные воды

Верхний газ фракционирующей колонны частично конденсируют и накапливают в верхней емкости для разделения на три фазы: поток углеводородного газа, поток жидких углеводородов и поток кислых вод. Поток кислой воды следует направлять в очиститель кислых стоков.

В таблицах 3.42 - 3.44 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, образовавшимся выбросам, сточным водам и отходам по процессу висбрекинга, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Европейского Союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «ПКОП» - Установка легкого термического крекинга гудрона (висбрекинга)).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.42 - Потребление энергетических ресурсов установки висбрекинг

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	733334	256916
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	5,515	8,134
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0305	0,0439
Удельное потребление топлива	т/ч	1,3	1,9
Охлаждающая вода	т/ч	4	8
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.43- Выбросы установки висбрекинг

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	57,32	145,17	101
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		2,87	7,26	10
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,73	28,59	29
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		1,54	45,79	47

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.44 - Отходы установки висбрекинг

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешламы	А	256916	733334	61,1	96,8	61,1	96,8

ПРОЕКТ DRAFT

3.8 Этерификация

Ряд химических веществ (в основном спирты и эфиры) добавляются в моторные топлива либо для повышения, либо для соблюдения экологических требований. С 1970-х годов в бензин стали добавлять спирты (метанол и этанол) и эфиры для повышения октанового числа, снижения образования монооксида углерода и уменьшения атмосферного озона из-за более низкой реакционной способности образующихся в результате выбросов ЛОС. Повышение октанового числа стало одним из факторов поэтапного отказа от свинца в качестве добавки к топливу, как того требует программа Auto-Oil I. В результате в настоящее время в бензин добавляется ряд различных эфиров, которые лучше отвечают как новым требованиям к кислороду, так и предельным значениям давления паров. Наиболее распространенными эфирами, используемыми в качестве добавок, являются метил-третичный бутиловый эфир (МТБЭ), этил-третичный бутиловый эфир (ЭТБЭ) и третичный амилметиловый эфир (ТАМЕ). Некоторые НПЗ производят собственные запасы этих эфиров.

Производство МТБЭ

На рисунке 3.23 показан пример упрощенной технологической схемы установки МТБЭ. Поток подачи охлаждается перед входом в верхнюю часть первичного реактора. Катализатор смолы в первичном реакторе представляет собой неподвижный слой мелких шариков. Реагенты стекают вниз через слой катализатора и выходят из нижней части реактора. Сточные воды из первичного реактора содержат эфир, метанол и непрореагировавший изоолефин и, как правило, некоторые парафины из исходного сырья. Значительное количество сточных вод охлаждается и рециркулируется для регулирования температуры реактора. Чистый сток поступает в ректификатор с секцией, содержащей катализатор, или во второй реактор. Эфир выводится в качестве нижнего продукта, и непрореагировавшие пары спирта и пары изоолефинов поступают в реакцию катализатора для превращения в эфир. В процессе обычно образуется поток эфира и относительно небольшой поток непрореагировавших углеводородов и метанола. Метанол экстрагируют при промывке водой, и полученную смесь метанола с водой перегоняют для извлечения метанола для рециркуляции. Избыток метанола и непрореагировавшие углеводороды отбираются в качестве чистого продукта с верха колонны и подаются в колонну для извлечения метанола. В этой колонне избыток метанола извлекается при контакте с водой. Полученную смесь метанола и воды перегоняют для извлечения метанола, который затем рециркулируют в первичную реакцию.

PROJECT DRAFT

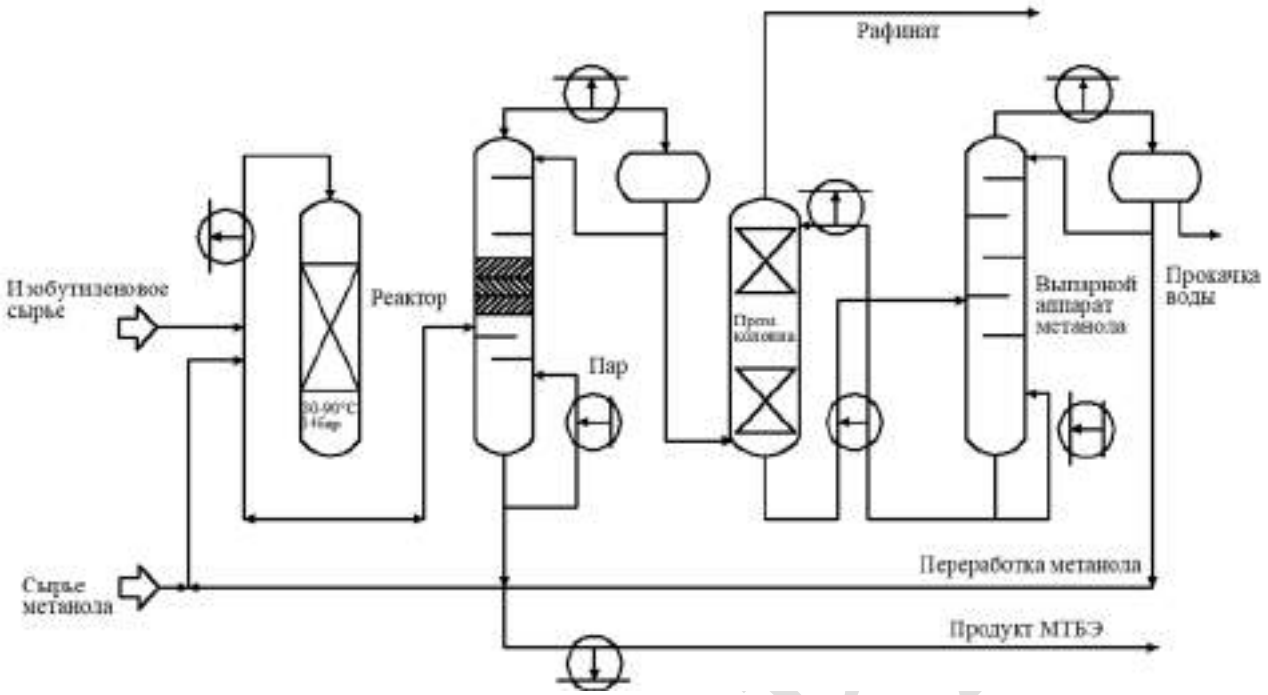


Рисунок 3.23 – Упрощенная технологическая схема процесса производства МТБЭ

Процесс производства ЭТБЭ

Установка МТБЭ способна производить ЭТБЭ с незначительными модификациями и устранением узких мест (увеличение производительности колонны и охладителя, повышение нижней температуры в каталитической колонне, изменение верхней и нижней температуры в колонне этанола/воды).

3.8.1 Установка этерификации легкой нафты каталитического крекинга ТАМЭ

Процесс производства ТАМЭ

В этом процессе изоамилены C_5 отделяются от потока легких фракций каталитического крекинга (LCCS) из установки FCC и подвергаются каталитической реакции с метанолом в присутствии водорода с образованием TAME (Трет-амил-метиловый эфир). Основными этапами производства «ТАМЭ» являются удаление пентана, улавливание, реакция и очистка. На рисунке 3.25 представлена упрощенная схема производства «ТАМЭ».

Удаление C_5 достигается дистилляцией (депентанизацией) сырья LCCS. Верхние погоны конденсируются, а углеводороды возвращаются в виде флегмы, а газы направляются в систему дымовых газов нефтеперерабатывающего завода. Боковой поток AC_5 выводится из колонны в качестве сырья для установки «ТАМЭ». Жидкости из нижней части колонны (C_{6+}) направляют на повторное смешивание с конечным продуктом из установки «ТАМЭ».

Затем поток C_5S очищают для удаления каталитических ядов, пропуская его через ионообменную смолу для удаления основных соединений азота, например аммиака, и любых металлических загрязнений. Подача водорода также

очищается для удаления любых кислотных компонентов. Сырье, содержащее впрыснутый метанол и водород, подается в секцию реактора. Водород используется для превращения диенов в моноолефины и предотвращения образования смол во время реакции. Это происходит на ионообменной смоле, пропитанной палладием, и изоамилены превращаются в ТАМЭ.

Поток продукта ТАМЭ очищают фракционной перегонкой, промывкой и фазовым разделением. Верхний погон фракционирующей колонны проходит в орошающий барабан с газовой фазой низкокипящих углеводородов (C_1, C_2, C_4 и т.д.) Вместе с непрореагировавшим водородом перед сбросом в топливный газ НПЗ или в факел.

Остаточный продукт бензина ТАМЭ с небольшим количеством метанола охлаждают и смешивают с оборотной водой из установки для извлечения метанола, затем направляют в отстойник для разделения фаз. Бензиновая фракция ТАМЭ из этого продукта смешивается с потоком C_{6+} кубового остатка депентанизатора и направляется на хранение. Фракция метанол/вода рециркулирует в загрузочный барабан установки для регенерации метанола.

Метанол регенерируется путем перегонки в общем перегонном кубе, при этом метанол из головного погона конденсируется и передается в буферное хранилище для рециркуляции на завод ТАМЭ или для других целей. Донные остатки в основном представляют собой воду с некоторыми загрязнителями и обычно рециркулируют с продувкой до очистки сточных вод, чтобы избежать накопления муравьиной кислоты. (см. Рисунок 3.24)

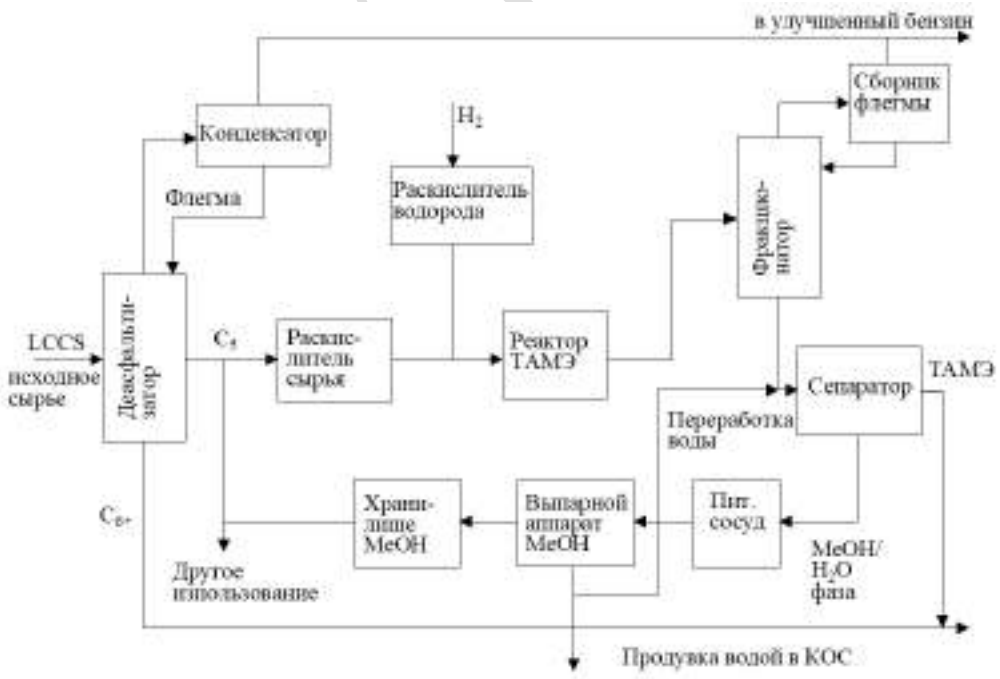


Рисунок 3.24 – Упрощенная технологическая схема производства ТАМЭ.

Назначение секции этерификации легкой нафты каталитического крекинга «ТАМЭ» заключается в превращении в ТАМЭ большинства изоамиленов, содержащихся во фракции LCCS (в основном, фракция C_5) из секции «Prime G+»

(секция 0700), путем присоединения метанола на катионообменных смолах.

Основные свойства ТАМЭ:

- ИОЧ среднее 114
- МОЧ среднее 98
- Кислород, мас. % 15,7
- ДНП смеси, бар 0,25
- Растворимость в воде, масс.% 1,1

3.8.3Текущие уровни выбросов и потребления

Реакция этерификации является экзотермической, поэтому охлаждение до надлежащей температуры реакции имеет решающее значение для достижения оптимальной эффективности преобразования. Метанол необходим для производства эфиров.

Выбросы в атмосферу

Возможные выбросы углеводородов в воздух происходят из-за сбросов давления на сосудах, барабане верхнего погона колонны депентанизатора и орошении ректификационной колонны, установке метанола, пароотводных каналах на поглотителях и катализаторе реактора.

Сточные воды

Потенциальные выбросы углеводородов, метанола и простых эфиров в воду происходят из-за разливов и утечки воды три рекуперации метанола. Некоторые компоненты, которые могут быть обнаружены в этой сточной воде - это метанол (этанол), простые эфиры и муравьиная кислота (уксусная кислота).

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Образование твердых отходов

Образующиеся отходы представляют собой использованный катализатор/смолу без возможности регенерации. Каждые два года катализатор следует менять и пропаривать до факела перед утилизацией. Катализатор рециркулируют для восстановления содержания в нем палладия. Некоторые усилия по переработке смолы не увенчались успехом.

В таблицах 3.45 и 3.46 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов и образовавшимся отходам процессу этерификации, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - Установка этерификации легкой нафты каталитического крекинга «ТАМЕ»). Выбросы от установки этерификации могут быть только от неорганизованных источников.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.45 - Потребление энергетических ресурсов в процессе этерификации

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 350000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	20	10,62
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,8	0,32
Удельное потребление топлива	т/т	0,62[1)]	0,47
Охлаждающая вода	т/ч	360,7	273,1
Техническая вода	т/ч	9,84	7,74
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.46 - Отходы от процесса этерификации

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Используемый катализатор	G	200000	350000	6,938	288,6	6,938	288,6
Железистый шлак и остаток ртути	A	200000	350000	0,01	0,03	0,01	0,03

ПРОЕКТ DRAFT

3.9 Каталитический крекинг

3.9.1 Общие сведения о процессе

Каталитический крекинг является важнейшим крупнотоннажным процессом переработки нефти. Мировая мощность построенных установок крекинга составляет более 770 млн т/год. Сырьем процесса служит прямогонный и гидроочищенный вакуумный дистиллят (фр. 350-550 °С), а также мазут, как в смеси с более легким сырьем, так и отдельно.

Основными продуктами процесса являются:

1) пропан-пропиленовая и бутан-бутиленовая фракции с содержанием олефинов более 60 % масс - сырье для нефтехимического синтеза и производства пластмасс;

2) бензиновая фракция (НК-220 °С) - высокооктановый компонент автобензинов (октановое число свыше 92 п. по ИМ);

3) легкий газойль (фракция 220-270 °С) - компонент дизельного топлива, флотореагент;

4) тяжелый газойль (фракция 270-420 °С) - сырье для производства нефтяного кокса и технического углерода.

В настоящее время во всем мире работает ряд различных установок каталитического крекинга, включая реакторы с неподвижным слоем, реакторы с подвижным слоем, реакторы с псевдоожиженным слоем и прямоточные установки. Реакторы с псевдоожиженным и подвижным слоем на сегодняшний день являются наиболее распространенными типом установок на НПЗ.

Несмотря на разнообразие используемых установок, общая схема процесса для них практически не отличается. Основные отличия состоят в конструкции реакторнорегенераторного блока.

Установки ФКК на сегодняшний день являются наиболее распространенными в мире.

Установка ФКК состоит из трех отдельных секций: реакторно-регенераторный блок с воздушным компрессором и котлом-утилизатором, основная ректификационная колонна с компрессором жирного газа и газофракционирующая установка непредельных газов. Упрощенная схема показана на рисунке 3.25.

В процессе установки ФКК нефть и нефтяные пары, предварительно нагретые до 250-425 °С, в прямоточном реакторе вступают в контакт с горячим катализатором при температуре 680-730 °С. Для усиления испарения и последующего крекинга сырье распыляют паром. Процесс крекинга происходит при температуре 500-540 °С и давлении 1,5-2,0 кгс/см^2. Большинство катализаторов, используемых в каталитическом крекинге, содержат цеолиты с металлами и редкоземельными элементами на алюмооксидной матрице и бентонитовой глине. Мелкозернистый гранулированный катализатор хорошо смешивается с испаренным сырьем. Псевдосжиженный слой катализатора и вступившие в реакцию пары углеводородов механически разделяются в

PROJECT DRAFT

(двухступенчатых) циклонах. Любые углеводороды, оставшиеся на катализаторе, удаляются отгонкой паром. Количество катализатора, рассеянного в виде мелкой пыли в циклонах реактора и регенератора, уравновешивается добавлением свежего катализатора.

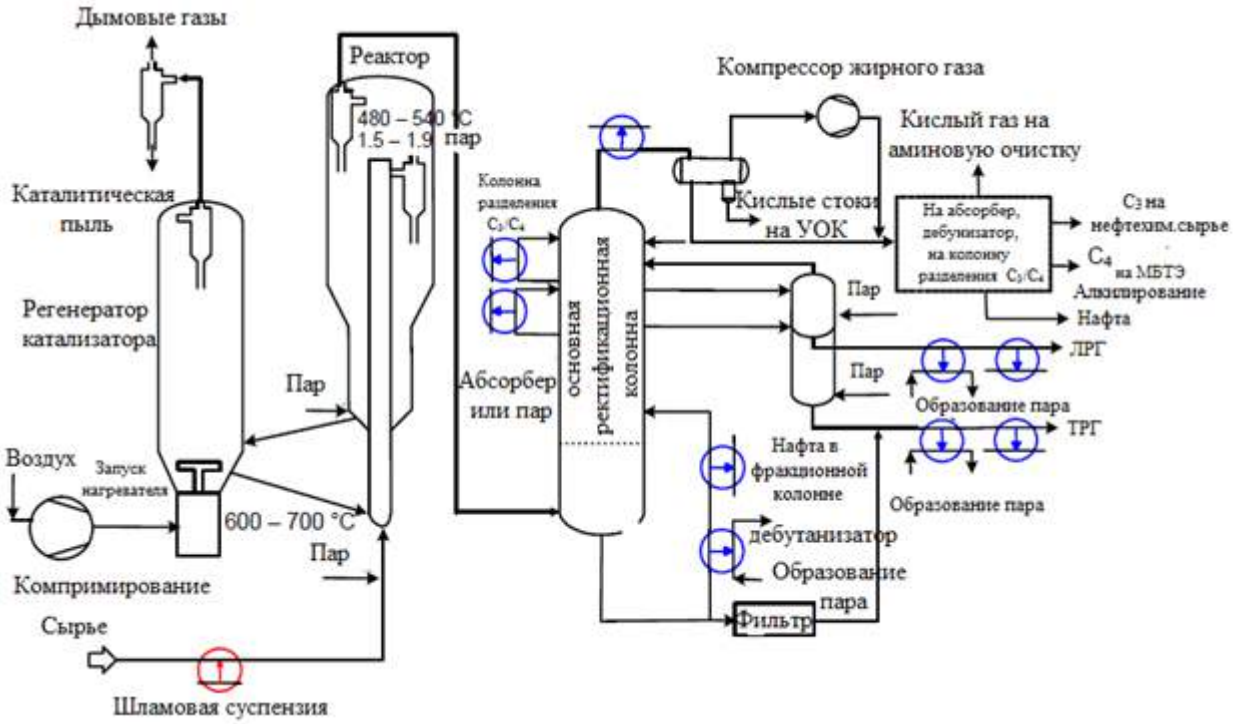


Рисунок 3.25 –Упрощенная технологическая схема флюид каталитического крекинга

Каталитический крекинг остаточного сырья (RCC) происходит также как и процесс флюид каталитического крекинга. Из-за повышенного отложения кокса на катализаторе в результате переработки более тяжелых фракций сырья, для сохранения температурного равновесия вокруг регенератора необходимо применять дополнительные меры, чтобы охладить катализатор. Поскольку тяжелые фракции сырья обычно имеет повышенное содержание металлов, особенно Ni и V, это снижает активность катализатора. Поэтому его необходимо непрерывно извлекать и заменять новым. Увеличенная частота замены катализатора приводит к его быстрому уносу, из-за мелких частиц, присутствующих в свежем катализаторе, а также из-за пыли, образующейся при истирании. В результате этого увеличиваются выбросы взвешенных веществ из регенератора. Это следует учитывать при выборе метода борьбы с твердыми частицами, присутствующих в дымовых газах.

ПРОЕКТ

3.9.2 Сущность процесса каталитического крекинга и фракционирования продуктов

Сущность процесса каталитического крекинга основана на расщеплении высокомолекулярных компонентов вакуумного газойля на более мелкие молекулы в присутствии микросферического цеолитсодержащего катализатора при высокой температуре.

Постадийно процесс каталитического крекинга может быть представлен следующим образом:

1) поступление сырья к поверхности катализатора;
2) диффузия сырья в поры катализатора;
3) хемосорбция на активных центрах катализатора;
4) химическая реакция на поверхности катализатора;
5) десорбция продуктов крекинга и не прореагировавшей части сырья с поверхности катализатора и частично из внутренних пор за счет отпарки водяным паром;
6) вывод продуктов реакции на последующую ректификацию.

Реакции каталитического крекинга подразделяют на первичные, относящиеся к превращению молекул исходного сырья, и вторичные, в которых участвуют продукты реакции. К наиболее важным первичным и вторичным реакциям, протекающим при каталитическом крекинге, относятся следующие:

Крекинг парафинов с образованием алифатических углеводородов меньшей молекулярной массы:

Олефин + Парафин

Парафин → - Олефин + Олефин + Парафин

Олефин + Олефин + H_2

Крекинг нафтенов с образованием олефинов:

Нафтен → Олефин + Олефин

Нафтен → Циклогексан + Олефин

Деалкилирование алкилароматических углеводородов:

Алкилароматический углеводород → Ароматический углеводород + Олефин

Расщепление боковых цепей алкилароматических углеводородов:

Алкилароматический углеводород → Ароматический с боковой олефиновой цепью + Парафин

Крекинг олефинов с образованием олефинов меньшей молекулярной массы:

Олефин → Олефин + Олефин

Изомеризация:

Олефин → Изоолефин

Парафин →Изопарафин

n-Ксилол → о-Ксилол + m-Ксилол

ПРОЕКТ DRAFT

Перераспределение алкильной группы между двумя ароматическими углеводородами:

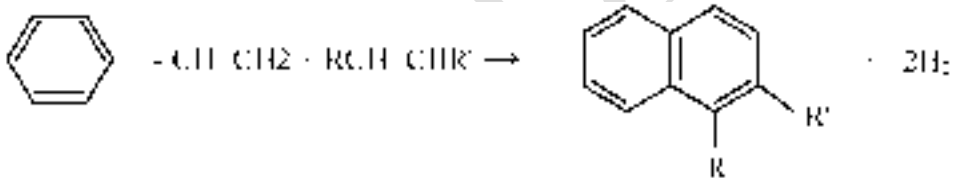
$$C_6H_4(CH_3)_2 + C_6H_6 \rightarrow 2C_6H_5(CH_3)$$

Диспропорционирование олефинов с низкой молекулярной массой:

$$2\ H_2C{=}CHCH_2CH_3 \rightarrow H_2C{=}CHCH_3 + H_2C{=}CHCH_2CH_2CH_3$$

Перераспределение водорода:
Нафтен + Олефин → Ароматический углеводород + Парафин
Олефин → 2 Парафина + Диен
Олефин → Парафин + Ароматический углеводород
Циклоолефин → Нафтен + Ароматический углеводород
Ароматический углеводород → [Предшественник кокса] + Олефин → Кокс + Парафин

Полимеризация, конденсация и коксообразование:



Гидрирование сернистых соединений:

- меркаптанов:

$$CH_3 – CH_2 – CH_2 – CH_2 – CH_2 – SH + H_2 \rightarrow CH_3 – CH_2 – CH_2 – CH_2 – CH_3 + H_2S$$

- дисульфидов:

$$C_3H_7 - SS – C_3H_7 + H_2 \rightarrow 2C_3H_6 + 2H_2S$$

- тиофенов

$$C_4H_4S + 4H_2 \rightarrow C_4H_{10} + H_2S$$

В зависимости от условий крекинга (качество сырья, катализатор, температура, давление, время контакта и др.) соотношение скоростей протекания перечисленных реакций меняется, что и отражается на конверсии сырья, выходе и качестве целевых и побочных продуктов. Получаемые продукты каталитического крекинга по своему химическому составу имеют следующие особенности:

ПРОЕКТ DRAFT

1) бензин содержит много изопарафинов и ароматических углеводородов;
2) газ имеет высокую концентрацию изобутана и олефинов;
3) газойлевые фракции богаты полициклическими и ароматическими углеводородами.

Основными факторами, влияющими на процесс каталитического крекинга, являются:

1) качество сырья;
2) свойства катализатора;
3) температура процесса;
4) давление;
5) кратность циркуляции катализатора;
6) объемная скорость.

Качество сырья

Тяжелое сырье дает больший выход бензина и меньший выход газа, сырье с большим содержанием ароматики дает наибольший выход кокса и наименьший выход бензина. Лучший выход бензина и наименьший выход кокса дает нафтеновое сырье.

Свойства катализатора

Для обеспечения максимального выхода целевых продуктов и достижения высоких технико-экономических показателей катализатор крекинга имеют следующие основные свойства:

1) высокую активность, определяющую глубину превращения исходного сырья при равных прочих условиях;
2) высокую избирательность, которая оценивается способностью катализатора ускорять реакции в требуемом направлении, снижать скорость побочных реакций;
3) стабильность, когда катализатор должен быть стойким к истиранию, растрескиванию и давлению вышележащих слоев, а также не должен изнашивать аппаратуру;
4) регенерируемость, способность быстро и многократно восстанавливать свою активность и избирательность при окислительной регенерации без нарушения поровой структуры и разрушения частиц.

Температура процесса

Каталитический крекинг обычно проводят в интервале температур 500÷540 ° С.

С ростом температуры в рабочей зоне увеличивается общая глубина превращения сырья, выход сухого газа, выход фракции C_3-C_4, количество пропилена и бутилена и в сравнительно небольшой степени повышается выход стабильного бензина. Повышение температуры в реакторе также увеличивает глубину превращения и выход кокса.

Увеличение подогрева сырья повышает температуру в регенераторе и уменьшает отложение кокса на отработанном катализаторе. Увеличение рециркуляции шлама повышает содержание кокса на катализаторе и количество

PROJECT DRAFT

тепла, выделяемого в регенераторе.

Давление

Процесс обычно ведут под давлением 0,15-0,17 МПа (1,5-1,7 кгс/см^2). С повышением давления содержание олефиновых углеводородов в бензине уменьшается, одновременно снижается октановое число бензина. С понижением давления увеличивается выход газов и концентрация в них непредельных углеводородов.

Кратность циркуляции катализатора

Кратность циркуляции катализатора равна отношению количества тонн циркулирующего катализатора в час к количеству сырья, подаваемого в реактор.

При постоянном количестве и качестве сырья, вносимого в реактор, и нормальных рабочих условиях процесса с ростом кратности циркуляции катализатора глубина превращения сырья, процент отложения кокса на катализаторе увеличивается.

Объемная скорость

Объемная скорость (ч$^{-1}$) — это отношение количества подаваемого сырья в час к количеству катализатора в зоне крекинга реактора. Время пребывания углеводородного сырья в рабочей зоне реактора уменьшается с повышением объемной скорости. С понижением объемной скорости время контакта углеводородных паров с катализатором увеличивается, что приводит к более глубокому их превращению.

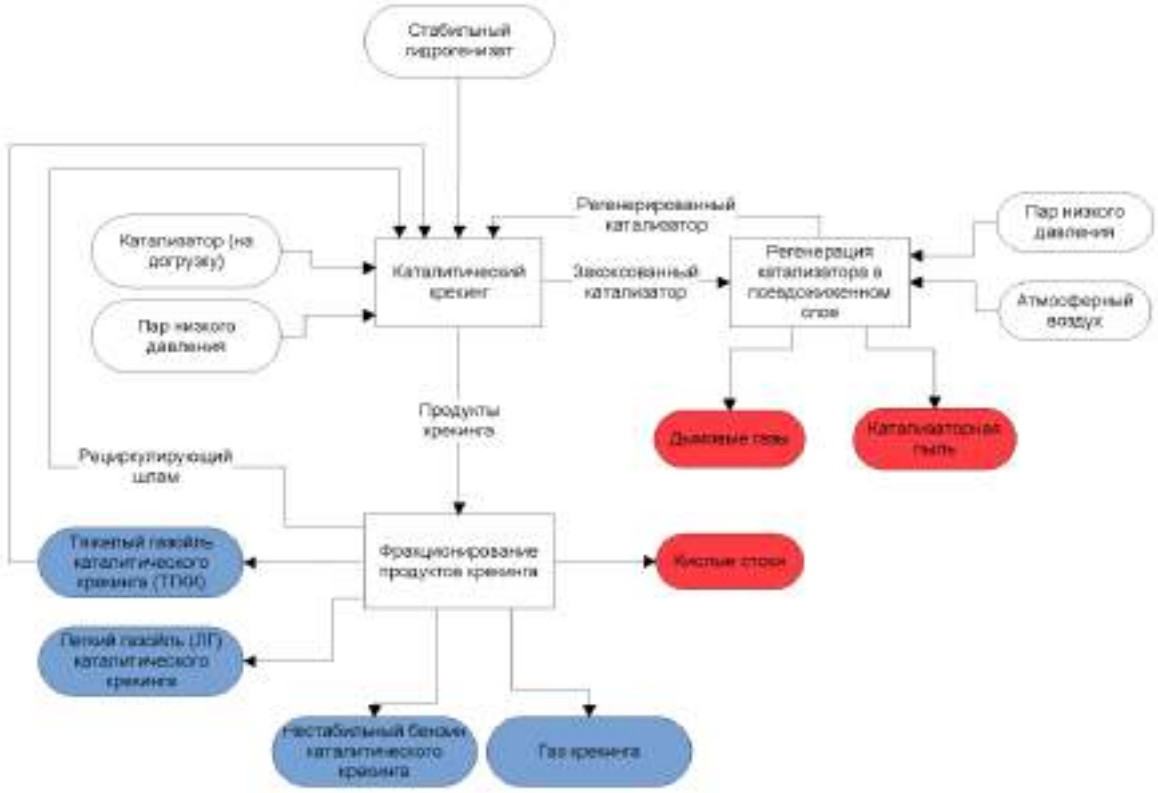


Рисунок 3.26 - Блок схема секции каталитического крекинга и фракционирования продуктов

DRAFT

Переработка сырья с высокой объемной скоростью (при сохранении неизменных прочих условий процесса) дает больший абсолютный выход бензина, чем крекинг с малой объемной скоростью. Относительный выход (в % вес. на сырье) бензина с ростом объемной скорости снижается. С уменьшением объемной скорости, особенно в области малых численных ее значений, увеличивается выход кокса и плотность каталитического газойля.

Сущность процесса регенерации катализатора состоит в окислительном отжиге кокса с поверхности катализатора при температуре 650-700 °С. Для равномерного выжига кокса процесс осуществляется в псевдоожиженном слое, поддерживаемом потоком воздуха.

Общая блок-схема секции представлена на рисунке 3.26. Поскольку реактор и регенератор каталитического крекинга конструктивно исполнены одним блоком, будет дано единое описание подпроцессов каталитического крекинга и регенерации катализатора.

3.9.3 Каталитический крекинг и регенерация катализатора в псевдоожиженном слое

Крекинг данного типа представлен на отечественных заводах установками типа 43-102. Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установки такого типа приведена на рисунке 3.27. Сырье I после нагрева в печи до 470-490 °С поступает в реактор 1, где происходят реакции каталитического крекинга. Из зоны крекинга катализатор поступает в зону отпарки в нижней части реактора, где отпаривающим агентом выступает пар III.

ПРОЕКТ DRAFT

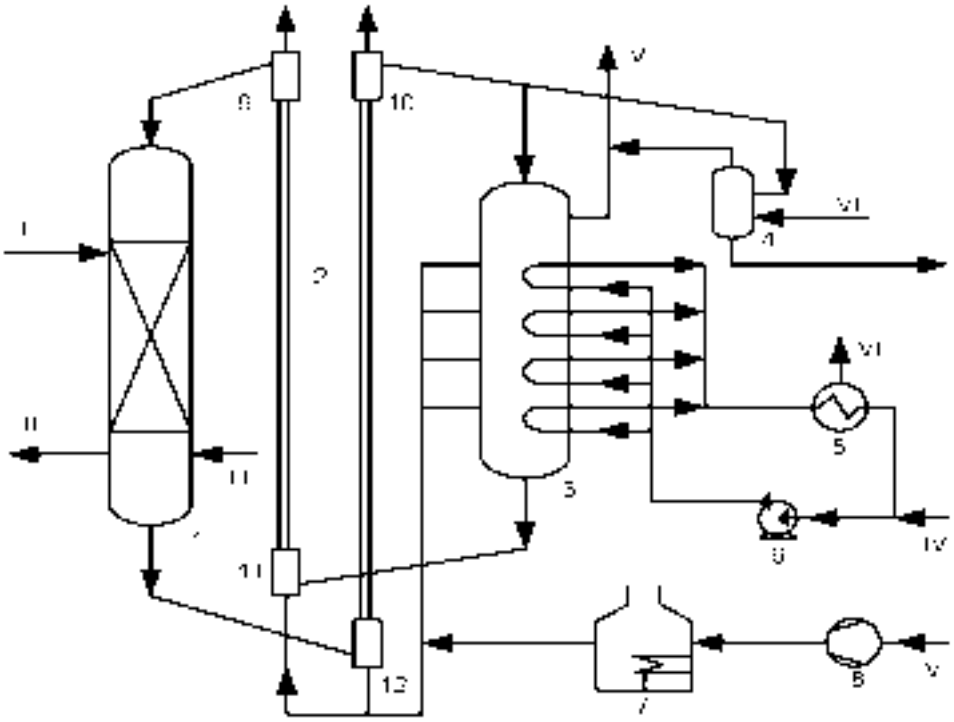


Рисунок 3.27 - Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установок с движущимся шариковым катализатором: 1 - реактор, 2 - напорные стояки катализатора, 3 - регенератор, 4 - сепаратор, 5 - паросборник, 6 - насос, 7 - печь, 8 - воздуходувка, 9, 10 - бункеры-сепараторы, 11, 12 - дозаторы пневмотранспорта.
I - сырье, II - продукты крекинга, III - водяной пар, IV - вода, V - воздух, VI - дымовые газы, VII - водяной пар.

Продукты реакции II поступают на фракционирование, а катализатор - в бункер отработанного катализатора 12. Закоксованный катализатор поднимается по стояку 2 в бункер 10, а оттуда - в регенератор 3. В регенераторе при температуре 680-700 °С происходит выжиг кокса воздухом с поверхности катализатора, в нижней части регенератора температура снижается до 580-600 °С за счет охлаждающих змеевиков. Снятое тепло при этом используется для генерации пара. Регенерированный катализатор по трубопроводу поступает в бункер 11, откуда возвращается в распределительное устройство реактора 9. Для сохранения постоянного фракционного состава катализатора часть циркулирующего катализатора отдувается в сепараторе.

Технологический режим и примерный материальный баланс крекинга вакуумного газойля для установки с движущимся слоем катализатора приведены ниже:

Температура, °С:	
- нагрева сырья	470 - 490
- в реакторе	450 - 490
- в регенераторе	680 - 700

Давление, кгс/см^2:	
- в реакторе	1,7
- в регенераторе	1,2
Кратность циркуляции катализатора, т/т сырья	1,8 - 2,5
Время контакта катализатора с сырьем, с	1200
Выход продуктов, % мас.:	
сухой газ,	1,5 - 2,0
жирный газ (C_3–C_4)	6,5 - 9,5
бензин (C_5 - 195°C)	35 - 38
легкий газойль (195 - 350 °C)	23 - 27
тяжелый газойль (> 350°C)	20 - 24
кокс	2,5 - 3,5

Большим недостатком установок с гранулированным катализатором явилась недостаточно большая мощность по сырью - фактически она составляла не выше 4000-5000 тонн в сутки из-за большого расхода транспортирующего агента (не менее 1 кг на 20 кг катализатора). Также длительное пребывание катализатора в зоне реакции (15-20 мин.) приводит к недостаточно эффективному его использованию. По этой причине новых установок такого типа больше не строится, а старые по мере возможности выводятся из эксплуатации.

3.9.4 Каталитический крекинг в лифт-реакторе на микросферическом цеолитсодержащем катализаторе

Открытие каталитической активности цеолитов и разработка промышленных цеолитсодержащих синтетических катализаторов крекинга привело к существенному изменению конструкции реакторного блока. Для наиболее полного использования активности цеолитсодержащих катализаторов процесс проводят в прямоточном лифтреакторе при повышенной температуре, высокой кратности циркуляции катализатора и времени контакта катализатора с сырьем порядка 3-5 с.

Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установок с лифтреактором и циркулирующим микросферическим катализатором приведена на рисунке 3.28. Сырье I проходит через теплообменник 2 и печь 1, где нагревается до 310-350 °C, после чего через форсунки поступает в низ прямоточного реактора. В реакторе сырье смешивается с катализатором, поступающим из регенератора, и поднимается в полусквозном потоке вверх по реактору 12, где протекают реакции каталитического крекинга. В низ реактора подается водяной пар для разгона катализатора, пар также подается в сырьевые форсунки для более тонкого распыла сырья. Предусмотрена подача шлама с низа основной ректификационной колонны в реактор.

Газокатализаторный поток из реактора поступает в сепаратор 9. Пары

ПРОЕКТ DRAFT

продуктов отделяются от катализатора сначала в сепарирующем устройстве, затем в высокоэффективных циклонах на выходе из сепаратора. Отработанный катализатор поступает в десорбер 10, где потоком пара с катализатора удаляются адсорбированные тяжелые углеводороды. Закоксованный катализатор VIII из десорбера поступает в регенератор 11, где в псевдоожиженном слое потоком воздуха III, подаваемого воздуходувкой 4, происходит его регенерация. Регенерированный катализатор XI поступает обратно в реактор, а дымовые газы регенерации VII сначала отделяются от катализатора в высокоэффективных циклонах 13, затем проходят через котел-утилизатор 8, где часть тепла используется для генерации пара, после чего происходит доочистка от катализаторной пыли в электрофильтре 7. Очищенные дымовые газы V выбрасываются в атмосферу. Уловленный катализатор поступает в бункер 5, куда также загружается свежий катализатор VI, предназначенный для компенсации потерь микросферического катализатора с продуктами реакции и дымовыми газами.

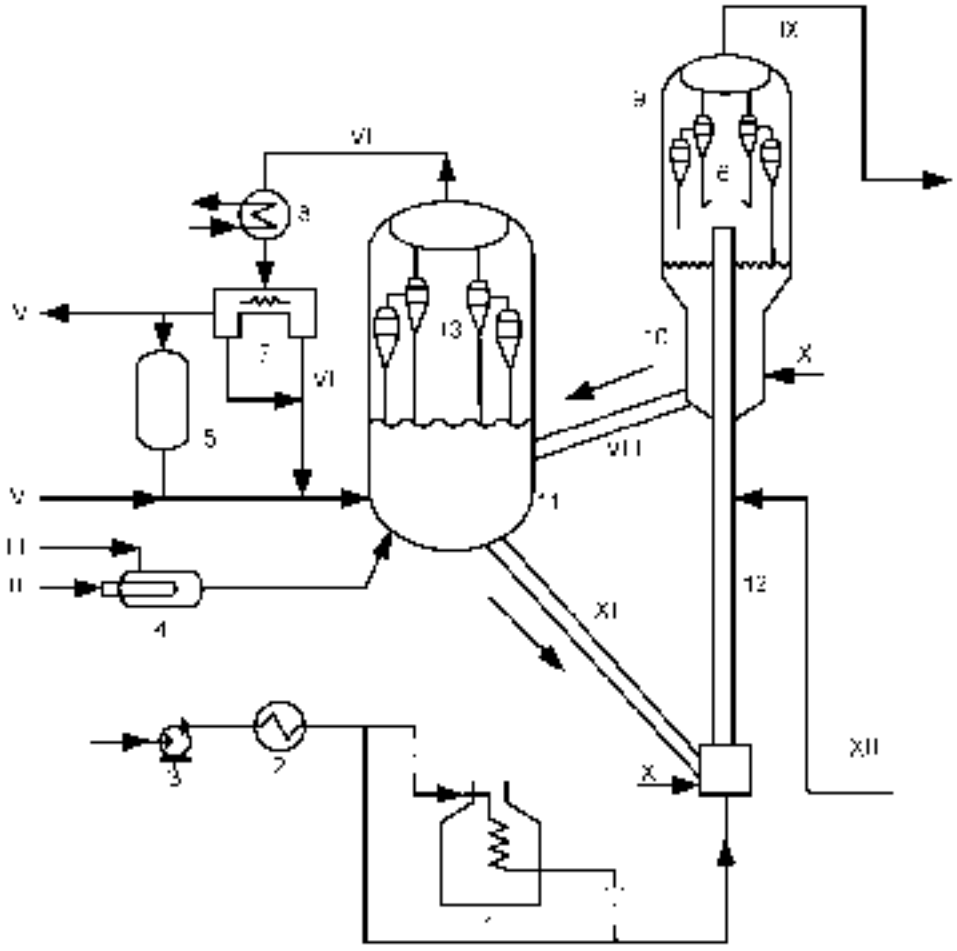


Рисунок 3.28 - Принципиальная схема реакторно-регенераторного блока установок с лифт-реактором. 1 - трубчатая печь; 2 - теплообменник; 3 - насос; 4 - подогреватель воздуха; 5 - бункер для катализатора; 6, 13 - циклоны; 7 - электрофильтр; 8 - котел-утилизатор; 9 - сепарационная зона реактора; 10 - отпарная зона реактора; 11 - регенератор с кипящим слоем;

ГОСТ

12 - лифт-реактор; 13 - емкость;
I - сырье; II - топливо на нагрев воздуха; III - воздух; IV - свежий катализатор на догрузку системы; V - очищенные дымовые газы; VI - катализаторная пыль; VII - дымовые газы; VIII - закоксованный катализатор; IX - продукты реакции; X - водяной пар; XI - регенерированный катализатор; XII - шлам.

Технологический режим и примерный материальный баланс крекинга вакуумного газойля для установки с лифт-реактором приведены ниже:

Температура, °С:	
в реакторе	515 - 530
в регенераторе	650 - 700
Давление, кгс/см^2:	
в реакторе	1,3 - 1,8
в регенераторе	1,4 - 2,4
Кратность циркуляции катализатора, т/т сырья	5 - 8
Время контакта катализатора с сырьем, с	2,5 - 3,5
Выход продуктов, % мас.:	
сухой газ,	2,5 - 3,2
жирный газ (C_3-C_4)	16,0 - 16,8
бензин (C_5 - 195°С)	48 - 50
легкий газойль (195-270 °С)	6,5 - 7,5
тяжелый газойль (270-420 °С)	13,5 - 14,5
остаток (> 420 °С)	5,0 - 5,5
кокс	5,5

ПРОЕКТ DRAFT

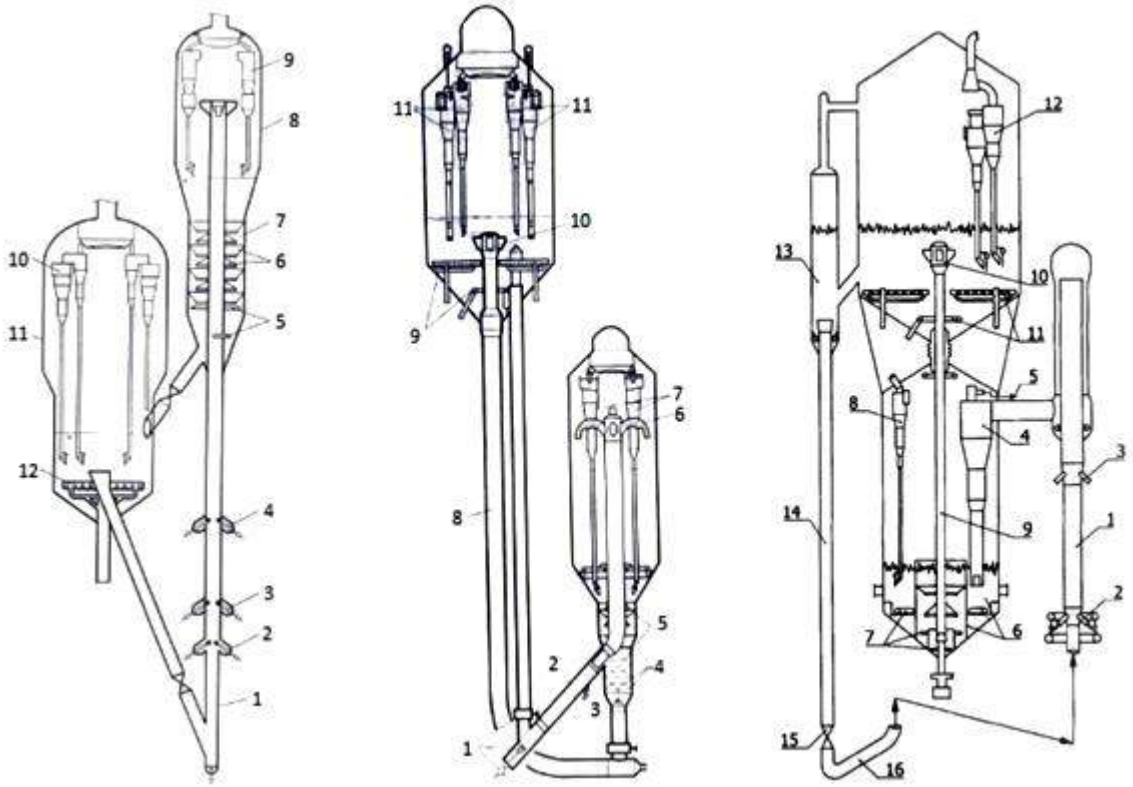


Рисунок 3.29 - Конструкция реакторных блоков установок с микросферическим катализатором рекинга:

а) - Г-43-107М: 1 - прямоточный реактор; 2 - паровые форсунки; 3 - сырьевые форсунки; 4 - шламовые форсунки;
5 - пароraспределительное устройство; 6 - каскадные тарелки;
7 - отпарная секция; 8 - сепарационная камера; 9 - одноступенчатые циклоны; 10 - двухступенчатые циклоны; 11 - регенератор;
12 - трубчатый воздухораспределитель.

б) - 1А/1М после реконструкции: 1 - сырьевая форсунка;
2 - прямоточный реактор; 3 - шламовая форсунка;
4 - пароraспределительное устройство; 5 - двухступенчатая отпарная секция; 6 - инерционный сепаратор; 7 - одноступенчатые циклоны;
8 - транспортная линия регенератора; 9 - воздухораспределительное устройство; 10 - узел распределения отработанного катализатора;
11 - двухступенчатые циклоны.

в) - ГК-3 после реконструкции: 1 - прямоточный реактор;
2 - сырьевые форсунки; 3 - шламовые форсунки; 4 - циклон грубой очистки; 5 - система охлаждения продуктов крекинга; 6 - двухступенчатая отпарная секция; 7 - пароraспределительное устройство; 8 - одноступенчатые циклоны; 9 - транспортная линия; 10 - узел распределения отработанного катализатора; 11 - воздухораспределительное устройство; 12 - двухступенчатые циклоны; 13 - напорная камера; 14 - напорный стояк; 15 - шиберная задвижка;
16 - J-образный переток

ПРОЕКТ

Конкретная конструкция реактора и регенератора отличается по установкам (рисунок 3.29). Типовым для новых установок является реакторный блок типа Г-43-107М (рисунок 3.30, а)), отличающийся разновысотным расположением регенератора и реактора, соосным расположением сепаратора и лифт-реактора, а также наклонными напорными стояками, которые позволяют катализатору поступать из одного аппарата в другой самотеком под действием перепада давления. Устаревшие типы установок (1А/1М и ГК-3) модернизированы в зависимости от их исходной конструкции. В обоих случаях старый реактор переделан в сепаратор, а новый прямоточный лифт-реактор либо смонтирован взамен транспортной линии катализатора (1А/1М), либо сделан выносным (ГК-3).

3.9.5 Фракционирование продуктов крекинга

Разделение продуктов крекинга осуществляется в основной фракционирующей колонне. Пары продуктов крекинга из реактора по трансферной линии поступают в промывочно-сепарационную секцию основной фракционирующей колонны, оборудованную в нижней части ситчатыми двухпоточными тарелками. На тарелках происходит контакт перегретых и загрязненных катализатором паров, поступающих из реактора с жидкостью в колонне. При контакте паров с жидкостью происходит охлаждение паров для прекращения реакции крекинга, отмывка их от катализаторной пыли и частичная конденсация высококипящих углеводородов. Отмытые от катализаторной пыли и охлажденные до температуры насыщения пары поступают в концентрационную секцию колонны на разделение.

Тяжелый газойль в смеси с катализаторной пылью с низа колонны подается в шламоотстойник, в котором происходит отстаивание катализатора. С низа шламоотстойника шлам направляется в прямоточный реактор каталитического крекинга. Отстоявшийся от катализаторной пыли тяжелый газойль в постоянном количестве возвращается в основную колонну, а балансовый избыток выводится с установки после охлаждения в теплообменнике. Предусмотрена возможность осуществления рециркуляции тяжелого газойля в качестве сырья крекинга.

Фракция легкого газойля из колонны боковым погоном выводится в отпарную колонну (стриппинг). В стриппинге происходит отпарка легких фракций бензина из легкого газойля перегретым водяным паром. Пары из стриппинга возвращаются в колонну. Из куба стриппинга легкий газойль откачивается в теплообменники для охлаждения и далее выводится с установки.

Пары с верха основной колонны (углеводородный газ, нестабильный бензин, водяной пар) поступают в конденсаторы-холодильники и далее в рефлюксную емкость, где происходит разделение на нестабильный бензин, жирный газ и воду. Нестабильный бензин из емкости частично возвращается в колонну в качестве острого орошения для регулирования температуры верха, а балансовый избыток направляется в секцию абсорбции, газоразделения и сероочистки. Загрязненный технологический конденсат из отстойника емкости

ПРОЕКТ DRAFT

откачивается на очистку от растворенного сероводорода и аммиака в узел очистки технологического конденсата. Жирный газ из емкости направляется на очистку от H_2S и CO_2 в секцию абсорбции, газоразделения и сероочистки.

3.9.6 Секция абсорбции, газоразделения и сероочистки

Секция предназначена для разделения газа крекинга на фракции, а также очистки газа и бензина от серы. Не на всех предприятиях осуществляется демеркаптанизация легкого бензина крекинга и гидроочистка тяжелого бензина крекинга. Общая блок-схема секции приведена на рисунке 3.30.

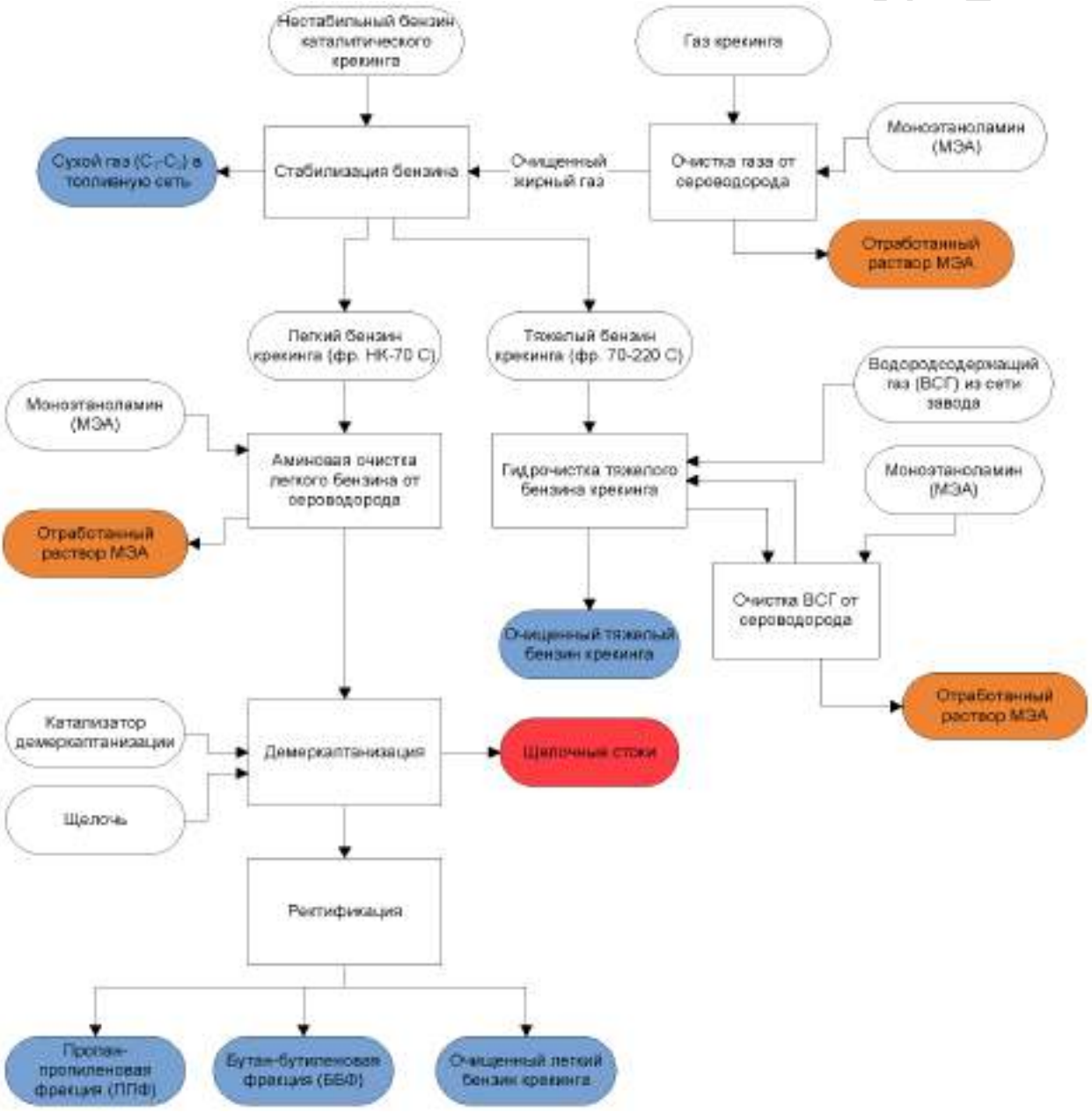


Рисунок 3.30 - Блок схема секции абсорбции, газоразделения и сероочистки

Стабилизация бензина крекинга состоит в удалении из него углеводородов, выкипающих до 70 °С. На первой стадии осуществляется удаление из него сухого газа - углеводородов C_1-C_2 - достигаемое путем абсорбции более тяжелых компонентов стабильным бензином крекинга в специальном аппарате - фракционирующем абсорбере. Разделение углеводородов C_1-C_2 и более тяжелых возможно вследствие их разной растворимости; так, растворимость пропана в бензине крекинга примерно в 20-30 раз выше, чем этана.

Нестабильный бензин крекинга после выделения в основной фракционирующей колонне поступает во фракционирующий абсорбер. Туда же подается жирный газ крекинга после проведения его очистки от сероводорода раствором амина. Абсорбентом в колонне служит стабильный бензин. С низа абсорбера выводится нестабильный бензин в стабилизационную колонну, где он разделяется на две фракции – начало кипения 70 °С и 70-220 °С.

С верха абсорбера выводится сухой газ, который далее подается во второй абсорбер для улавливания унесенных углеводородов C_3-C_6. Абсорбентом во втором абсорбере служит легкий газойль. Очищенный от тяжелых углеводородов сухой газ доочищается от сероводорода раствором амина и поступает в топливную сеть завода, а также на горелки печей установки каталитического крекинга. Насыщенный абсорбент с низа абсорбера возвращается в основную ректификационную колонну секции каталитического крекинга.

Примерный технологический режим работы абсорберов и колонны стабилизации приведен в таблице 3.47.

Таблица 3.47 - Технологический режим работы фракционирующих абсорберов выделения сухого газа и колонны стабилизации бензина

Параметр	Фракционирующий абсорбер	Повторный абсорбер	Колонна стабилизации
Температура верха, °С	45	45	100
Температура низа, °С	80-115	50	195-230
Давление верха, атм.	9,0-11,5	8,5-11,0	7,8-10,0
Давление низа, атм.	10,0-12,0	9,0-11,0	7,8-11,0

3.9.7 Демеркаптанизация легкого бензина

Технология процесса очистки фракции «начало кипения 70 °С» направлена на максимальное извлечение из сырья меркаптанов и остаточного количества сероводорода с целью получения при дальнейшем фракционировании углеводородных фракций (ППФ, ББФ, легкого бензина), пригодных для использования в качестве сырья для нефтехимии и производства высокооктановых компонентов товарного бензина.

Процесс очистки включает в себя:

1) приготовление катализаторного комплекса (КТК), представляющего собой 15 %-ый водный раствор гидроксида натрия, также содержит 0,1 % катализатора окисления сульфидов;

ДИПЛОМ DRAFT

2) стадию демеркаптанизации сырья, состоящую из следующих процессов:

- экстракция меркаптанов раствором КТК;
- водная промывка очищенного продукта;
- регенерацию раствора КТК;
- отделение дисульфидов от раствора КТК.

Экстракция сероводорода и меркаптанов происходит по следующим реакциям:

$$RSH + NaOH \leftrightarrow RSNa + H_2O$$

$$H_2S + 2NaOH \rightarrow Na_2S + 2H_2O$$

Регенерация раствора КТК в присутствии катализатора происходит по следующим реакциям:

$$3Na_2S + 4O_2 + H_2O\ (Kat) \rightarrow Na_2SO_4 + Na_2S_2O_3 + 2NaOH$$

$$2RSNa + 0{,}5O_2 + H_2O\ (Kat) \rightarrow RSSR + 2NaOH$$

Фракция «начало кипения 70 ºС», содержащая меркаптаны и остаточное количество сероводорода после аминовой очистки, подается в куб экстрактора меркаптанов. Циркулирующий раствор КТК из сепаратора дисульфидов подается на верхнюю первую тарелку экстрактора. Давление экстракции составляет 18 атм., температура - 40-50 °С.

Очищенная фракция «начало кипения 70 ºС» с верха экстрактора направляется в сепаратор щелочи, где происходит ее отделение от унесенных капель раствора КТК. Раствор КТК с низа сепаратора выводится в дегазатор, а фракция «начало кипения 70 ºС» с верха сепаратора направляется на стадию водной промывки от следов раствора КТК в колонну водной промывки. Колонна работает при 17-19 атм. и температуре 30-40 °С. Очищенная и отмытая фракция «начало кипения 70 ºС» с верха колонны направляется в колонну выделения фракций C_3 и C_4.

Раствор КТК, насыщенный сульфидами и меркаптидами натрия, из дегазатора подается в куб регенератора, который представляет собой насадочную прямоточную колонну, реакционная зона которой заполнена массообменной насадкой, в качестве которой используются стальные кольца Палля размером 50×50×1. Температура нагрева раствора КТК на входе в регенератор регламентируется 50(±2) °С, т.к. уменьшение температуры ниже 45 °С ведет к снижению скорости регенерации, а увеличение температуры раствора КТК выше 60 °С ведет к дезактивации катализатора окисления.

В куб регенератора под опорную решетку через распределительное устройство для окисления сульфидов и меркаптидов подается технологический

ПРОЕКТ DRAFT

воздух от компрессора с давлением не менее 6 атм. Отработанный воздух и унесенный регенерированный КТК с дисульфидами из регенератора поступает в сепаратор воздуха, где происходит разделение отработанного воздуха и раствора КТК, содержащего дисульфиды. Отработанный воздух направляется к горелкам печи, а регенерированный раствор КТК с дисульфидами поступает в сепаратор дисульфидов, где за счет гравитационного отстоя дисульфиды отделяются от раствора КТК.

Бензин крекинга и растворенные в нем дисульфиды с верха сепаратора дисульфидов перетекают в емкость дисульфидов, а оттуда периодически, по мере накопления откачиваются на блок гидроочистки тяжелого бензина крекинга. Регенерированный раствор КТК с низа сепаратора дисульфидов подается обратно в экстрактор меркаптанов. По мере разбавления раствора КТК (за счет образования реакционной воды и солей) до концентрации активной щелочи порядка 6 % мас. часть его периодически, без прекращения циркуляции откачивается в дренажную емкость. Балансовое количество раствора КТК восполняют путем подкачки концентрированного раствора КТК.

3.9.8 Фракционирование легкого бензина

Очищенная фракция «начало кипения 70 °С» поступает с верха колонны экстракции меркаптанов в колонну выделения фракции C_3-C_4. Дегазированный легкий бензин из куба колонны охлаждается в теплообменниках и водяных холодильниках, после чего откачивается в товарный цех. С верха колонны пары углеводородов (фракция C_3-C_4) поступают в аппараты воздушного охлаждения, после чего поступают в рефлюксную емкость. Часть фракции C_3-C_4 из рефлюксной емкости подается на орошение верха колонны, а балансовый избыток поступает в пропановую колонну.

В пропановой колонне происходит разделение углеводородов фракции C_3-C_4 на пропан-пропиленовую фракцию (фракция C_3) и бутан-бутиленовую фракцию (фракция C_4). С верха пропановой колонны пары пропан-пропиленовой фракции поступают в конденсаторы-холодильники воздушного охлаждения, потом в водяные холодильники, затем в рефлюксную емкость. Часть фракции C_3 из рефлюксной емкости подается на орошение верха колонны, а балансовый избыток откачивается в товарный парк.

Бутан-бутиленовая фракция с куба пропановой колонны, последовательно охлаждаясь в теплообменниках, в холодильниках водяного и воздушного охлаждения, выводится на товарный склад или на установки получения МТБЭ и алкилирования (при наличии на заводе).

Примерный технологический режим работы колонн приведен в таблице 3.48.

PROJECT DRAFT

Таблица 3.48 - Технологический режим работы колонны стабилизации легкого бензина и пропановой колонны

Параметр	Колонна стабилизации	Пропановая колонна
Температура верха. °С	55-65	40-50
Температура низа, °С	120-128	95-105
Давление верха, атм.	8,9-9,8	15,0-17,3
Давление низа, атм.	8,9-9,8	15,3-18,6

Водный конденсат из рефлюксных емкостей колонн отводится в узел очистки технологического конденсата.

3.9.9 Очистка углеводородных потоков от сероводорода раствором моноэтаноламина

Очистка газов и фракции «начало кипения 70 °С» 15 % раствором моноэтаноламина основана на процессе хемосорбции (абсорбция с протеканием химических реакций).

Основные реакции можно представить следующими уравнениями:

1) $2RNH_2 + H_2S \leftrightarrow (RNH_3)_2S$
2) $(RNH_3)_2S + H_2S \leftrightarrow 2RNH_3HS$
3) $2RNH_2 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow (RNH_3)_2CO_3$
4) $(RNH_3)_2CO_3 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow 2RNH_3HCO_3$
5) $2RNH_2 + CO_2 \leftrightarrow RNHCOONH_3R$

Присутствие гидроксильной группы снижает давление насыщенных паров и повышает растворимость соединения в воде, а присутствие аминогруппы придает водным растворам щелочность, необходимую для абсорбции кислых газов.

Как видно из уравнений, процесс ведет к образованию химических соединений. Однако эти соединения все же имеют при нормальных условиях заметное давление насыщенных паров, так что состав равновесного раствора меняется в зависимости от парциального давления кислых газов. При повышении температуры давление паров этих соединений быстро растет, нагревом раствора можно десорбировать из него кислые газы (на этом принципе основан процесс регенерации раствора моноэтаноламина).

Реакции абсорбции (поглощения) H_2Sи CO_2идут с выделением тепла:

на 1 кг поглощенного H_2S выделяется ~ 300 ккал

на 1 кг поглощенного CO_2 выделяется ~ 400 ккал

Физическая сущность процесса абсорбции заключается в молекулярной и конвективной диффузии вещества из газовой фазы в жидкую, вследствие разности парциальных давлений извлекаемого компонента в контактирующих фазах. Различие парциальных давлений компонентов во встречных фазах обеспечивается противоточным движением газа и жидкости. Когда парциальное давление компонента в газе становится меньше, чем в жидкости, начинается

ПРОЕКТ DRAFT

выделение его из жидкости, т.е. диффузия вещества из жидкой фазы в газовую. Такой процесс называется десорбцией.

Неочищенный газ направляется на сероочистку в абсорбер. В абсорбере установлена насадка фирмы «Зульцер», обеспечивающая равномерное распределение и контакт жидкой фазы с газовой. В верхней части абсорбера смонтирован сетчатый каплеотбойник для улавливания жидкости, уносимой с потоком газа.

Абсорбер работает при давлении 1,6 атм. и температуре 40 ^{o}C. Абсорбентом является 15 % раствор моноэтаноламина в воде.

Газ поступает в нижнюю часть под насадку, а регенерированный раствор МЭА подается над слоем насадки в верхней части абсорбера. В результате абсорбции из газа извлекается сероводород и углекислота. Для отмывки газа от унесенного моноэтаноламина в верхнюю часть колонны подается химобессоленная вода.

Сероочищенный газ из абсорбера направляется на дальнейшую переработку. Насыщенный раствор МЭА и сконденсированные тяжелые углеводороды с куба абсорбера откачиваются в емкость. В емкости от насыщенного раствора МЭА отделяются сконденсированные углеводороды и собираются в отсеке за перегородкой. Углеводороды из емкости откачиваются в газосепаратор.

Узел регенерации МЭА может быть выполнен в составе установки каталитического крекинга; регенерация может также осуществляться централизованно на общезаводском узле. Отстоявшийся насыщенный раствор МЭА подается на регенерацию в регенератор через теплообменник. В регенераторе от насыщенного раствора МЭА отпариваются кислые газы: сероводород и CO_2. Тепло в регенератор подводится через термосифонный рибойлер водяным паром.

Смесь сероводорода, CO_2 и уносимого водяного пара с верха регенератора направляется в воздушный холодильник, где охлаждается, а водяные пары частично конденсируются. Парожидкостная смесь после холодильника поступает в газосепаратор, где происходит отделение газовой фазы от жидкой. Жидкая фаза газосепаратора - кислый водный конденсат - подается на верхнюю насадку регенератора в качестве орошения для сокращения количества подпитки химочищенной водой раствора МЭА и количества стоков, направляемых на очистку. Избыток конденсата из газосепаратора выводится в узел очистки технологического конденсата.

Газовая фаза газосепаратора - смесь сероводорода, CO_2 с некоторым количеством унесенных водяных паров направляется по трубопроводу на установку переработки серы НПЗ.

Параметры технологического режима узла аминовой очистки:

Абсорбер:

температура, °С	40
давление, атм.	1,6

ПРОЕКТ DRAFT

Колонна регенерации:	
температура верха, °С	95-110
температура низа, °С	120-130
давление, атм.	1,0-1,8

3.9.10 Узел очистки технологического конденсата

Метод очистки загрязненного технологического конденсата основан на последовательном отделении от технологического конденсата сероводорода и аммиака в ректификационных колоннах с доочисткой аммиака от сероводорода в скруббере (2-колонная схема). Метод обеспечивает глубокую очистку конденсата от указанных газов и позволяет достичь требуемых показателей по остаточному содержанию сульфидной серы и аммонийного азота в очищенном технологическом конденсате. Кроме того, данная схема позволяет непосредственно выделять сероводород и аммиак отдельными высококонцентрированными газовыми потоками. При этом чистота получаемого сероводорода соответствует требованиям, предъявляемым к сырью установок производства серы.

Процесс 2-колонной очистки является непрерывным и состоит из трех стадий:

1) отпарка сероводорода из технологического конденсата в первой ректификационной колонне;

2) отпарка аммиака и остатков сероводорода от технологического конденсата во второй ректификационной колонне;

3) очистка аммиаксодержащего газа от сероводорода в насадочном скруббере.

Загрязненный технологический конденсат подается в первую колонну двумя потоками - верхним холодным и нижним, нагретым до температуры начала кипения воды.

В данной колонне в качестве головного продукта получается практически чистый сероводород, а в качестве остатка - вода, обогащенная аммиаком с остаточным содержанием сероводорода, которая поступает во вторую колонну для удаления из нее аммиака вместе с остаточным сероводородом. Аммиак с остаточным сероводородом получают с верха второй колонны, а с низа ее - очищенный технологический конденсат.

Очистку аммиака от сероводорода проводят в скруббере. Для этого головной продукт второй колонны - аммиак с примесью сероводорода - промывают холодным потоком очищенного конденсата в нижней насадочной секции скруббера. В результате чего остаточный сероводород реагирует с аммиаком с образованием хорошо растворимого в воде гидросульфида аммония. Получаемый раствор возвращается в первую колонну, а аммиак поступает на верхнюю насадочную секцию скруббера. Так как реакция растворения аммиака сопровождается выделением тепла, то для охлаждения аммиака и конденсации избыточных паров воды в верхней части скруббера организовано

PROJECT DRAFT

циркуляционное орошение. Очищенный и охлажденный аммиак с верха скруббера подается на утилизацию, на горелку печи или на факел.

3.9.11 Текущие уровни выбросов и потребления

Потребление энергетических ресурсов

Практически все тепло, необходимое для установок кататилического крекинга, вырабатывается в регенераторе. Катализаторы, потребляемые и выбрасываемые в атмосферу в виде выбросов, зависят от типа обрабатываемого продукта и могут состоять из диоксида кремния-оксида алюминия, с содержанием редкоземельных и/или драгоценных металлов, или, более типично, состоять из цеолитов, заменяемых на редкоземельные элементы, на алюмооксидных матрицах и глинах.

Выбросы в атмосферу

В составе НПЗ одним из источников с наибольшим потенциалом атмосферных выбросов является установка каталитического крекинга. Выбросы в воздух, в основном, выделяются из регенератора и представляют собой CO, CO_2, NO_X, SO_2, твердые частицы (в основном, катализаторная пыль, включая тяжелые металлы). Состав выбросов установок каталитического крекинга изменчив, в зависимости от используемого сырья (содержание азота, серы, металлов) и регенератора, а также от условий эксплуатации котла-утилизатора.

Выбросы из установки FCC могут со временем увеличиваться, поскольку качество реакции катализатора с воздухом в регенераторе ухудшается в результате истирания.

Например, внутреннее механическое повреждение или износ/эрозия оборудования может значительно увеличить все выбросы CO, NO_X, SO_2 и взвешенных частиц.

Выбросы сточных вод

Объем сточных вод, образующийся в процессе каталитического крекинга составляет приблизительно 60-90 л сточной воды на тонну исходного сырья. Образующиеся сточные воды обычно образуются из стоков кислой воды и разливов из ректификационной колонны, содержащей нефтепродукты (нефть), ХПК, взвешенных твердых частиц, соединений серы (H_2S), фенолов, цианидов и аммиака. В таблице приведен пример состава сточных вод, образующихся в установках каталитического крекинга.

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Твердые отходы

Возможны выбросы в почву от катализатора в виде мелких частиц, от оборудования, улавливающего твердые частицы и периодического сброса отработанного катализатора. Твердые остатки обогащены фракциями тяжелого рециклового масла и осветленного масла.

В таблицах 3.49 - 3.51 представлены данные по процессу производства серы,

ПРОЕКТ DRAFT

полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП» - Установка производства серы).

Таблица 3.49 - Потребление энергетических ресурсов установки каталитического крекинга

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	R2R установка (в псевдосжиженном катализаторе)		RFCC (установка остаточного сырья)	
		макс.	мин.	макс.	мин.
Переработка сырья	т/год	до 2388540		до 2000000	
Удельное потребление топлива	МДж/т	2000	120	2000	120
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	50	8	60	2
Удельное потребление пара	кг/т	90	30	300	50
Производство пара	кг/т	60	40	170	100
Охлаждающая вода ΔT=17 ºC	$м^3$/т	20	5	20	10
Потребление катализатора	т/год	2,5	0,4	4	2

Таблица 3.50 - Выбросы с установок каталитического крекинга FCC и RCC с движущимся слоем катализатора

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)					
	Технологические печи R2R			Технологические печи RFCC		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,108	6,227	3	39,93	46,43	43
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,09	38,32	19	5,12	5,95	5
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	13,94	53,22	33	223,72	241,32	232
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	81,34	97,57	89	37,95	44,13	41

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.51 - Твердые отходы, образующиеся при процессе каталитического крекинга

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем образования отходов, т/год	Примечание	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
RFCC (установка остаточного сырья				
Отработанный катализатор из регенератора	1	512,8 кг/ч	1 раз в год в период капитального ремонта	Направляется на полигон для захоронения отходов, если надлежащим образом обработан и не является опасным.
Отработанный катализаториз скруббера влажного газа	1	381 кг/ч	Периодически	Направляется на полигон для захоронения отходов, если надлежащим образом обработан и не является опасным.
ТБО	5	2,625	постоянно	Передача сторонним организациям для переработки
Изношенные средства защиты и спецодежда	3	0,140	постоянно	Передача сторонним организациям для переработки
R2R установка (в псевдосжиженном катализаторе)				
Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодера щие трубки отработанные и брак	1	0.047	Периодически по истечении срока службы	Передача сторонним организациям с целью демеркуризации
Катализатор	1	4958	Периодически по истечении срока службы	-
Масла ные отработан ные	3	6.264	Периодически по истечении срока службы	-
Мусор от бытовых поме-щений организаций несортированный (исключая крупногабаритный (ТБО)	5	25.194	Периодически	-
Обтирочный материал, загрязненный маслами	3	0,438	Периодически	Передача сторонним организациям для переработки

ПРОЕКТ DRAFT

3.10 Олигомеризация (полимеризация)

Олигомеризация это процесс превращения пропена и бутена в высокооктановые компоненты бензина.

Целевыми продуктами секции олигомеризации являются полимер-бензин и полимер-керосин, образующиеся из олефинов очищенного СУГ.

В процессе на катализаторк происходит нижеследующее преобразование:

C_3-олефин + C_3-олефин →C_6- (димер)

C_4-олефин + C_4-олефин →C_8- (димер)

C_3-олефин + C_4-олефин →C_7- (димер)

Дальше, реакция продолжается, и удлинить углеродную цепочку:

C_3-олефин + C_8-олефин →C_{11} (тример)

C_4-олефин + C_8-олефин →C_{12} (тример)

C_3-олефин + C_7-олефин →C_{10} (тример)

$C_4$4-олефин + C_7-олефин → C_{11} (тример)

C_3-олефин + C_6-олефин →C_9 (тример)

C_4-олефин + C_6-олефин → C_{10} (тример)

В процессе данных реакций образуются соединения, т.е. олефины C_6 – C_{10}, которые являются компонентами полимер-бензина и полимер-керосина.

В секции олигомеризации в 3 последовательных реакторах с стационарным слоем катализатора происходит реакция олигомеризации. Первый реактор и 2 одинаковых реактора работают попеременно. Реакция олигомеризации происходит при давлении около 60 кгс/см^2 и температуре 120-170 ℃. Отвод остаточного тепла в процессе реакции осуществляется с помощью межступенчатого воздушного холодильника. Продукт реакции входит в колонну фракционирования. В первой ректификационной колонне выделяются олигомеры и малое количество непрореагировавших олефинов. Во второй колонне олигомеры разделяются на полимер-бензин и полимер-керосин. Конверсия и превращение олефина зависит от температуры в реакторе. Коэффициент конверсии олефина составляет 92 % - 97 %, в зависимости от сырья и требований к продукции.

Упрощенная схема технологического процесса установки олигомеризации представлена на рисунке 3.31.

ПРОЕКТ DRAFT

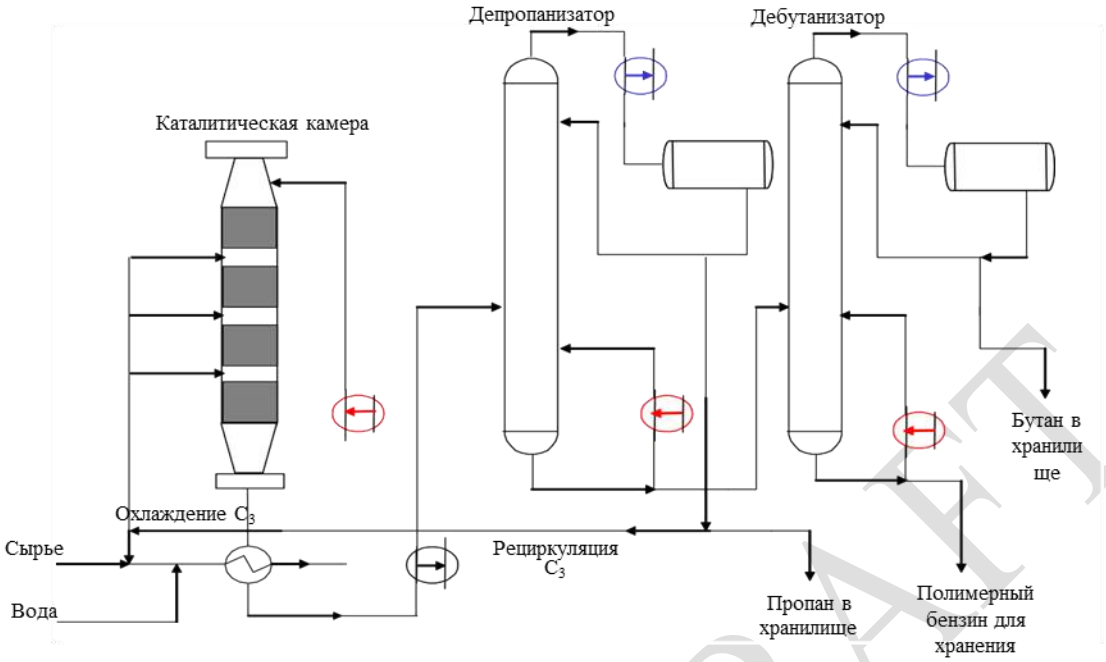


Рисунок 3.31: Упрощенная схема установки олигомеризации

Текущие уровни выбросов и потребления

Данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросов загряхняющих веществ и отходам по процессу олигомеризации полученны по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - Установка олигомеризации бутенов «OLIGOMERISATION»).

В таблице 3.52 представлена информация по потреблению энергетических ресурсов по процессу олигомеризации

Таблица 3.52 - Потребление энергетических ресурсов по процессу олигомеризации

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 440 200	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	20	10,62
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,8	0,32
Удельное потребление топлива	т/т	0,62[1)]	0,47
Охлаждающая вода	т/ч	360,7	273,1
Техническая вода	т/ч	9,84	7,74
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

ПРОЕКТ DRAFT

Источником отработанного газа установки олигомеризации в основном является газ, сбрасываемый на факел через предохранительный клапан.

Объем выброса составляет 122090 кг/ч (режим выброса - прерывистый).

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

В таблице 3.53 представлена информация по отходам, образующимся в процессе олигомеризации.

Таблица 3.53 – Отходы, образующиеся в процессе олигомеризации

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Использованный катализатор	G	400 000	450 000	6,938	288,6	6,938	288,6

Использованный катализатор направляется на временное хранение в упаковках изготовителя, в специальном складе, затем передается поставщику катализаторов или сторонним организациям для переработки.

Материал для поглощения грязи и фильтрующий материал, отработанная опорная поверхность катализатора (инертный керамический шар) направляются на полигон промышленных отходов.

ПРОЕКТ DRAFT

3.11 Процессы адсорбции

3.11.1 Установки короткоцикловой адсорбции водорода (КЦА)

В технологии короткоцикловой адсорбции (КЦА) применяется принцип физического связывания примесей, содержащихся в обогащенных водородом газах, с помощью индивидуально подобранных адсорбирующих материалов. Поскольку силы связывания для таких примесей зависят от давления, КЦА работает в чередующемся цикле адсорбции при высоких давлениях и десорбции при низких давлениях. Для достижения непрерывного потока продукта водорода, по меньшей мере, один адсорбер работает, а остальные находятся на разных стадиях регенерации.

Работа установки КЦА стала широко популярной в химической и нефтеперерабатывающей промышленности благодаря своей универсальности и способности адаптироваться к конкретным применениям. Например, отходящий газ нефтепереработки может быть очищен в системе КЦА, что позволяет нефтеперерабатывающим заводам извлекать чистый водород из потоков, содержащих легкие углеводороды. Извлечение чистого водорода из потока отходящего газа более ценно, чем отправка газа в топливо для нужд производства, поскольку производство водорода является затратным процессом. Основным преимуществом КЦА в этой области является его способность адсорбировать такие соединения, как сероводород, углеводороды, оксиды углерода и воду. Кроме того, перепад давления в слое адсорбента КЦА незначителен по сравнению с мембранными системами. Строительство установки или установки КЦА в составе установки производства водорода может быть вызвано компенсацией дефицита чистого водорода на НПЗ, необходимого для новых установок гидроочистки, изомеризации, риформинга, гидрокрекинга.

Установка КЦА работает по принципу, согласно которому при повышенном парциальном давлении адсорбенты могут удерживать больший объем газообразных компонентов, некоторые из которых сильнее, чем другие. Сила адсорбции обычно увеличивается с молекулярной массой каждого компонента, и водород обладает самой слабой силой адсорбции этих компонентов. Это позволяет адсорбировать более тяжелые компоненты, в то время как очищенный водород проходит через адсорбент.

Установка состоит из следующих блоков:

1) Блок подготовки сырьевого ВСГ;

2) Блок адсорбционной очистки водорода;

3) Блок компримирования ДУГ.

Сырье

Сырьем установки КЦА является водородсодержащий газ (ВСГ), поступающий с установок НПЗ.

Получаемая продукция

PROJECT DRAFT

Основным продуктомустановки КЦА является - продуктовый водород (Чистый водород) с чистотой содержания водорода не менее 99,9 % (об.%).

Адсорбент

Адсорбент для промышленной установки КЦА представляет собой твердые частицы с относительно большой удельной поверхностью, состоящие из активированного оксида алюминия, активированного угля, силикагеля и молекулярного сита. В связи с тем, что каждый адсорбент имеет различное распределение пористости, удельную поверхность и свойства поверхности, абсорбенты имеют различную адсорбционную способность к компонентам смешанного газа.

В связи с тем, что почти все адсорбенты обладают высокой гидрофильностью, особенно молекулярное сито 5А, в процессе хранения и транспортировки следует обращать внимание и принимать меры по обеспечению гидроизоляции и целостности упаковки. Если в адсорбент (молекулярное сито 5А) попала влага, то перед его загрузкой необходимо провести меры по его активации.

Отработанные адсорбенты обычно подвергаются глубокому захоронению или обработке для дальнейшей утилизации. Перед выгрузкой адсорбентов необходимо продуть аппарат азотом для обеспечения отсутствия токсичных или взрывоопасных газов в адсорбере.

Срок службы используемого адсорбирующего материала в адсорберах при нормальных условиях эксплуатации установки, составляет – более 10 лет.

Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

Установка КЦА при переменном давлении является модульной установкой, состоящей из 10 адсорберов и используется для окончательной очистки водорода от примесей. Система адсорбции позволяет адсорбировать газообразные примеси, такие как CO, CO_2, углеводороды C_1-C_5 при высоком давлении и десорбировать их при низком давлении. Технологический процесс заключается в повторении указанных выше операций без дополнительного нагрева или съёма тепла. Полный цикл работы КЦА состоит из нескольких отдельных этапов, а именно адсорбции, сброса давления, продувки и повышения давления. Вначале смесь ВСГ проходит через слой адсорбента. Примеси адсорбируются, а очищенный водород проходит сквозь слой адсорбента. Как только происходит достаточное насыщение слоя адсорбента, начинается десорбция при прямоточном сбросе давления. ДУГ может быть использован впоследствии для повышения давления в соседнем адсорбере или для продувки. Дальнейший сброс давления выполняется противоточно. Чтобы увеличить скорость десорбции, адсорбционный аппарат подвергается продувке. На окончательном этапе в аппарате снова устанавливается давление адсорбции. Для достижения непрерывности потока продукта используется система из нескольких параллельных слоев адсорбента. Производительность и степень извлечения водорода определяется типом и составом сырьевого газа.

PROJECT DRAFT

3.11.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.54 - 3.56 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросов загрязняющих веществ, сточных вод и отходов по процессу короткоцикловой адсорбции водорода, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «ПНХЗ» и ТОО «ПКОП» - Установка короткоцикловой адсорбции водорода).

Таблица 3.54 - Потребление энергетических ресурсов установки короткоцикловой адсорбции водорода

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	850000	136640
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	41,05	35,79
Удельное потребление тепловой энергии	т/т	0,585	0,0038
Удельное потребление топлива	т/т	1,187*	0,773*
Оборотная вода	т/т	25,32	5,11
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.55- Выбросы установки короткоцикловой адсорбции водорода

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		Нет данных	Нет данных	Нет данных

PROJECT DRAFT

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.56 - Отходы установки короткоцикловой адсорбции водорода

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
Отработанный адсорбент	G	209792	136640	2	66,85	2	66,85

ПРОЕКТ DRAFT

3.12 Процессы коксования

3.12.1 Установка замедленного коксования

3.12.1.1 Общие сведения о процессе

Замедленное коксование в настоящее время наиболее распространено на НПЗ. Основное количество кокса производится на этих установках. При замедленном (полунепрерывном) коксовании из гудрона малосернистой нефти получают до 25 % (мас.) электродного кокса, а из дистиллятного крекинг-остатка - около 38 % (мас.) игольчатого кокса. Отличительная черта процесса: сырье нагревается в печи до 500 °С, направляется в необогреваемую камеру, где находится длительное время и за счет аккумулированной им теплоты коксуется. С верха камеры удаляют потоки легких дистиллятов. После заполнения камеры коксом на 70-90 % поток сырья переключают на другую камеру, а из отключенной камеры отгружают кокс.

Преимущества процесса замедленного коксования:

1) полное превращение остаточного сырья и ликвидация производства остаточного котельного топлива;

2) технологическая гибкость, позволяющая перерабатывать любые виды сырья с высоким содержанием асфальтенов, коксового остатка, металлов и одновременно получать продукты, отвечающие соответствующим спецификациям, и которые достаточно легко включить в технологическую схему переработки нефти на НПЗ для получения экологически чистых моторных топлив;

3) практически 100 % деметаллизация;

4) умеренные капитальные вложения и эксплуатационные расходы на техобслуживание;

5) процесс хорошо освоен.

В настоящее время в РК по технологии замедленного коксования эксплуатируются 2 установки.

Таблица 3.57 - Перечень установок замедленного коксования на НПЗ РК

Предприятие	Мощность по сырью, тыс. т/г		Ввод в эксплуатацию	Кол-во установок
	Проектная	Достигнутая		
ТОО «АНПЗ»	600	1000	1980 г.	1
ТОО «ПНХЗ»	600	925	1987 г.	1

Сырье и общие требования к нему

В качестве сырья процесса замедленного коксования традиционно (в большинстве случаев) используются тяжелые нефтяные остатки первичной переработки нефти (гудроны), остатки от производства масел (асфальты, остаточные экстракты), тяжелые остатки термокаталитических процессов (крекинг-остатки, тяжелые газойли каталитического крекинга, тяжелые смолы

ПРОЕКТ DRAFT

пиролиза). За рубежом в качестве сырья часто используются остатки сланцепереработки, каменноугольные смолы, остатки апгрейдинга тяжелых нефтей и битуминозных песков и т.д.

К основным показателям качества исходного сырья коксования относятся: плотность, коксуемость по Конрадсону, содержание серы, азота, металлоорганических соединений, фракционный и групповой составы, зольность, вязкость и т.д.

Типичные физико-химические показатели качества сырья, используемого для производства различных видов кокса, приведены в таблице 3.58.

Таблица 3.58 - Характеристика нефтяных остатков, используемых для производства различных видов кокса

Наименование показателей	Типичные показатели качества сырья для производства кокса			
	Для алюминиевой промышленности	КНПС (изотропного)	Игольчатого (декантойль)	Топливного (добавка коксующая)
Плотность при 20 °С, г/см^3	0,9818	1,1767	1,0652	1,0342
Массовая доля серы, %	1,20	0,23	0,56	3,34
Коксуемость, % масс.	11,5	21,1	5,7	17,5
Групповой углеводородный состав, % мас.:				
- парафино-нафтеновые	20,6		10,7	7,6
- ароматические, в т.ч.:	62,2	64,9	84,4	55,2
- легкие	15,2	-	0,7	6,0
- средние	10,5	-	14,8	5,4
- тяжелые	36,5	64,9	68,9	43,8
- смолы	15,4	18,1	4,9	27,6
- асфальтены	1,8-	11,4	отс.	9,4
- карбоиды		5,6	отс.	0,2
Содержание металлов, ppm (V/Ni)	40/15		5/1	230/100

Продукты

Углеводородный газ после сероочистки используется в качестве технологического топлива или подвергается газофракционированию с получением сухого газа, пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций для нефтехимии;

Бензиновая фракция характеризуется низкой октановой характеристикой, химической нестабильностью вследствие высокого содержания непредельных углеводородов и повышенным содержанием серы. Подвергается сероочистке и служит в качестве компонента сырья установок каталитического риформинга;

Легкий газойль коксования, который подвергается гидроочистке в смеси с прямогонными дизельными фракциями с получением высококачественного дизельного топлива;

Тяжелый газойль коксования, используемый или в качестве компонента сырья процесса гидрокрекинга с получением дизельного топлива, или в качестве компонента сырья без или после гидрооблагораживания процесса каталитического крекинга с получением высокооктанового бензина.

Типичные свойства жидких продуктов коксования приведены в таблице 3.59.

Таблица 3.59 - Типичные свойства жидких продуктов коксования

Показатели качества	Бензин	Легкий газойль	Тяжелый газойль
Плотность при 20 °С, г/см^3	0,72-0,76	0,83-0,89	0,91-0,98
Массовая доля серы, %	0,1-0,7	0,3-2,0	0,7-3,0
Йодное число, г h/100r.	80-120	50-70	-
Коксуемость, % масс.	-	-	0,15-2,0
Фракционный состав: - температура начала кипения, °С - температура конца кипения, °С - 50 % об. Выкипает при температуре, °С	 35-50 170-190 115-125	 190-200 340-360 270-300	 280-340 460-520 380-420
Кинематическая вязкость, сСт: - при 20 °С - при 50 °С - при 80 °С		 4,5-7,0 2,0-3,0	 5-10
Температура вспышки, °С		70-90	>200
Групповой углеводородный состав, % масс.: - парафиновые - олефиновые - нафтеновые	 50-60 19-20 14-15		 }30-60
- ароматические - смолы	8-10		30-60 10-20
Коксуемость 10 % остатка, % масс.	-	0,1-0,4	-
Цетановый индекс	-	30-35	-

В таблице 3.60 приведены основные требования к качеству нефтяных коксов, используемых в производстве алюминия (КЗА), графитированных электродов для электросталеплавления (КЗГ) и конструкционных материалов (КНПС) в соответствии с ГОСТ 22898-78. В настоящее время в РФ полностью отсутствует производство специальных видов кокса - анизотропного (игольчатого) с содержанием серы менее 1,0 % (0,5 %) и изотропного кокса типа КНПС.

Таблица 3.60- Нормативные требования к нефтяным коксам

Наименование показателей	Коксы		
	КЗА	КЗГ	КНПС
Массовая доля летучих веществ, %, не более	9,0	9,0	6,0
Зольность, %, не более	0,4-0,6	0,6	0,15-0,30
Массовая доля серы, %, не более	1,2-1,5	1,0	0,2-0,4
Действительная плотность после прокаливания при 1300 °С, в течение 5 час, г/см^3	2,08-2,13	2,08-2,13	2,04-2,08
Массовая доля, %, не более: - кремния - железа - ванадия			 0,04-0,08 0,05-0,08 0,01

Возможно получение не только стандартного кокса, но и нефтяной коксующей добавки. Коксующая добавка - это кокс с высоким содержанием летучих веществ 15-25 %, против 11 % для кокса алюминиевой промышленности. Коксующая добавка представляет собой продукт замедленного полукоксования тяжелых нефтяных остатков, получаемый в более «мягком» температурном режиме по сравнению с температурным режимом коксования.

НКД эффективна при производстве различного доменного кокса, крупного литейного кокса и специального кокса для цветной металлургии, обладает широким температурным интервалом пластичности, который перекрывает суммарный температурный интервал пластичности всех коксующихся углей, входящих в угольные шихты для коксования.

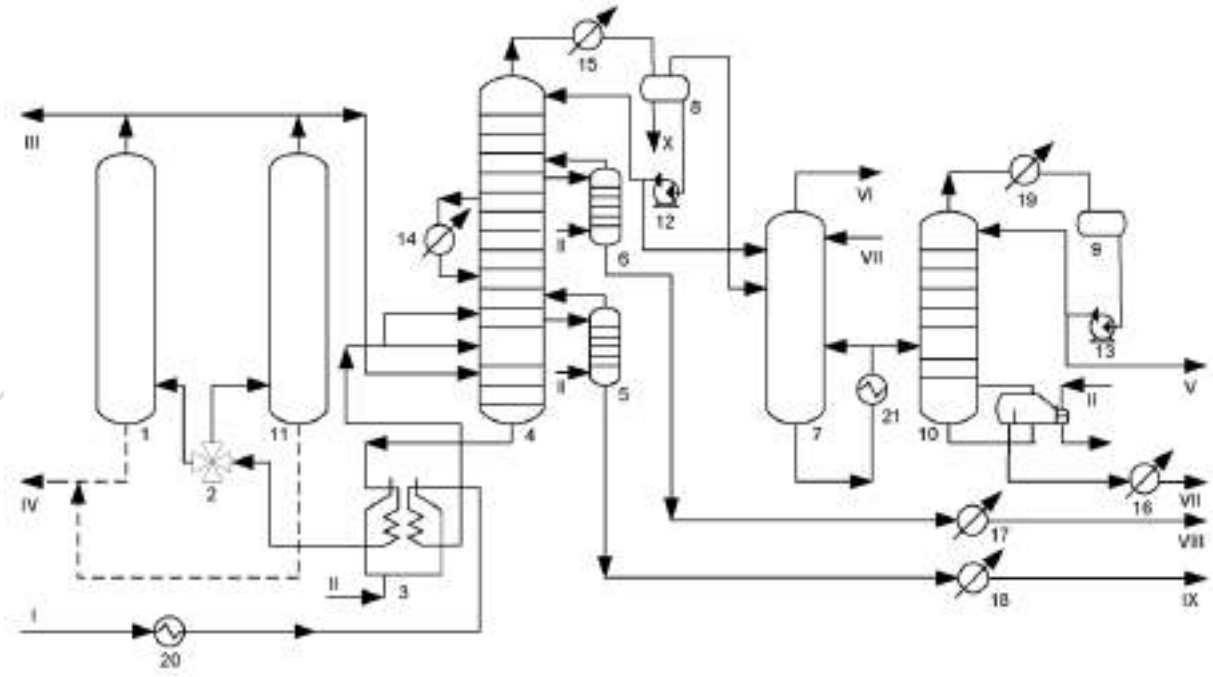


Рисунок 3.32 - Принципиальная технологическая схема двухблочной установки замедленного коксования

1, 11 - реакционные камеры; 2 - четырехходовой кран; 3 - печь; 4 -

ректификационная колонна; 5, 6 - отпарные колонны; 7 - фракционирующий абсорбер; 8, 9 - сепаратор; 10 - колонна стабилизации бензина; 12, 13 - насосы; 14, 15, 16, 17, 18, 19 - холодильники; 20, 21 - теплообменники; I - сырье; II - водяной пар; III - пары отпарки камер; IV - кокс; V - головка стабилизации; VI - газ; VII - стабильный бензин; VIII - легкий газойль; IX - тяжелый газойль; X - конденсат

На рисунке 3.32 представлена принципиальная технологическая схема установки замедленного коксования. Сырье - гудрон или крекинг-остаток (или их смесь) - нагревают в теплообменнике 20 и конвекционных змеевиках печи 3 и подают на нижнюю каскадную тарелку колонны 4. Часть сырья подается на нижнюю каскадную тарелку для регулирования коэффициента рециркуляции. Под нижнюю каскадную тарелку этой колонны подают горячие газы и пары продуктов коксования из коксовых камер 1 и 11. В результате контакта сырья с восходящим потоком газов и паров продуктов коксования сырье нагревается (до температуры 390-405 °С), при этом низкокипящие его фракции испаряются, а тяжелые фракции паров конденсируются и смешиваются с сырьем, образуя так называемое вторичное сырье.

Вторичное сырье с низа колонны 4 забирают печным насосом и направляют в реакционные радиантные змеевики печи 3 (их две, работают параллельно, на схеме показана одна). В печи 3 вторичное сырье нагревается до 490-510 °С и поступает через четырехходовый кран в камеру 1, камера 11 в это время находится под разгрузкой кокса. Входя в низ камеры 1, горячее сырье постепенно заполняет ее; так как объем камеры большой, время пребывания сырья в ней значительно, там и происходит крекинг сырья. Пары продуктов коксования непрерывно уходят из камеры 1 в колонну 4, а утяжеленный остаток задерживается в камере. Жидкий остаток постепенно превращается в кокс.

Фракционирующая часть УЗК включает основную ректификационную колонну 4, отпарные колонны 5 и 6, фракционирующий абсорбер 7 для деэтанизации газов коксования и колонну стабилизации бензина 10.

Колонна 4 разделена полуглухой тарелкой на две части: нижнюю, которая является конденсатором смешения, а не отгонной секцией колонны, и верхнюю, выполняющую функцию концентрационной секции ректификационных колонн. В верхней части 4 осуществляется разделение продуктов коксования на газ, бензин, легкий и тяжелый газойль. В колонне 4 температурный режим регулируется верхним холодным и промежуточным циркуляционным орошениям. Легкий и тяжелый газойль выводят через отпарные колонны соответственно 5 и 6. Газы и нестабильный бензин из сепаратора 8 поступают в фракционирующий абсорбер 7. В верхнюю часть абсорбера 7 подают охлажденный стабильный бензин, в нижнюю часть подводят тепло посредством кипятильника с паровым пространством. С верха абсорбера 7 выводят сухой газ, а снизу - насыщенный нестабильный бензин, который подвергают стабилизации в колонне 10, где от него отгоняют головку - пропан-бутановую фракцию.

PROJECT DRAFT

Стабильный бензин охлаждают в холодильнике 16, очищают от сернистых соединений щелочной промывкой и выводят с установки.

Коксовые камеры 1 и 11 работают по цикличному графику. В них последовательно чередуются циклы: коксование, охлаждение кокса, выгрузка его и разогрев камер. Когда камера 1 заполняется примерно на 70-80 % по высоте, поток сырья с помощью переключающих кранов направляют в камеру 11. Заполненную коксом камеру 1 продувают водяным паром для удаления жидких продуктов и нефтяных паров. Удаляемые продукты поступают сначала в колонну 4. После того, как температура кокса понизится до 400-405 °С, поток паров отключают от колонны и направляют в скруббер (на рисунке 3.32 не показан). Водяным паром кокс охлаждают до 200 °С, после чего в камеру подают воду.

Закончив охлаждение, приступают к выгрузке кокса из камеры 1 с использованием гидравлического метода. Оборудование, предназначенное для гидровыгрузки, размещают на специальной металлоконструкции, установленной над коксовыми камерами.

Компоновка оборудования изображена на рисунке 3.33. На ряде НПЗ имеются системы автоматической выгрузки.

Выгрузка кокса производят в две стадии. На первой стадии осуществляется гидравлическое бурение центрального ствола (скважины) в слое кокса. В камеру через верхний люк опускают гидрорезак 1, переведенный в положение «бурение», и с помощью водяного насоса под давлением до 18 МПа подают воду.

Три мощные струи воды, истекающие из бурильных сопел, разрушают слой кокса, создавая сквозной канал диаметром от 0,6 м до 1,8 м. После окончания первой стадии гидрорезак выводят из камеры; переключают в положение «отбойка» и приступают ко второй стадии выгрузки. Во время второй стадии вода истекает горизонтально из двух боковых сопел гидрорезака, который перемещается по камере, способствуя полному удалению кокса.

Из камер кокс выгружают на прикамерную площадку, где в течение определенного времени отстаивают от воды. Затем кокс подают в дробилку и конвейерами отгружают на склад.

Коксовую камеру, из которой выгружен кокс, опрессовывают и прогревают сначала острым водяным паром, затем горячими парами продуктов коксования из работающей камеры до температуры 360-370 °С и после этого переключают в рабочий цикл коксования.

ПРОЕКТ DRAFT

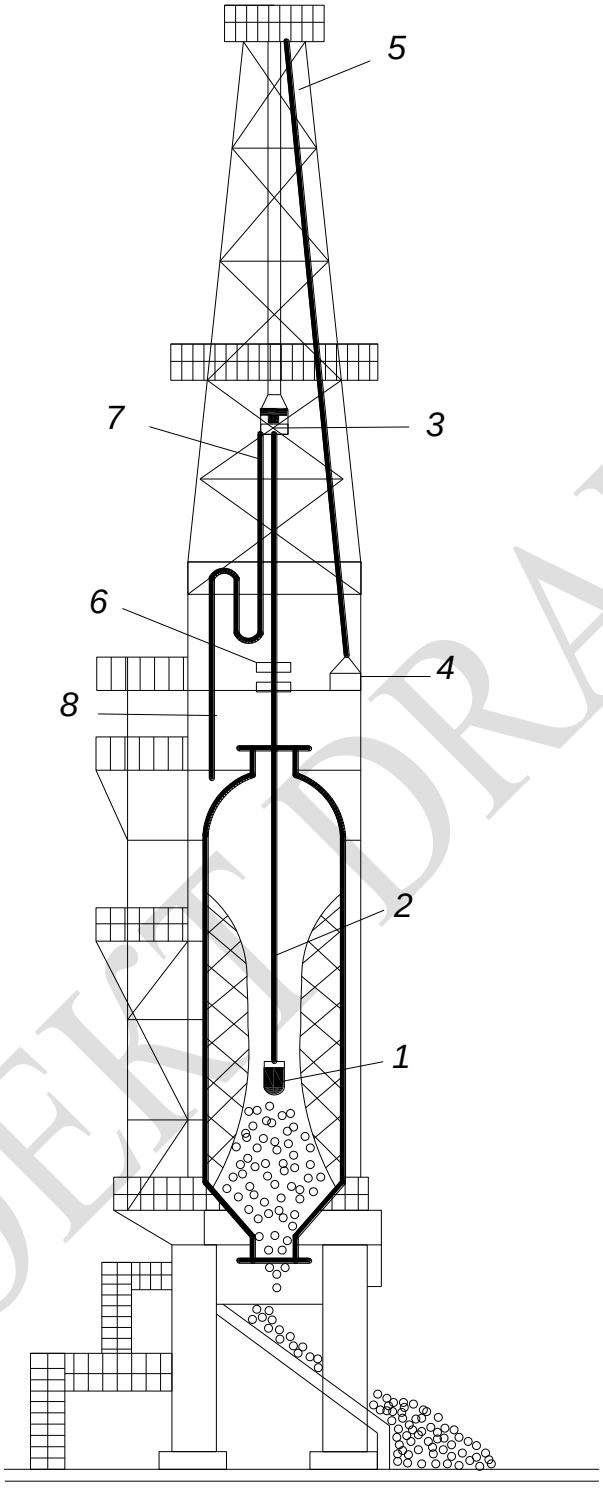


Рисунок 3.33 - Компоновка оборудования для гидравлической выгрузки кокса из камер

1 - гидрорезак, 2 - бурильная штанга, 3 - лебедка, 4 - вертлюг, 5 - напорный трубопровод, 6 - талевая система, 7 - рукав, 8 - сливной трубопровод

ПРОЕКТ DRAFT

3.12.1.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.61 - 3.63 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водам и отходам по процессу замедленного коксования, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПНХЗ» - Установка замедленного коксования).

Таблица 3.61 - Потребление энергетических ресурсов установки замедленного коксования

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	1 000 000	500 000
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	29,7	3,8
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	165,4	0,003
Удельное потребление топлива	т/т	156[1)]	0,000[1)]
Охлаждающая вода	т/т	5	0,15
Оборотная вода	т/т	0,00032	0,00028
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.62- Выбросы установки замедленного коксования

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	6	47,3	26
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		2,31	47	24
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0	0	0
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		3	7	5

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего

PROJECT DRAFT

раздела.

Таблица 3.63 - Отходы установки замедленного коксования

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти	3	500000	1000000	10,6	50	10,6	50
Отходы минеральных масел индустриальных	3	500000	1000000	1	1	1	1
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	3	500000	1000000	100	0,9	100	0,9

3.12.2 Технология прокаливания кокса

3.12.2.1 Описание технологического процесса

В процессе прокаливания кокса под действием высоких температур протекают сложные параллельные и последовательные реакции разложения и уплотнения материала кокса. Недококсовавшиеся в процессе замедленного коксования углеводороды подвергаются деструктивному разложению с образованием кокса и газообразных продуктов. При этом во всей массе кокса протекают процессы изменения структуры с обеднением водородом. Последний в виде метана и других углеводородов выделяется в топочное пространство и сгорает.

В процессе прокаливания происходит полное удаление влаги и летучих веществ, увеличивается кажущаяся и действительная плотность, повышается электропроводность и механическая плотность.

Прокаливание кокса проводится в барабанной вращающейся печи длиной 60,0 м, диаметром 3,0 м, установленной под углом ≈2,0 ° к горизонту. Время пребывания (1-1,5 часа) определяется скоростью вращения барабана (1-3 об/мин).

Прокалочная печь работает по принципу противотока – кокс двигается навстречу потоку газов, образующихся в результате сжигания топлива, летучих продуктов и угара материалов. Прокалка кокса осуществляется при температуре

ПРОЕКТ DRAFT

950–1300 ºС.

В соответствии с процессом прокалочную печь условно можно разделить на следующие зоны:

- зона нагрева и выделения летучих – 1050-1150 ºС;
- зона прокалки 1250–1350 ºС;
- зона снижения температуры 800-650 °С.

Границы и длина зон определяется гранулометрическим составом и влажностью кокса, а также содержанием летучих веществ. Положение зон в печи меняется в зависимости от разряжения, подачи объема газа и воздуха, от качества и количества загружаемого в печь кокса.

Качество прокаливания кокса зависит от длины зоны прокалки, максимальной температуры в печи и времени нахождения материала в ней.

Допустимая (рабочая) производительность определяется условиями обеспечения заданной степени прокаленности кокса по значениям действительной плотности не менее 2,02 г/см^3 и не более 2,09 г/см^3 при выбранном температурном режиме нагрева и задается дозатором сырого кокса.

Для коксов, используемых для анодов в производстве алюминия, наилучшей контрольной величиной качества является действительная плотность. Действительная плотность прокаленного кокса тем выше, чем ниже его удельное электрическое сопротивление.

Повышенное содержание влаги в сыром коксе, поступающем на прокалку, будет снижать температуру прокаливания, а с нею и производительность установки, и удельный вес прокаленного кокса. По этой причине верхний предел содержания влаги в коксе не должен превышать 12 %.

Для обеспечения оптимальной глубины прокалки сырой кокс, поступающий в печь, должен содержать кусков не более 70 мм. Содержание коксовой мелочи и пыли должно быть ограничено, т.к. последняя будет выгорать, и выноситься, повышая потери кокса, и осложнять ведение процесса прокаливания.

Прокаленный кокс охлаждается в холодильнике кокса химически очищенной водой прямого охлаждения и циркулирующей в системе водой косвенного охлаждения до температуры ≈60 ºС и конвейерами подается на склад кокса. Циркулирующая вода охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения.

Отходящие газы из печи с температурой 800-1300 ºС поступают через пылеосадительную камеру в печь дожига, где происходит дожиг летучих веществ и коксовой пыли, затем поступают в котел-утилизатор.

Тепло газового потока используется для выработки пара давлением 2,0 МПа. Охлажденные дымовые газы выбрасываются через дымовую трубу высотой 120 м в атмосферу.

На рисунке 3.34 представлена схема прокаливания кокса.

Сырой кокс из бункера 1 через питатель 2 проходит по ленточному конвейеру 3, попадает в дробилку 5, где происходит его измельчение. Далее измельченный кокс поступает в накопительный бункер 6, проходит через весы-дозатор 7 и входит в печь 8, где осуществляется прокаливание кокса. Затем

PROJECT DRAFT

прокаленный кокс охлаждают в охладителе 10 и выводят через бункер 12 в вагон 13. Коксовую пыль улавливают и дожигают в печи 15. Продукты сгорания уходят в дымовую трубу.

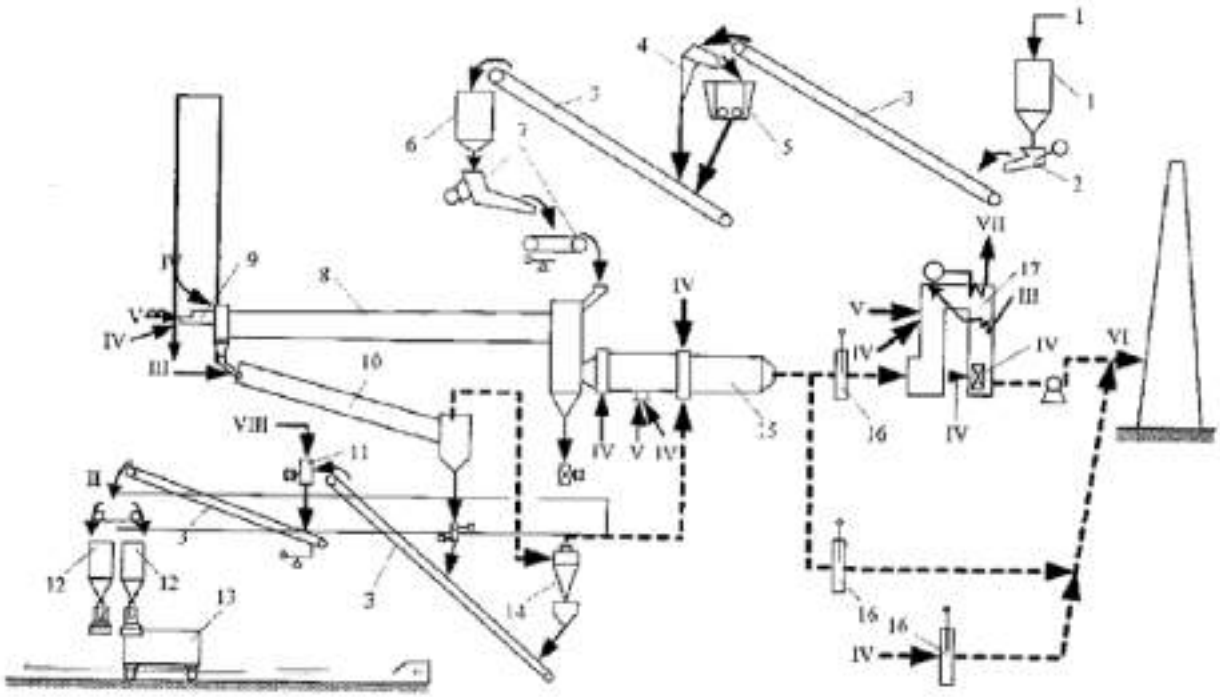


Рисунок 3.34 - Схема прокаливания кокса
1 - бункер сырого кокса, 2 - питатель, 3 - ленточный конвейер, 4 - питатель, 5 - дробилка, 6 - бункер-накопитель, 7 - весы-дозатор, 8 - печь барабанного типа, 9 - горелка, 10 - охладитель кокса, 11 - узел обмасливания, 12 - бункер прокаленного кокса, 13 - вагон-хоппер, 14 - циклон, 15 - печь дожига, 16 - гильотинная заслонка, 17 - котел-утилизатор.
Потоки: I - сырой кокс, II - прокаленный кокс, III - вода, IV - воздух, V - топливный газ, VI - дымовые газы, VII - перегретый пар, VIII - обмасливающий продукт

3.12.2.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Выбросы в атмосферу при коксовании включают выбросы дымовых газов технологического нагревателя и летучие выбросы. Кроме того, удаление кокса из барабана (замедленное коксование) может привести к выбросу твердых частиц и любых оставшихся углеводородов в атмосферу. Основные образующиеся загрязнители, а также их источники представлены в таблицах 3.65 и 3.66.

Сероводород и соединения серы в виде меркаптанов могут выделяться из потока воды из обратных конденсаторов.

Углеводороды могут высвобождаться из сбросов давления на орошающих барабанах и емкостях, в результате выбросов из башни гашения, операций по хранению и транспортировке, разливов и сбросов отходов и воды.

ПРОЕКТ

Твердые частицы могут выделяться из системы очистки газа печи, системы очистки газа вращающейся установки для коксования, обработки и хранения кокса, операций загрузки и процесса прокаливания. Противодавление газов, выходящих из печи, имеет решающее значение для поддержания фронта пламени в печи. Это может означать, что рабочие условия циклона продиктованы требованиями печи, а не оптимальными условиями для удаления пыли. Хранение, измельчение и транспортировка сырого кокса происходит во влажном состоянии без выбросов в воздух.

Сточные Воды

Сточные воды образуются при удалении кокса, водоотделении при обращении с коксом кислой воды из верхнего погона ректификационной колонны, операциях охлаждения и закачке пара, и их следует очищать. Подробный анализ загрязняющих веществ в таких сточных водах недоступен, поскольку они передаются непосредственно в основную систему сточных вод нефтеперерабатывающего завода для очистки.

Твердые отходы

Твердые отходы, образующиеся в процессах коксования, представляют собой коксовые частицы (частицы углерода и углеводороды) и шламы продувки горячей нефтью, содержащие углеводороды.

В таблицах 3.64 - 3.66 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водам и отходам по процессу прокаливания кокса, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - Установка прокалки нефтяного кокса).

Таблица 3.64 - Потребление энергетических ресурсов установки прокалки нефтяного кокса

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 180 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	148,9	13,2
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	1,5	0,0024
Удельное потребление топлива	т/т	0,146[1)]	0,032[1)]
Оборотная вода	т/т	0,00082	0,0008
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

PROEKT DRAFT

Таблица 3.65- Выбросы установки прокалки нефтяного кокса

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	1	7	4
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		6	46	26
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		8	156	82
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		0	5	2

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.66 - Отходы установки прокалки нефтяного кокса

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Отходы минеральных масел индустриальных	А	20000	200000	3	1,5	3	1,5

ПРОЕКТ DRAFT

3.13 Производство битума

3.13.1 Общие сведения о процессе

Целью процесса является получение битумов. Проведение процесса заключается в окислении сырья кислородом воздуха (тяжелые остатки переработки нефти, их смеси с различными экстрактами, смолами или другими тяжелыми продуктами нефтепереработки) до битума. Реакция протекает по радикальному механизму в двух основных направлениях при температуре 180 - 300 °С, расходе воздуха 2,8-5,5 $м^3/(м^2 \cdot мин)$ и давлении 0,3 - 0,8 МПа:

Углеводороды → Кислоты → Оксокислоты → Асфальтогеновые кислоты

Углеводороды → Смолы →Асфальтены → Карбены → Карбоиды

Наиболее пригодными считаются тяжелые асфальто-смолистые нефти, составы, которых соответствуют условию:

$$А + С - 2,5 П \geq 8,$$

где А, С, П - соответственно содержание асфальтенов, смол и парафинов, % мас.

На протекание процесса окисления существенное влияние оказывают следующие факторы:

1) Природа сырья (чем больше содержаниие в исходной нефти асфальтосмолистых компонентов, чем выше отношение асфальтенов к смолам и меньше содержание твердых парафинов, тем выше качество получаемых битумов).

2) Исходная условная вязкость гудрона, зависящая от содержания в нем масел, смолистых соединений и асфальтенов.

3) Температура окисления (чем выше температура, при которой проходит процесс окисления, тем больше реакция идет по линии образования асфальтенов, карбенов, карбоидов).

4) Расход воздуха (увеличение расхода воздуха до определенного предела ведет к пропорциональному повышению скорости окисления).

5) Давление в зоне реакции (повышенное давления в зоне реакции сокращает продолжительность окисления, улучшает диффузию кислорода в жидкую фазу, в результате увеличивается интервал пластичности получаемых битумов).

6) Подогрев сжатого воздуха, подаваемого на окисление.

7) Уровень жидкой фазы в окислительной колонне (Увеличение столба жидкости в окислителе повышает температуру размягчения битума и эффективность процесса).

Продукты

Основными продуктами являются дорожные и строительные битумы, побочными продуктами - газы окисления, жидкий отгон («черный соляр»).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.67 - Материальный баланс процесса окисления гудрона в пустотелой колонне

Показатель	% мас.
Приход:	
Гудрон	100,00
Воздух	12,54
Итого:	112,54
Расход:	
Несэтебитум	97,40
Газы окисления	13,30
Отгон («черный соляр»)	Т70
Потери	0,14
Итого:	112,54

Технологические схемы процесса

Окисление гудрона до битума путем продувки воздуха через слой жидкости осуществляется в окислительных аппаратах различного типа:

1) кубах (из-за низкой производительности, высокой металлоемкости и повышенной пожароопасности применение окислительных кубов неэкономично и бесперспективно);

2) необогреваемых трубчатых (змеевиковых) реакторах (предпочтительно для производства строительных битумов);

3) производство битумов методом окисления с применением в качестве окислительного аппарата трубчатого реактора;

4) пустотелой колонне (на рисунке 3.35 представлена технологическая схема установки по окислению гудрона в битумы).

ПРОЕКТ DRAFT

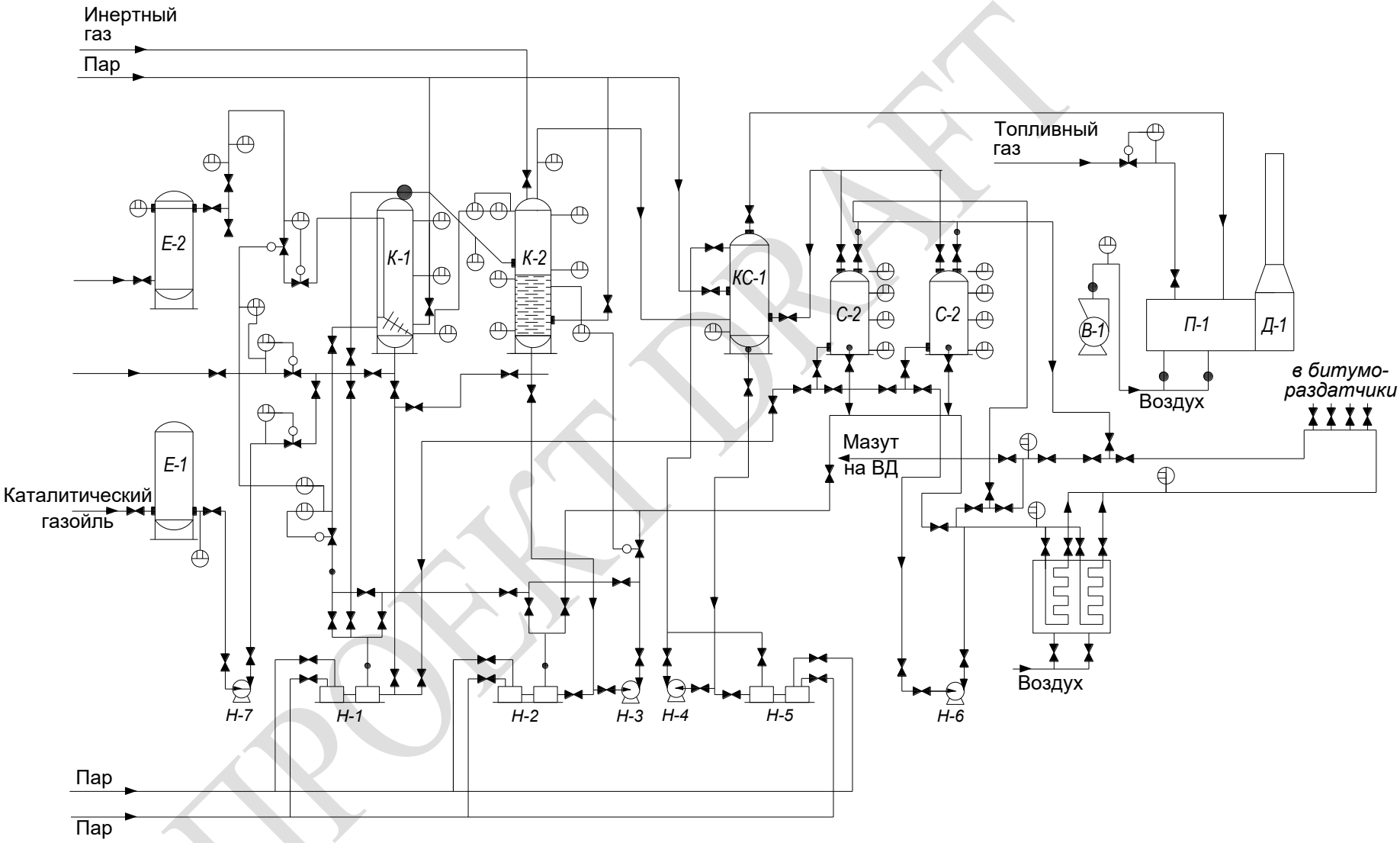


Рисунок 3.35 - Технологическая схема установки по окислению гудрона в битумы

ПРОЕКТ DRAFT

Гудрон с установок АВТ через регулирующий клапан подается в реактор К-1, где происходит его окисление кислородом воздуха. Воздух в колонну подается через влагоотделитель Е-2. Не вступивший в реакцию воздух, газообразные и жидкие продукты окисления поступают в среднюю часть колонн К-2, работающую как выносная секция сепарации, где происходит отделение газообразной фазы от жидкой. Газовая фаза (легкие продукты окисления, не вступивший в реакцию воздух и водяные пары) выводится с верха колонн К-2 и поступает в сепаратор КС-1, а затем на блок обезвреживания газов окисления. Битум из колонны К-1 поступает в колонну К-2 с температурой не более 290 °С. Битум с низа колонны К-2 откачивается насосом Н-2, Н-3 в битумораздаточники битумной эстакады. Температура битума при закачке в битумораздаточники должна быть в пределах 180-210 °С. Взрывобезопасность процесса окисления битума может быть обеспечена либо путем поддержания температуры поверхности жидкой фазы ниже безопасной, либо путем поддержания концентрации кислорода ниже допустимой (в горячих газах не более 8 %, в охлажденных газах окисления не более 10 %).

Комбинированное применение на одной битумной установке реакторов двух типов позволяет одновременно получать разные марки битумов и более полно использовать тепло реакции и отходящих потоков.

Аппаратура и оборудование

Окислитель колонного типа имеет диаметр 3358 мм и высоту 23200 мм. Диаметр более 3,5 м нецелесообразен, так как в большом сечении трудно осуществить равномерное диспергирование воздуха. Воздух вводится через маточник в нижней части аппарата, продукт подается в середину колонны и выводится снизу (рисунок 3.36).

ПРОЕКТ DRAFT

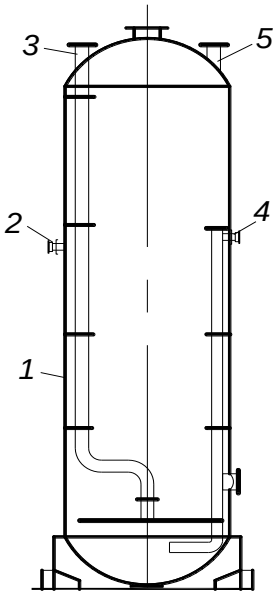


Рисунок 3.36 - Окислитель колонного типа
1 - корпус; 2 - штуцер для ввода гудрона; 3 - штуцер для ввода воздуха с распределителем; 4 - штуцер для вывода продукта;
5 - штуцер для вывода газов окисления

В последние годы на некоторых НПЗ проведена модернизация и переобвязка действующих окислительных колонн с целью повышения степени использования кислорода воздуха при получении высокоплавких битумов. Сюда следует отнести создание колонн с внутренним или наружным разделением зон реакции и сепарации и колонн с квенчинг-секцией (рисунок 3.37).

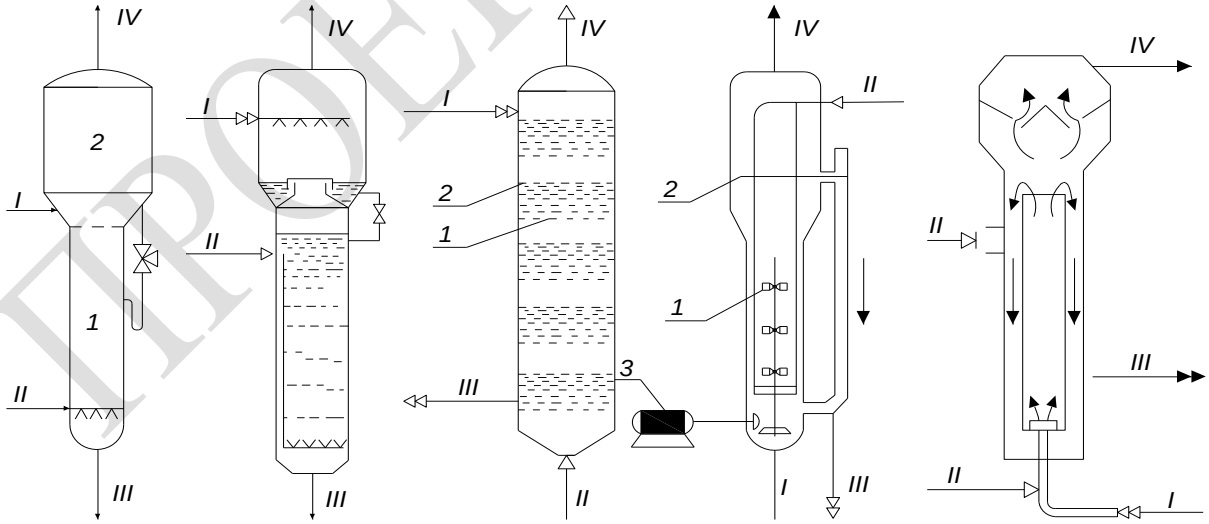


Рисунок 3.37 - Схемы модернизационных колонн: с одной и двумя квенчинг-секциями; с ситчатыми тарелками; с перемешивающим устройством; с внутренним стаканом

Технико-экономические показатели процесса окисления с квенчинг-

ПРОЕКТ DRAFT

секцией превосходят соответствующие показатели, характерные для других окислительных аппаратов.

Трубчатый реактор - аппарат с вертикально расположенными трубками, соединенными «калачами» в непрерывный змеевик. Окисление в реакторе протекает в условиях интенсивного перемешивания сырья с воздухом за счет высоких скоростей реакционной смеси. Вертикальное расположение труб препятствует расслоению газовой и жидкой фаз, следовательно, улучшает условия их контакта (рисунок 3.38).

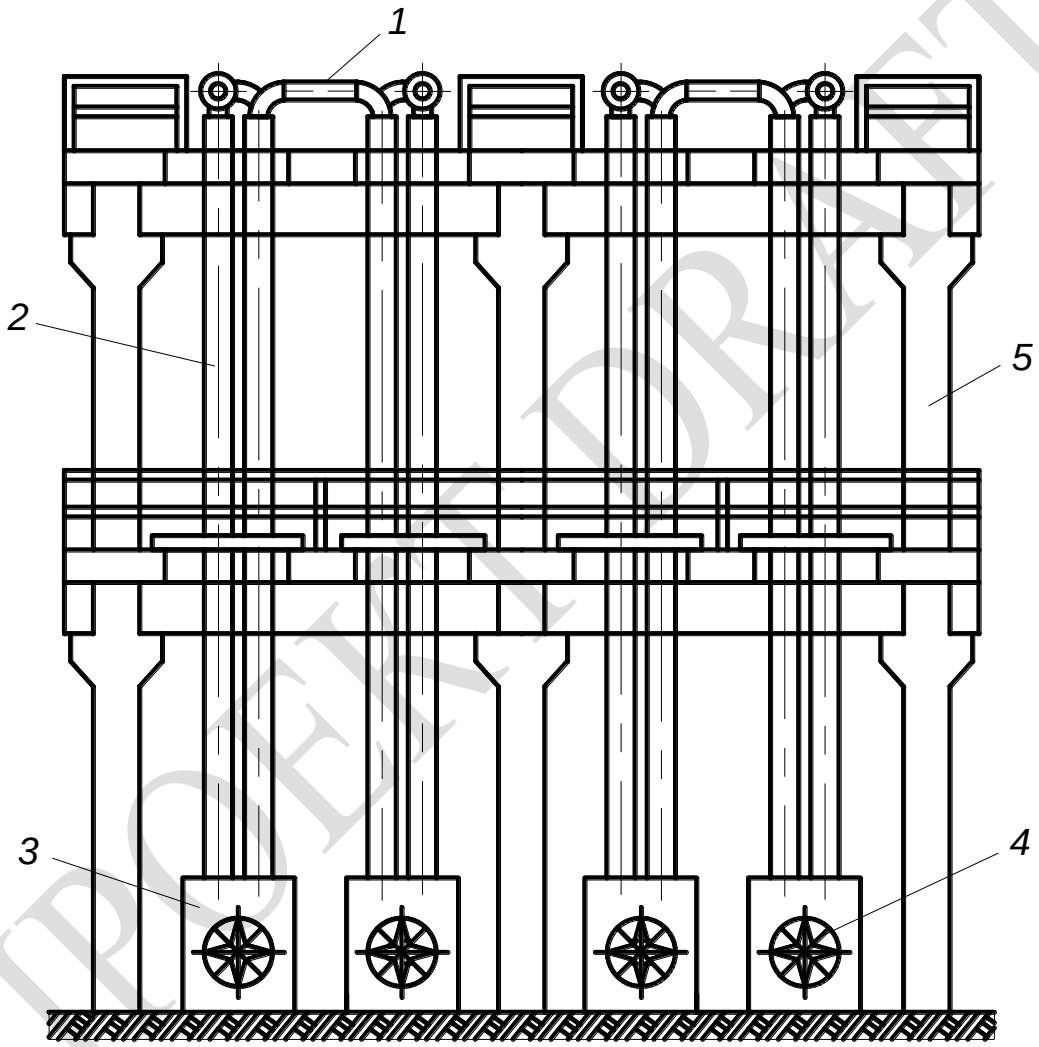


Рисунок 3.38 - Двухпоточный четырехсекционный трубчатый реактор.
1 - реакционные трубы; 2 - кожух; 3 - распределительный воздушный короб;
4 - вентилятор; 5 - опорные конструкции

Съем тепла, выделяющегося при окислении, производится воздухом, подаваемым вентиляторами. Для обеспечения направленного движения воздуха трубы реактора помещают в общий металлический кожух (для реактора с трубами диаметром 150 мм) либо каждую трубу отдельно помещают в кожух

ПРОЕКТ DRAFT

(для реактора с трубами диаметром 200 мм).

3.13.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Потребление

Окисление битума - процесс с низкими энергетическими затратами. Немного электроэнергии требуется для воздушного компрессора, насоса перегонки продукта и конденсационной системы. Использование электроэнергии в этих процессах составляет 15-35 кВт-ч/т, и используемый в этом процессе пар составляет 100-200 кг/т. Охлаждающая вода используется в качестве конденсатора. При применении прямого водяного охлаждения обычно используется большое количество воды.

Выбросы в атмосферу

Дымовой газ из печей. Отходящие газы верхней части установки производства битума содержат главным образом легкие углеводороды, N_2, O_2, CO_2 и SO_2, так как сжигаются при высоких температурах (~800 °C) для обеспечения полного разрушения компонентов, таких, как H_2S, CO, сложные альдегиды, органические кислоты, ПАУ и фенольные смолы, которые имеют очень неприятный запах. Верхний поток окислительной колонны составляет около 0,07-0,30 $Нм^3$ воздуха/кг сырья. Главные проблемы производства битума связаны с выпусками сероводорода из дистиллированных остатков, кислым конденсатом, и газом, выработанным в процессе окисления. Углеводороды и соединения серы могут выделяться при утечке из клапанов понижения давления в виде жидких капель, содержащих аэрозоль, из системы вентиляции операций налива.

Технологические сточные воды

Серосодержащая вода образуется в верхней части окислительной колонны. Этот поток составляет до 5 $м^3$/т сырья и содержит H_2S, нефть, ароматические вещества, ПАУ, серную кислоту, пахучие продукты окисления (кетоны, альдегиды, жирные кислоты) и твердые частицы. Другие потенциальные сбросы в воду представляют углеводороды и соединения серы из уплотнений и утечек.

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Отходы

Эмульсии дренажной нефти формируются в верхней части окислительной колонны. Они содержат углеводороды, воду и твердые частицы.

В таблицах 3.68 - 3.70 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ и отходам по процессу производства битума, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «ПНХЗ» - Установка производства битума).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.68 - Потребление энергетических ресурсов установки производства битума

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 500000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	43,6	7
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,5	0,0005
Удельное потребление топлива	т/т	23[1)]	0,0013[1)]
Охлаждающая вода	т/т	0,045	0,042
Оборотная вода	т/т	3,33	0,0003
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.69- Выбросы установки производства битума

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	0,001	1,9	0,95
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,006	11,7	5,9
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,01	64,4	32,2
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		0,002	8,5	4,3

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.70 - Отходы установки производства битума

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти	3	300000	500000	5,2	310,1	5,2	310,1
Отходы минеральных масел индустриальных	3	300000	500000	0,121	1,98	0,121	1,98
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание, нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	3	300000	500000	0,37	12	0,37	12
Масла компрессорные отработанные	3	300000	500000	0,1	0,1	0,1	0,1
Отходы битума, асфальта в твердой форме	4	300000	500000	300	300	300	300

ПРОЕКТ DRAFT

3.14 Переработка сероводорода

3.14.1 Общие сведения о процессе

Сероводород, выделяемый из технологических газов термогидрокаталитических процессов нефтепереработки, обычно перерабатывают на заводах в элементную серу.

Химизм и управление процессом

Самым распространенным промышленным способом получения серы из технологических и природных газов считается процесс Клауса, осуществляемый в две стадии.

1) Термическая стадия - высокотемпературное сжигание сероводорода в топочной части реактора при подаче стехиометрического количества воздуха. В ходе реакций

$$H_2S+3/2O_2 \rightarrow SO_2+H_2O+Q$$

$$2H_2S+SO_2 \rightarrow 3\backslash 2S_2+H_2O+Q$$

выделяется значительное количество теплоты, которое необходимо утилизировать перед второй стадией процесса, и расходуется до 70 % сероводорода.

2) Каталитическая стадия, проводимая на активном оксиде алюминия при 200-300 °С в две ступени, позволяет довести конверсию сероводорода до 95 %:

$$2H_2S+SO_2 \rightarrow 3\backslash 6S_6+2H_2O$$

$$2H_2S+SO_2 \rightarrow 3\backslash 8S_8+2H_2O$$

Кроме оксида алюминия, бокситов, в качестве катализатора используют диоксид титана.

В ходе процесса Клауса образуются три модификации серы - S_2, S_6 и S_8. Жидкая сера представлена в основном модификацией S_8.

На эффективность процесса влияют состав кислого газа, температура процесса, давление, время контакта, эффективность катализаторов и работы конденсаторов серы.

Так, для устойчивого горения кислого газа с содержанием сероводорода менее 50 % (об.) необходимы специальные меры (его подогрев, обогащение воздуха кислородом и т.п.). Избыток CO_2, более 30 % (об.), также дестабилизирует горение газа, увеличивает расход теплоты на его нагрев и способствует образованию сероуглерода (CS_2) и сульфооксида углерода (COS). При содержании в газе углеводородов более 5 % (об.) интенсивно образуются смола и сажа, портящие цвет и качество серы. Допустимое содержание паров воды в газе - до 5 % (об.).

Оптимальная температура, способствующая максимальной степени

ПРОЕКТ DRAFT

конверсии на термической ступени - 1100-1300 ºС. На каталитической стадии имеет место обратная зависимость степени конверсии от температуры: конверсия повышается с понижением температуры; нижний температурный предел ограничен точкой росы серы (118 °С). На практике с целью исключения конденсации серы в порах катализатора температуру каталитической стадии процесса поддерживают на уровне 210-220 °С.

На каждой из вышеперечисленных стадий процесса влияние давления другое: на термической снижение давления повышает степень конверсии сероводорода в серу, а на каталитической - наоборот. На современных установках давление поддерживают на уровне 0,12-0,17 МПа.

Повышение времени контакта увеличивает выход серы на обеих стадиях процесса.

Эффективно работающие конденсаторы-коагуляторы снижают потери серы с хвостовыми газами, что способствует росту конверсии.

Активность катализатора, его устойчивость к сульфатации и способность ускорять реакции гидролиза COS и CS_2 также определяют эффективность процесса. На установках используют AI_2O_3 со средним сроком службы 4 года.

Технологическая схема.

При концентрации сероводорода в кислом газе выше 50 % (об.) используют прямоточный процесс Клауса - пламенный способ. По этому способу весь кислый газ подается на сжигание в печь-реактор термической стадии установки Клауса, выполненную в одном корпусе с котлом-утилизатором. В топке печи-реактора температура достигает 1100-1300 °С, и выход серы 70-75 %. Дальнейшее превращение сероводорода в серу осуществляется в две-три ступени на катализаторах при температуре 220- 260 °С. После каждой ступени пары образовавшейся серы конденсируются в поверхностных конденсаторах. Теплота, выделяющаяся при горении сероводорода и конденсации паров серы, используется для получения пара среднего и низкого давления. Выход серы в этом процессе достигает 96-97 %.

Установка прямоточного процесса Клауса состоит из двух стадий получения серы - термической и каталитической. (см. рисунок 3.39)

ПРОЕКТ DRAFT

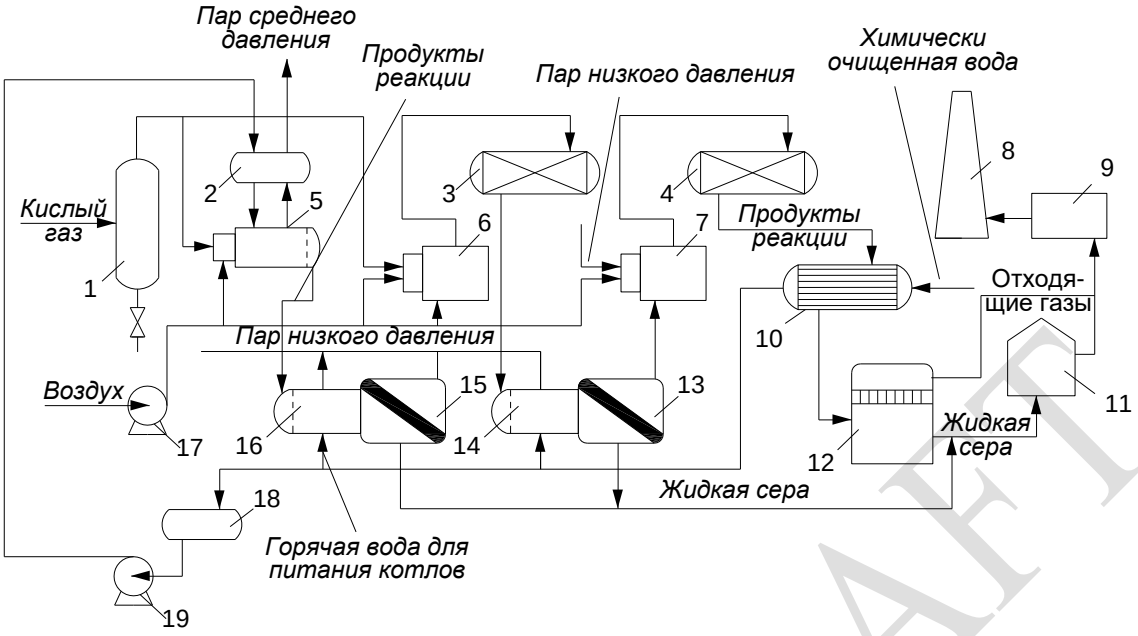


Рисунок 3.39 - Технологическая схема процесса Клауса:
1 - сепаратор; 2 - барабан первого котла; 3, 4 - каталитические реакторы первой и второй ступеней; 5 - печь-реактор; 6, 7 - печи подогрева технологического газа; 8 - печь дожига и дымовая труба; 9 - установка доочистки хвостовых газов; 10 - экономайзер; 11 - серная яма; 12, 13, 15 - коагуляторы серы; 14, 16 - конденсаторы серы; 17 - воздуходувка; 18 - емкость горячей воды; 19 - насос

Кислый газ сжигается в печи-реакторе 5, причем кислород воздуха подается в топку в количестве, необходимом для протекания окисления сероводорода до серы.

На термической стадии установок Клауса применяют цилиндрические реакторы, состоящие из топочной камеры и трубчатого теплообменника. В торцевой части топочной камеры расположены горелочные устройства. Основная часть сероводородного газа и воздуха обычно подается по тангенциальным каналам. В зоне смешения горение происходит в закрученном потоке. Проходя решетку из расположенного в шахматном порядке огнеупорного кирпича, продукты сгорания поступают в основной топочный объем также цилиндрической формы, но большего диаметра.

Затем продукты сгорания охлаждаются водой, проходя по трубному пространству трубчатого теплообменника, и поступают в конденсатор, откуда полученная в термической стадии сера выводится в хранилище. Технологический газ после термической стадии, содержащий непрореагированный сероводород, сернистый ангидрид, образовавшийся одновременно с серой при пламенном сжигании сероводорода, а также сульфидоксид углерода и сероуглерод (продукты побочных реакций, протекающих в реакторе), вновь подогреваются в подогревателе до 220-300 °С и поступают на каталитическую стадию. В слое катализатора происходит основная

ПРОЕКТ DRAFT

реакция:

$$2H_2S+SO_2=3/8S_8+2H_2O$$

Каталитических ступеней бывает обычно две или три. На выход серы большое влияние оказывает число ступеней конверсии, способ подогрева газов перед ступенями и соотношение компонентов H_2S и SO_2 (в соответствии со стехиометрией).

Процесс Клауса - многостадийный, энергоемкий и экологически несовершенный. Его приходится дополнять процессом доочистки отходящего газа. Наибольшее распространение получили способы, основанные на совершенствовании процесса Клауса (сероводород и диоксид серы вступают в реакцию при температуре ниже точки росы серы). Степень извлечения серы при этом достигает 99,5 %.

Получившаяся сера находит широкое применение в народном хозяйстве: для производства серной кислоты и ее производных, в качестве вулканизатора резинотехнических изделий, компонента лекарственных препаратов, добавок при производстве строительных материалов.

Следует отметить, что процесс получения серы - больше экологический процесс (цена на серу значительно меньше цены любого нефтепродукта), с учетом цен на транспорт, сбыт для производителя не приносит доходов, как правило, имеют место только убытки и трудности.

3.14.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.71 - 3.73 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водам и отходам по процессу производства серы, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» и ТОО «ПКОП» - Установка производства серы).

Таблица 3.71 - Потребление энергетических ресурсов установки производства серы

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	4000	20 000
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	195	3
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	29,89	0,07
Удельное потребление топлива	т/т	0,036[1)]	0,01[1)]
Охлаждающая вода	т/т	0,340	0,14
Оборотная вода	т/т	36,08	10,5
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.72- Выбросы комбинированной установке производства серы

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	0,261	30	15
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		5,13	185	95
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,043	373	186
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		22,84	99	60

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.73 - Отходы комбинированной установке производства серы

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
Использованные катализаторы	G	534	3353	70	84	70	84
Нефтешламы	A	11484	22968	30,13	30,13	30,13	30,13
Коксовые массы отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	A	4000	20000	40	55	40	55
Отходы минеральных масел индустриальных	A	4000	20000	0,5	1,2	0,5	1,2

ПРОЕКТ DRAFT

3.15 Производство водорода

3.15.1 Общие сведения о процессе

С внедрением гидрогенизациионных процессов водород становится очень важным реагентом на НПЗ. Основным источником водорода, до определенного этапа развития, являлись установки каталитического риформинга бензиновых фракций. Однако получаемого на них водорода становится недостаточно для нужд НПЗ, кроме того, он не всегда удовлетворяет нефтепереработчиков по концентрации водорода. В связи с этим в состав заводов включаются как установки по концентрированию водорода, так и установки по его производству методом паровой конверсии.

Установки (секции) концентрирования водорода могут в своей основе опираться на ряд технологий: адсорбционная, мембранная, криогенная и т.д.

Наибольшее распространение в последние годы получила технология адсорбционного концентрирования водорода.

3.15.2 Адсорбционное концентрирование водорода

Процесс адсорбционного концентрирования водорода базируется на технологии короткоцикловой адсорбции при переменном давлении.

Короткоцикловая адсорбция основана на физическом явлении адсорбции - поглощении при высоком давлении твердым адсорбентом «примесей», содержащихся в водородсодержащем газе при прохождении его через слой адсорбента с последующей десорбцией поглощенных «примесей» при сбросе давления и продувке противотоком чистым водородом (регенерация адсорбента).

Процесс осуществляется в периодически переключаемых автоматической системой управления адсорберах, находящихся на различных заранее заданных стадиях рабочего цикла, что позволяет получать очищенный водород с непрерывным расходом и давлением, близким к исходному давлению сырьевого водородсодержащего газа.

Ниже приводится адсорбция компонентов газовой смеси относительно адсорбента:

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.74 - Изменение величины адсорбции различных компонентов

Компонент	Адсорбция
	слабая
водород	*
гелий	*
кислород	*
аргон	*
азот	***
CO	***
метан	***
CO_2	*****
этан	*****
этилен	*******
пропан	*******
изобутан	*******
пропилен	*******
H_2S	*********
меркаптаны	*********
бензол	**********
толуол	**********
этилбензол	**********
H_2O	**********
	сильная

Для получения чистого водорода фаза адсорбции должна быть закончена до полного заполнения пор адсорбента «примесями». Чтобы получить непрерывный поток очищенного водорода, поток исходного водородсодержащего газа должен быть переключен на другой, адсорбер, в котором находится регенерированный адсорбент. Это осуществляется автоматически системой управления PSA.

Технологический процесс на установке PSA можно разделить на три этапа:

1) Подготовка сырьевого газа для очистки

2) Концентрирование водорода - адсорбционная очистка в блоке PSA с получением основного продукта - водорода с концентрацией не ниже 99,5 % об.

3) Сброс отдувочных газов в топливную сеть завода.

Подготовка сырьевого газа заключается в смешении в коллекторе отдуваемых с установок НПЗ водородсодержащих газов, отделении углеводородного конденсата в буферной емкости и стабилизации давления и расхода водородсодержащего газа на входе в адсорберы.

Процесс адсорбционной очистки осуществляется в адсорберах в соответствии со следующими стадиями:

Адсорбция - процесс выделения при рабочем давлении «примесей» из водородсодержащего газа во время его прохождения через слой адсорбента, размещенного в адсорберах. Для отделения водяных паров используется силикагель, помещаемый в I (нижний) слой; для отделения углеводородов C_2+

ПРОЕКТ

используется аморфный алюмосиликат или цеолит, помещаемый во II слой; для отделения метана используется активированный уголь, помещаемый в III верхний слой.

Адсорбция проводится в одном из шести адсорберов, находящимся в данный момент в рабочем цикле. Адсорберы работают в шахматном порядке. Неочищенный сырьевой газ проходит через адсорбер в направлении снизу вверх, при этом осуществляется избирательная адсорбция «примесей»: воды и углеводородов.

Водород высокой чистоты выходит с верха адсорбера и направляется в коллектор водород-продукта.

Регенерация - процесс десорбции (удаления) «примесей» с поверхности адсорбента - проводится в четыре цикла:

1) Понижение давления в адсорбере прямотоком (по направлению потока сырьевого газа - снизу вверх), при котором водород из этого адсорбера используется для подъема давления и продувки других адсорберов.

2) Понижение давления в адсорбере противотоком, при котором удаляется основная часть поглощенных «примесей». Это фаза быстрой отдувки.

3) Продувка адсорбера противотоком при низком давлении чистым водородом для десорбции остаточных «примесей».

4) Повышение давления в адсорбере противотоком за счет поступления газа из других адсорберов, которые находятся в стадии понижения давления, и затем из коллектора водорода.

«Примеси», отдуваемые из адсорберов при регенерации, представляют собой углеводородные газы, которые усредняются по составу в емкости сбросного газа. При этом также сглаживаются пульсации давления. Отдувочный газ направляется или в топливную сеть завода, или на сжигание в качестве топливного газа.

Влияние основных условий процесса

Хотя автоматическая система управления блока PSA компенсирует возможные изменения технологических параметров во время работы установки, необходимо учитывать следующее влияние технологических параметров короткоцикловой адсорбционной очистки водорода:

Давление

Рабочее давление адсорбции определяет емкость адсорбента. Емкость адсорбента - количество «примесей», которое адсорбент может поглотить до состояния насыщения. Чем выше давление, тем больше емкость адсорбента и тем дольше может быть продолжительность цикла адсорбции.

Величина рабочего давления задана в проекте на уровне 25-29 кгс/см^2, исходя из давления источников водородсодержащего газа на НПЗ.

Давление в емкости сбросного газа - еще один важный параметр. Чем ниже давление отдуваемого газа, тем полнее освобождение поверхностного слоя адсорбента от молекул «примесей» во время сброса давления и, соответственно, меньше требуется очищенного водорода для окончательной продувки

ПРОЕКТ ДРАФТ

адсорбента и тем выше рекуперация водорода, т.е. его суммарная степень извлечения из сырьевого газа.

Температура

Более высокая температура затрудняет адсорбцию «примесей» из сырьевого газа (уменьшается емкость адсорбента), но облегчает десорбцию. Следовательно, при более высокой температуре длительность циклов адсорбции-десорбции укорачивается.

Более низкая температура в адсорберах затрудняет процесс десорбции. При очень низкой температуре, например при пуске установки зимой с нарушенным обогревом адсорберов и трубопроводов, возможно выпадение углеводородного конденсата, который необратимо приводит III слой в неработоспособное состояние.

Нормальная рабочая температура составляет 30-40 °С.

Расход сырьевого газа

Расход сырьевого газа влияет на скорость насыщения адсорбента и, таким образом, чем выше расход, тем короче должен быть цикл адсорбции из-за более высокой скорости насыщения. Понижение расхода ниже предела чувствительности диафрагменного расходомера сырьевого газа приводит в нерабочее состояние систему управления процессом.

Рабочие пределы расхода 30-100 % от проектного, который составляет 30210 $Нм^3$/ч.

Состав газа

Чем выше концентрация водорода в сырьевом газе, тем ниже скорость насыщения адсорбента и, таким образом, цикл адсорбции может быть более продолжительным.

Чем больше концентрация тяжелых углеводородов в сырьевом газе, тем выше температура выпадения конденсата.

Число рабочих адсорберов

Во время эксплуатации установки может возникать необходимость отключения адсорберов для проведения инспекционных или ремонтных работ.

Для обеспечения этого схема предусматривает полное отключение одной пары адсорберов или отключение любого из адсорберов.

В случае отключения адсорберов производительность установки уменьшается.

Таблица 3.75 - Зависимость числа работающих адсорберов от производительности установки

Число работающих адсорберов	Производительность установки
6	100 %
5	90 %
4	80 %

Технологическая схема

Четырехадсорберный вариант технологической схемы установки

ПРОЕКТ DRAFT

адсорбционного концентрирования водорода изображен на рисунке 3.40.

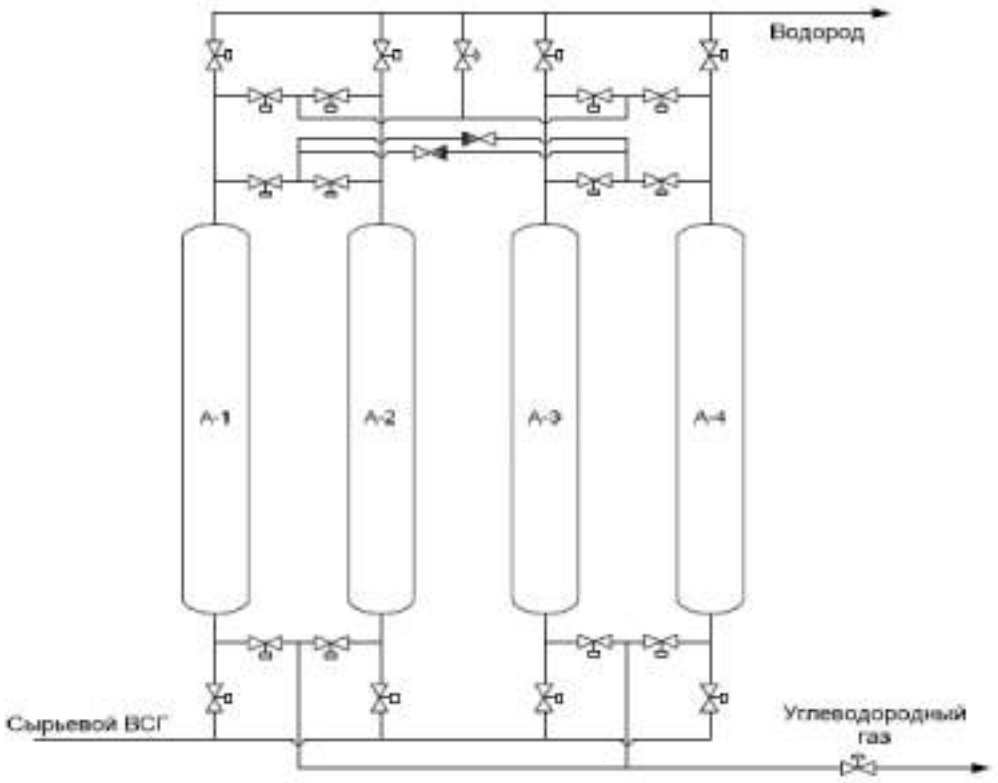


Рисунок 3.40 - Технологическая схема четырехадсорберной установки концентрирования водорода методом PSA

3.15.3 Получение водорода паровой конверсией

Назначение установки получения водорода методом паровой конверсии (парового риформинга)

Установка получения водорода методом парового риформинга предназначена для обеспечения водородом установок гидрогенизационных процессов, в частности установок гидрирования бензола, гидроочистки прямогонного бензина (нафты), керосина, изомеризации, гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива.

Сырьем производства и переработки угдеводородов с водяным паром в водород могут быть: природный и сжиженные газы, бензин.

В состав типовой установки паровой конверсии природного газа входят следующие основные технологические блоки:

1) блок компримирования природного газа с очисткой от сернистых соединений на кобальтмолибденовом катализаторе и дальнейшим удалением H2S на ZnO, включающий сырьевой дожимной компрессор, реактор гидроочистки и два реактора с оксидом цинка;

2) паровой риформинг природного газа, включающий печь с катализаторными трубами, конвекционную часть печи, холодильник

технологического газа и сепаратор пара высокого давления;

3) среднетемпературная конверсия CO, включающая конвертер и систему охлаждения технологического газа;

4) адсорбционная очистка технологического газа, включающая установку PSA;

5) блок подготовки котловой воды и система пара высокого давления.

Характеристика производимой продукции

Основной продукцией установки является водород высокой чистоты для установок гидрогенизационных процессов.

Вторым продуктом установки является водяной пар высокого давления.

Основные характеристики получаемой продукции:

Продуктовый водород	
Содержание водорода	не менее 99,9 % об.
Оксиды углерода	не более 20 ppm об.
N_2+CH_4	не более 1000 ppm об.
Условия на границе установки:	
Давление водорода	1,65 МПа (16,5 кгс/см^2)
Температура	34°C
Пар высокого давления	
Условия на границе установки:	
Давление	4,0 МПа (40 кгс/см^2)
Температура	360 °C

Описание технологического процесса и схемы производства

Характеристика и химизм процесса получения водорода методом парового риформинга природного и сжиженного газа

Очистка сырья от сернистых соединений и непредельных углеводородов.

Органические соединения серы являются сильными ядами для катализаторов парового риформинга, если они присутствуют в исходном сырье, то превращаются в сероводород по следующей основной реакции:

$$2R\text{-}SH + 3H_2 \rightarrow 2R\text{-}H_2 + 2H_2S$$

Одновременно водород вступает в реакцию с любыми олефинами, присутствующими в исходном сырье и насыщает их по следующей основной реакции:

$$R\text{-}CH = CH\text{-}R + H_2 \rightarrow R\text{-}CH_2 - CH_2\text{–}R$$

Гидрогенизация проводится в реакторе с применением никель-молибденового катализатора на основе окисноалюминиевого носителя.

ПРОЕКТ DRAFT

Если в углеводородном сырье содержится органический хлор, он может превращаться в неорганический хлор (HCl) под действием кобальт-молибденового катализатора гидрирования, неорганический хлор (HCl) вступает в реакцию с активным составом высокоактивного окисла-металла в дехлораторе, что образует неподвижный стабильный металлический хлорид, при этом, достигается цель выделения хлорида.

H_2S, образованный после гидрирования органической серы, абсорбирован в двух последовательных сероочистных реакторах (десульфураторах) окисью цинка с использованием сероочистного реагента окисью цинка. Реакция приведена ниже:

$$ZnO + H_2S \rightarrow ZnS + H_2O$$

Хемосорбция является необратимой реакцией, поэтому после насыщения хемосорбент (оксид цинка) подлежит замене.

Основные параметры процесса

Температура

Удаление сернистых соединений из природного газа в значительной степени зависит от температуры:

1) гидрирование органических сернистых соединений на кобальтмолибденовом катализаторе проводится при температуре 350-400 °C;

2) максимальная хемосорбция сероводорода оксидом цинка температуры достигается при температурах 250-410 °C, которая считается проектной температурой.

Давление

Незначительное изменение давления не влияет на процесс обессеривания.

Катализатор

Кобальтмолибденовый катализатор, используемый для гидрирования органических сернистых соединений, обеспечивает требуемый уровень очистки природного газа. Используемая окись цинка может понизить содержание сероводорода в продукте до менее 0,1 ppm.

Удаление сероводорода оксидом цинка - это химическая реакция, и хемосорбент, исчерпавший свою емкость, не поддается регенерации, он заменяется свежим. В зависимости от количества сероводорода адсорбированного оксидом цинка, последний может стать самовоспламеняющимся, то есть получить пирофорную форму при контакте с воздухом.

Паровой риформинг

Реакции парового риформинга метана в смеси с водяным паром проходят на никелевом катализаторе.

Основные параметры, характеризующие процесс углеводородного риформинга

Качество сырья

ПРОЕКТ DRAFT

В газе, подвергающемся паровой конверсии, основным источником проблем являются тяжелые углеводороды, так как тип катализатора и условия работы паровой конверсии выбраны и рассчитаны на то, что сырьем служат легкие углеводороды. Повышенное содержание тяжелых углеводородов в сырье при их разложении приведет к усиленному отложению кокса на катализаторе, а это вызовет, кроме прочего, увеличение перепада давления в реакционных трубках печи.

Температура

Температура оказывает значительное влияние на скорость протекания реакции. Углеводородный риформинг лучше идет при более высокой температуре, но необходимо учитывать влияние ее на срок службы оборудования.

Температура должна быть такой, чтобы избегать перегрева катализаторных трубок.

Выходная температура слоев катализатора должна поддерживаться в пределах от 760 до 860 °С. Давление оказывает существенное влияние на процесс углеводородного риформинга, процесс протекает лучше при более низком давлении.

Мольное соотношение водяного пара и углерода в сырьевом газе Н/С является главным параметром работы риформинга.

Если соотношение Н/С недостаточно, то углерод откладывается на катализаторе, что приводит к его дезактивации, а следовательно, к увеличению непрореагировавшего метана и снижению чистоты вырабатываемого водорода, а также к повышению перепада давления на слое катализатора, сокращению срока службы катализаторных трубок из-за возможных их местных перегревов. Поэтому следует поддерживать отношение Н/С на проектном уровне - не ниже 3,0 (мольное).

Катализатор

Процесс парового углеводородного риформинга протекает в подогреваемых снаружи трубках, наполненных катализатором. Катализатор представляет собой оксид никеля, нанесенный на огнеупорный оксид алюминия.

Катализатор очень прочен и стоек. Срок его службы зависит от концентрации серы и тяжелых углеводородов в сырье риформинга. Хорошее обессеривание сырья увеличивает срок службы катализатора. Катализатор риформинга не обладает пирофорными свойствами.

Конверсия СО

Сырой газ после предварительной конверсии поступает в процесс конверсии пара углеводорода. По процессу конверсии пара углеводорода, углеводород и пар в переработанном сыром газе вступают в реакцию под действием определенного давления, температуры, водяного пара и катализатора, и превращают в газообразный водород и окись углерода, одновременно, образуется CO_2 и малое количество остаточного CH_4. Вся реакция конверсии проводится в параллельном кожухтрубчатом реакторе, монтированном в камере

ПРОЕКТ DRAFT

радиации конверсионной печи, труба заполняется никелевым катализатором окисления.

Реакция конверсии углеводородов приведена ниже:

$$C_nH_m + nH_2O \leftrightarrow nCO + (n + m/2)\, H_2$$

Цель среднетемпературной конверсии CO в CO_2 - максимальный сдвиг реакции в сторону образования водорода и диоксида углерода, которая является побочным продуктом.

Реакция среднетемпературной конверсии CO протекает при температуре 330-350 °C на катализаторе, состоящем из оксидов железа и хрома с присадкой меди.

$$CO + H_2O = CO_2 + H_2 + Q$$

Основные параметры, оказывающие влияние на процесс

Температура

Реакция конверсии CO в CO_2 является экзотермической (протекает с выделением теплоты), поэтому ее лучше вести при более низких температурах, хотя активность катализатора уменьшается с понижением температуры.

При среднетемпературной конверсии температура поддерживается в пределах 360-440 °C, при этом стараются достичь максимума активности катализатора в конкретный период его эксплуатации. Активность свежего катализатора достаточного высока уже при температуре выше 340 °C.

Давление оказывает достаточное влияние на активность катализатора.

При повышении давления от 0 до 2,0 МПа (изб.) активность катализатора растет, но после 2,0 МПа (изб.) повышение давления не оказывает на нее заметного влияния.

Катализаторы.

Процесс среднететемпературной конверсии протекает на катализаторе, состоящем из оксидов железа и хрома с присадкой меди.

Содержание оксида углерода в продукте среднетемпературной конверсии CO в CO_2 снижается до 3,77 мольных процентов.

Сера и хлориды являются ядами для катализатора, поэтому необходимо следить за их концентрацией в сырье, поступающем в конвертер.

Адсорбционная очистка H_2

Очистка технологического газа до товарного водорода производится адсорбционным методом на блоке PSA, описанном ранее.

Основные параметры, оказывающие влияние на процесс адсорбции

Температура

Температура является важным параметром, влияющим на процесс адсорбции. Чем выше температура, тем ниже адсорбционная емкость адсорбента, поэтому процесс проводят при температуре до 40 °C.

Температура проведения процесса выбирается на основе расчета

ПРОЕКТ DRAFT

экономической эффективности.

Количество поглощенного вещества и скорость адсорбции зависит от парциального давления удаляемого компонента. Парциальное же давление определяется концентрацией компонента и общим давлением в системе, поэтому процесс адсорбции ведут при давление 1,2-6,0 МПа.

Описание принципиальной технологической схемы

Сырьем установки получения водорода служит природный или сжиженный газ, который поступает в приемный сепаратор и далее на прием сырьевого дожимного компрессора ТК, где компримируется до давления 3,04 МПа, а затем смешивается с водородом, поступающим с установки гидрокрекинга. Потом он направляется в подогреватель, где нагревается паром низкого давления до температуры 100 °С, подается в конвекционные змеевики печи П-1, где нагревается до 370 °С и поступает в реактор обессеривания Р-1.

В реакторе происходит удаление из природного газа органических соединений серы на кобальтмолибденовом катализаторе с конверсией их в H_2S. Прошедший гидрообессеривание природный газ поступает на очистку от сероводорода в реакторы десульфуризации Р-2 (не менее двух аппаратов), где происходит поглощение сероводорода оксидом цинка ZnO.

Обвязка реакторов выполнена таким образом, что они могут работать последовательно, параллельно, и также могут меняться местами. Предусмотрена возможность замены оксида цинка в одном реакторе без остановки установки.

Очищенный от органических соединений серы и сероводорода природный газ поступает в тройник смешения, где смешивается с паром высокого давления и последовательно проходит конвекционные змеевики печи П-2. Парогазовая смесь подогревается в змеевиках конвекционной камеры печи до температуры 540 °С и поступает в реакционные трубы печи углеводородного риформинга, где на никелевом катализаторе при температуре 800-860 °С протекают реакции паровой конверсии метана в H_2 , CO и CO_2.

Для нормального протекания процесса углеводородного риформинга и предотвращения коксования катализатора необходимо поддерживать мольное соотношение пар: углерод выше стехиометрического, но не ниже 3,0.

После печи углеводородного риформинга реакционный газ с температурой 800-860 °С и давлением 2,27 МПа (изб) поступает в охладитель технологического газа И-1, где охлаждается до температуры 300-340 °С, теплота отходящих газов реакции используется для выработки пара высокого давления.

Пройдя охладитель, реакционные газы с температурой 300-340 °С и давлением 2,22 МПа (22,2 кгс/см^2) поступают в высокотемпературный конвертер Р-4, где на железохромовом катализаторе происходит конверсия окиси углерода. Конверсия окиси углерода протекает с выделением тепла, и температура на выходе из него повышается до 420 °С.

Конвертированный газ из Р-4 проходит через трубный пучок рибойлера, где отдает тепло на нагрев и частичное испарение технологическому конденсату. Далее реакционные газы поступают в теплообменник, где, охлаждаясь,

ПРОЕКТ DRAFT

подогревают питательную воду, поступающую в барабан котла Е-1, а затем они охлаждаются в теплообменнике, подогревая химобессоленную воду, поступающую в деаэратор.

Охлажденные реакционные газы поступают в сепаратор С-1, где происходит выделение из них частично сконденсированного конденсата технологического водяного пара. Газовая фаза из сепаратора направляется на охлаждение в воздушный и водяной холодильник, где доохлаждается оборотной водой до температуры 34 °С и поступает на установку адсорбционной очистки PSA, где происходит разделение реакционного газа на 99,9 % водород и отходящий газ, используемый в качестве компонента топливного газа печи.

Процесс адсорбционного разделения реакционного газа на установке PSA основан на принципе поглощения примесей на адсорбенте при высоком давлении и десорбции их при низком давлении с последующей продувкой чистым водородом, поэтому процесс называется адсорбцией при переменном давлении.

Установка состоит из шести адсорберов, емкости усреднения состава отходящего газа, комплекта отсекающих клапанов и системы управления.

Установка работает в автоматическом режиме с шестью действующими адсорберами, в случае поступления ошибочного сигнала от прибора КИП, клапана или другого компонента, система управления автоматически проанализирует ситуацию и переключит работу установки на резервный режим работы с пятью адсорберами.

Система выработки пара высокого давления установки производства водорода представляет собой единое целое с технологическим оборудованием остальной установки, и ее подготовка к работе, вывод на режим, остановка рассматриваются совместно с операциями ведения основного технологического процесса.

На установке имеются две системы генерации пара высокого давления.

Принципиальная технологическая схема установки получения водорода паровой конверсией углеводородного газа представлена на рисунке 3.41.

ПРОЕКТ DRAFT

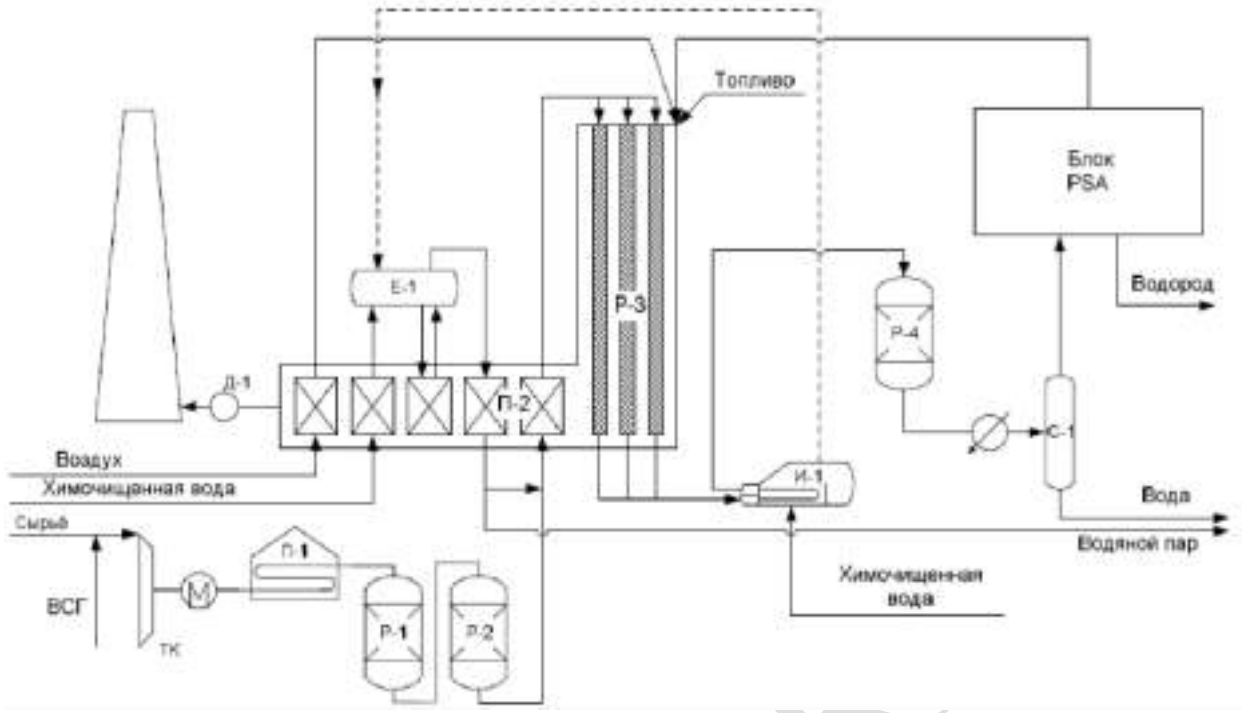


Рисунок 3.41 - Принципиальная технологическая схема установки получения водорода паровой конверсией углеводородного газа

3.15.4 Текущие уровни выбросов и потребления

Для процесса производства водорода наиболее значимым являются выбросы NO_X. Выбросы других веществ, таких как SO_X или выбросы воды, минимальны, потому что обычно используется топливо с низкимсодержанием серы, а выбросов, помимо дымовых газов, немного. Выбор системы рекуперации тепла может иметь большое влияние на выбросы NO_X, так как это повлияет как на количество сжигаемого топлива, так и на температуру пламени.

В таблицах 3.76 - 3.78 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водам и отходам по процессу производства водорода, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

ПРОЕКТ ДК

Таблица 3.76 - Потребление энергетических ресурсов установки производства водорода

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 20 000	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	557	103,3
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	11,5	0,14
Удельное потребление топлива	т/т	1,9*	0,19*
Охлаждающая вода	т/т	17,7	0,35
Оборотная вода	т/т	0,04	0,037
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.77- Выбросы установки производства водорода

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	27,285	510,704	268
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		167,956	3142,793	1655
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		17,622	338,81	178
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		72,91	551,673	312

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.78 - Отходы установки производства водорода

Наименование отхода	Класс опасности для ОС	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Коксовые массы отработанные, загрязненные нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов 15% и более)	3	12000	20000	-	59,5	-	59,5
Катализатор на основе алюминатов магния и кальция, содержащий оксид никеля, отработанный	3	12000	20000	0,9	27,8	0,9	27,8
Катализатор на основе оксида алюминия молибденовый, содержащий оксид кобальта, отработанный	3	12000	20000	0,3	5,7	0,3	5,7
Катализатор на основе оксида железа с содержанием хрома менее 15,0% отработанный	3	12 000	20 000	3,8	39	3,8	39
Сорбент на основе оксида цинка отработанный	3	12000	20000	1,9	11	1,9	11
Цеолит, отработанный при осушке воздуха и газов, не загрязненный опасными веществами	5	12000	20000	-	498,5	-	498,5
Отходы минеральных масел индустриальных	3	12000	20000	1	3,1	1	3,1
Масла	3	12000	20000	0,04	0,04	0,04	0,04

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование отхода	Класс опасности для ОС	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
гидравлические отработанные, не содержащие галогены							
Отходы катализаторов и контактных масс, не вошедших в другие пункты (отработанные катализаторы обессеривания)	3	12000	20000	0,4	13,2	0,4	13,2

ПРОЕКТ DRAFT

3.16 Производство ароматических углеводородов

3.16.1 Комплекс по производству ароматических углеводородов (ПАУ)

Производство ароматических углеводородов (ПАУ) включает в себя следующие основные установки:

1) Установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора (без гидроочистки) с блоком извлечения бензола состоит из следующих секций:

- секция 100 - каталитический риформинг, для получения высокооктановых компонентов бензинов (или сырье для будущего комплекса ароматики) и сырья секции 300;
- секция 200 - непрерывная регенерации катализатора каталитического риформинга;
- секция 300 - экстрактивной дистилляции Morphylane, для получения бензольно-толуольной фракции;
- секция 400 - разделения (ректификации) бензольно-толуольной фракции, получение бензола и толуола;
- секция 500 - вспомогательная секция. В состав секции 500 входят:

блок подготовки газообразного топлива;
блок подготовки жидкого топлива;
факельная система;
блок подачи охлаждающей жидкости к насосам;
блок подачи технического воздуха, азота и воздуха КиП;
дренажная система сброса углеводородов.

2) Установка производства параксилола «ParamaX» (далее по тексту – установка PX) состоит из следующих секций:

- секция 600 - предфракционирование ксилолов и «Eluxyl»;
- секция 650 - изомеризация ксилолов «XyMax»;
- секция 700 - трансалкилирование толуола «TransPlus»;
- секция 800 - разделение рафината;
- секция 900 - вспомогательное оборудование.

3.16.2 Установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора с блоком извлечения бензола

3.16.2.1 Общая характеристика производственного объекта

Номинальная мощность Установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора с блоком извлечения бензола составляет 1000 тыс.т./год по сырью секции 100 - каталитического риформинга, и определяется количеством сырья на предприятии.

Гибкая схема технологического процесса позволяет работать в двух производственных вариантах: бензиновый и ароматический.

Производительность установки составляет 1млн т/год по сырью. Сырьем

ПРОЕКТ DRAFT

установки CCR является гидроочищенная нафта с установок гидроочистки бензина, блока гидроочистки ЛГ-35-11/300-95 и комплекса глубокой переработки нефти (КГПН).

Уникальность установки заключается в том, что сырье риформига подвергается термокаталитическому воздействию при сверхнизком давлении (0,35-0,49 МПа) в четырех адиабатических реакторах, что увеличивает глубину ароматизации до 98 %. Следует также отметить, что восстановление активности платина-оловянного катализатора марки CR-601 осуществляется путем непрерывного выжигания отложения кокса в зоне регенерации катализатора, что позволяет увеличить межремонтный пробег установки.

Данная технологическая схема позволяет получать высокооктановый бензиновый компонент (ОЧ>100) и ароматические углеводороды (бензол, толуол, ксилолы), используя в качестве сырья более широкую бензиновую фракцию (73-178 ºС), что позволяет увеличить загрузку по сырью и, соответственно, как выработку высокооктановых компонентов, так и водородсодержащего газа высокой концентрации (92~93 моль %) за счет дополнительной абсорбции ВСГ жидкой фазой в емкости реконтакта под высоким давлением (2,8-2,9 МПа) для внутренней потребности установок CCR, РХ, КУГБД, КГПН и поддержания необходимого давления топливного газа в общезаводской сети.

Физико-химические процессы риформинга с непрерывной регенерацией катализатора детально описаны в разделе «Каталитический риформинг»

3.16.2.2 Установка экстрактивной дистилляции «Morphylane»:

Назначение: выделение ароматических углеводородов (бензола и толуола) из легкого риформата. Процесс основан на различной растворимости ароматических и неароматических углеводородов в селективном растворителе N-формилморфолин.

Номинальная мощность секции экстрактивной дистилляции Morphylane - 417,0 тыс.т/год и определяется исходя из качественного состава сырья и мощности секции каталитического риформинга.

Номинальная мощность секции разделения бензольно-толуольной фракции по товарному бензолу - 133,0 тыс.т/год.

Предел колебания мощности комплекса составляет 50-110 %, что определяет выбор технологического оборудования и приборов автоматического регулирования, обеспечивающих их стабильную работу в указанных пределах производительности.

Число часов работы принято 7920. Режим работы непрерывный.

Межремонтный пробег установки - 3 года.

3.16.2.3 Секция экстракции бензола и толуола

Колонна экстракционной дистилляции

Колонна экстракционной дистилляции (колонна ЭД) служит для

ПРОЕКТ DRAFT

разделения поступающего на установку сырья на отдельные фракции. Основными компонентами сырья являются бензол, толуол, а также неароматические соединения C_4 - C_7 (более тяжелая фракция уже отделена на другой установке). Разделение на фракции при нормальных условиях дистилляции невозможно. И только N-формилморфолин (НФМ), подводимый в верхнюю часть секции экстрактивной дистилляции колонны ЭД, обеспечивает селективное отделение ароматических соединений от неароматических соединений.

Действие экстрагента (НФМ) основано на его способности модифицировать давление пара компонентов. Это значит, что ароматические соединения с исходными температурами кипения ниже или выше температур кипения неароматических соединений растворяются в НФМ и становятся менее летучими, вследствие чего их можно вывести из куба колонны ЭД. Пары неароматических соединений, почти нерастворимых в НФМ, выходят сверху секции экстрактивной дистилляции и поступают в секцию отделения растворителя колонны ЭД.

Отпарная колонна

Отпарная колонна может рассматриваться как нормальная система перегонки, предназначенная для отделения экстракта ароматических соединений от насыщенного НФМ. Эта колонна работает под низким вакуумом, что необходимо для снижения температуры кипения растворителя. Таким образом, предотвращается разложение НФМ и уменьшается требуемое количество подводимого тепла.

Для достижения требуемой низкой концентрации бензола и толуола в товарном рафинате колонны ЭД важно поддерживать как можно более низкую концентрацию ароматических соединений в тощем растворителе. При подаче тощего растворителя в колонну ЭД, содержащиеся в нем бензол и толуол испаряются и смешиваются с поднимающимися вверх парами неароматических соединений. Таким образом, при повышенной концентрации произойдет также повышение концентрации бензола и толуола в неароматических соединениях.

Особенностью работы отпарной колонны является тот факт, что для нижнего продукта этой колонны не требуется система регулирования уровня. Это объясняется тем, что тощий растворитель представляет собой полностью циркулирующий поток. Заполнение систем установки свежим НФМ производится только один раз. Количество жидкой фазы, выводимой из куба отпарной колонны, равно количеству жидкой фазы, возвращаемой из куба колонны ЭД за вычетом количества бензола и толуола, получаемого в верхней части отпарной колонны.

Очистка глиной

Холодная очистка глиной (секция защитного слоя для улавливания азотсодержащих соединений)

Растворитель (НФМ), используемый в процессе «Morphylane», содержит азотистые основания. Следовательно, экстракт ароматических соединений,

PROJECT DRAFT

выводимый из секции экстрактивной дистилляции, также содержат следовые количества азотсодержащих соединений. Для защиты расположенных далее по технологической схеме систем цеолитных катализаторов (азотистые основания приведут к снижению активности этих кислотных цеолитных катализаторов) на линии экстракта ароматических соединений предусмотрено два последовательно соединенных аппарата холодной очистки глиной R-301-A/B (с возможностью перемены позиций аппаратов). Защитный слой для удаления азотсодержащих соединений предназначается для удаления азотистых оснований до допустимого интервала концентраций (30-50 масс. частей на миллиард).

Горячая очистка глиной (секция отбеливания)

Так как экстракт ароматических соединений, выводимый из секции экстрактивной дистилляции, содержит следовые количестваолефинов и/или диолефинов, которые будут вызывать нежелательную окраску серной кислоты, поток экстракта нужно подвергнуть дополнительной очистке в аппаратах горячей очистки глиной R-302-A/B (с возможностью перемены позиций аппаратов).

При высокой температуре олефины и диолефины превращаются в соединения с более высокой температурой кипения. Во избежание образования паров в ходе горячего отбеливания в аппаратах очистки глиной поддерживается соответствующее высокое давление.

Качество продуктового экстракта ароматических соединений, выводимого сверху аппаратов очистки глиной, контролируют проведением испытания на окраску серной кислоты.

Механизм горячей очистки глиной

Горячая глина действует как кислотный катализатор процесса алкилирования ароматических соединений в составе экстракта олефинами/диолефинами с образованием соединений с высокой температурой кипения.

Основной переменной процесса на стадии отбеливания глиной является температура обработки. При повышении температуры адсорбционная способность глины снижается, в то время как ее каталитическое действие возрастает. Следовательно, при определенном качестве поступающего на отбеливание сырья повышение температуры увеличивает срок службы глины.

Эксплуатация установки в режиме обработки жидкой фазы обеспечивается поддерживанием высокого давления, достаточного для предотвращения испарения в слое глины

Глина должна заменяться, когда показатель окраски серной кислоты очищенного экстракта ароматических соединений достигает 1 или когда перепад давления в аппарате очистки глиной превысит 0,2 МПа.

3.16.2.4 Секция бензольной и толуольной колонн

Секция бензольной и толуольной колонн подразделяется на две секции:

ПРОЕКТ DRAFT

– бензольная колонна;

– толуольная колонна.

Применительно к проекту установки рассматривались два варианта:

– Первый, который обозначается Расчетным вариантом (Вариант по проекту, Design Case), предполагает, что выделение бензола и толуола происходит в составе Комплекса ароматики с установками ХуМах и TransPlus. Часть продукта установки ХуМах возвращается в установку экстрактивной дистилляции (Установка 300), а часть продукта установки TransPlus возвращается в секцию бензольной и толуольной колонн (Установка 400).

– Второй, который обозначается Проверочным вариантом (Check Case), предполагает на начальном этапе выделение бензола без комплекса ароматики и при отсутствии рециклов как от TransPlus, так и от ХуМах.

Целью секции бензольной и толуольной колонн по Расчетному варианту является переработка продукта C_6+ из установки TransPlus, объединенного с потоком экстракта из установки экстрактивной дистилляции, чтобы разделить:

– бензол высокой чистоты как поток продукции;

– толуол, который будет возвращаться в установку TransPlus;

– фракцию C_8+, которая будет возвращаться в секцию ксилольных колонн.

По Проверочному варианту целью является переработка экстракта БТ из установки экстрактивной дистилляции и обеспечение:

– отправки бензола высокой чистоты в хранилище;

– отправки продукта C_7+ в бензиновый парк.

В результате сырьем установки является:

– экстракт БТ из установки экстрактивной дистилляции (Установка 300), по Расчетному и Проверочному вариантам

– фракция C_6+, возвращаемая из установки TransPlus, только по Расчетному варианту.

3.16.3 Установка производства параксилола «ParamaX» ПАУ.

3.16.3.1 Общая характеристика производственного объекта

Наименование производственного объекта – Установка производства параксилола «ParamaX» ПАУ.

Установка производства параксилола «ParamaX» (далее по тексту – установка PX) состоит из следующих секций:

- секция 600 - предфракционирование ксилолов и «Eluxyl»;
- секция 650 - изомеризация ксилолов «ХуМах»;
- секция 700 - трансалкилирование толуола «TransPlus»;
- секция 800 - разделение рафината;
- секция 900 - вспомогательное оборудование.

Секция предфракционирования ксилолов и «Eluxyl» (секция 600) предназначена для разделения смеси тяжелого риформата из секции 100 установки каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора с

ПРОЕКТ DRAFT

блоком извлечения бензола (далее по тексту – установка CCR) и двух рецикловых потоков, направляемых из секции изомеризации ксилолов «XyMax» (секция 650) и секции разделения (ректификации) бензольно-толуольной фракции (секция 400) установки CCR, на фракцию C_9 - C_{10}+ и смеси ксилолов для производства параксилола высокой чистоты.

Секция изомеризации ксилолов «XyMax» (секция 650) предназначена для превращения смеси ксилолов с пониженным содержанием параксилола в равновесную смесь посредством изомеризации и деалкилирования этилбензола, содержащегося в сырье, в бензол.

Секция трансалкилирования толуола «TransPlus» (секция 700) предназначена для преобразования толуола и ароматических углеводородов C_9+ в равновесную смесь ксилола и бензола с целью обогащения ксилолами фракции C_8+, подаваемой в секцию предфракционирования ксилолов и «Eluxyl» (секция 600).

Секция разделения рафината (секция 800) предназначена для разделения рафината, производимого на секции экстрактивной дистилляции «Morphylane» (секция 300) установки CCR, на две фракции:

– фракцию тяжелого рафината, которая направляется на смешение товарного бензина;

– фракцию легкого рафината, которая используется в качестве сырья на существующей установке изомеризации.

Стабильную работу всех секций установки PX обеспечивает секция вспомогательного оборудования (секция 900), состоящая из:

– блока подготовки газообразного топлива;

– блока подготовки жидкого топлива;

– блока подачи охлаждающей жидкости к насосам;

– блока подачи технического воздуха, азота и воздуха КИП;

– дренажной системы сбора углеводородов;

– факельной системы;

– емкости аварийного освобождения;

– маслоблока.

Номинальная мощность установки PX составляет 496 тыс.т/год по параксилолу.

Сырьем установки PX являются тяжелый риформат из секции 100 установки CCR и два рецикловых потока, направляемых из секции изомеризации ксилолов «XyMax» (секция 650) и секции разделения (ректификации) бензольно-толуольной фракции (секция 400) установки CCR.

Номинальные мощности секции предфракционирования ксилолов и «Eluxyt» (секция 600), секции изомеризации ксилолов «XyMax» (секция 650) и секции трансалкилирования толуола «TransPlus» (секция 700) подобраны таким образом, чтобы суммарная производительность установки PX по параксилолу составляла 496 тыс.т/год.

Номинальная мощность секции разделения рафината (секция 800), составляет 147 тыс.т/год и определяется производительностью секции экстрактивной

PROJECT DRAFT

дистилляции «Morphylane» (секция 300).

Диапазон устойчивой работы установки PX составляет 60-110 % от номинальной мощности.

Фактор рабочего времени установки PX 7920 часов в год.

Режим работы - непрерывный.

На установке PX используются следующие процессы:

- процесс выделения параксилола «Eluxyl»;
- процесс изомеризации ксилолов «XyMax»;
- процесс трансалкилирования толуола «TransPlus»;
- процесс ректификации (секция разделения рафината).

3.16.3.2 Процесс выделения параксилола «Eluxyl»

Термодинамика и кинетика

Явление адсорбции заключается в обратимом или необратимом удерживании одного или более веществ из жидкой фазы на поверхности пористого твердого тела. Такое удерживание обусловлено силами притяжения между этими соединениями и поверхностью. В состоянии равновесия, при неизменных давлении и температуре, на определенном количестве адсорбента удерживается строго определенное количество каждого из компонентов жидкой фазы, подлежащей разделению (давление не оказывает влияния, поскольку жидкости почти несжимаемы). При этом состав жидкости в порах отличается от состава в объеме жидкости, окружающей частицы.

Адсорбция происходит самопроизвольно и всегда протекает с выделением тепла. Однако при замещении одного адсорбированного углеводорода на другой обычно тепловой эффект отсутствует.

Явления адсорбции подразделяют на 2 категории: физическая адсорбция и хемосорбция. Они различаются по типу сил притяжения и по энергии. Разделение ксилолов, применяемое в процессе Eluxyl, основано на явлении физической адсорбции. В данном случае физическая адсорбция является селективной, т.е. преимущественно адсорбируются молекулы одного типа.

3.16.3.3 Процесс изомеризации ксилолов «XyMax»

Термодинамика и кинетика

Возможность протекания любой химической реакции, а также количество получаемых продуктов и непревращенных химических реагентов определяется термодинамикой процесса. При определенных условиях (давление, P; температура, T) некоторые реакции протекают полностью (на 100 %), т.е. все исходные реагенты превращаются в продукты. Другие процессы находятся в состоянии равновесия, т.е. превращению подвергается только часть исходных реагентов. Количество находящихся в равновесии продуктов и реагентов определяется термодинамикой процесса. Термодинамика не определяет время, требующееся для достижения равновесия или полного завершения реакции.

Кинетика определяет скорость химической реакции или количество сырья,

ПРОЕКТ DRAFT

которое исчезает за данный промежуток времени, скажем, за одну секунду. Кинетика зависит от рабочих условий, но также может изменяться в широких пределах за счет использования надлежащим образом выбранных катализаторов. Конкретный катализатор, как правило, ускоряет протекание одной реакции (или семейства реакций).

Иными словами, термодинамика – определяет предельный равновесный состав при условии бесконечного времени протекания реакции. Кинетика же дает возможность прогнозирования состава после истечения конечного промежутка времени. Так как время всегда является ограниченным, то для конкурирующих реакций кинетика, как правило, имеет преобладающее значение.

Катализатор обычно состоит из носителя (оксиды щелочноземельных металлов, оксид алюминия, оксид кремния, оксид магния и т.д.), на который наносятся мелкодиспергированные частицы металла (металлов). Каталитическая активность определяется нанесенным металлом, однако, весьма часто основа также обладает каталитической активностью, обусловленной ее химической природой.

Катализатор не потребляется в ходе протекания реакции, но может терять активность либо за счет присутствия в сырье некоторых примесей (загрязнений), либо при взаимодействии с некоторыми побочными продуктами протекающих химических реакций, приводящем к отложению на поверхности катализатора кокса или полимерных соединений.

Активность, селективность и стабильность катализатора

Ниже приводятся основные характеристики катализатора, не относящиеся к его физико-механическим свойствам:

Активность – представляет собой способность катализатора увеличивать скорости реакций, в которых он принимает участие. Измеряется температурой, при которой должен работать катализатор для производства продукта, соответствующего требованиям технических условий для данного сырья (при неизменных прочих рабочих условиях).

Селективность – представляет собой способность катализатора промотировать желательные реакции, не влияя при этом на другие реакции. Измеряется выходом требуемого продукта.

Стабильность – характеризует изменение эксплуатационных характеристик катализатора во времени (т.е. изменение активности и селективности) при стабильных рабочих условиях и постоянном составе сырья. Основное влияние на стабильность оказывает образование отложений кокса и полимеров, которые влияют на стабильность за счет снижения площади поверхности зоны контакта металла. Отрицательное влияние на стабильность также оказывают присутствующие в сырье следовые количества некоторых металлов.

PORT DRAFT

3.16.3.4 Процесс трансалкилирования толуола «TransPlus»

Термодинамика и кинетика

Возможность протекания любой химической реакции, а также количество получаемых продуктов и непревращенных химических реагентов определяется термодинамикой процесса. При определенных условиях (давление, Р; температура, Т) некоторые реакции протекают полностью (на 100 %), т.е. все исходные реагенты превращаются в продукты. Другие процессы находятся в состоянии равновесия, т.е. превращению подвергается только часть исходных реагентов. Количество находящихся в равновесии продуктов и реагентов определяется термодинамикой процесса. Термодинамика не определяет время, требующееся для достижения равновесия или полного завершения реакции.

Кинетика определяет скорость химической реакции или количество сырья, которое исчезает за данный промежуток времени, скажем, за одну секунду. Кинетика зависит от рабочих условий, но также может изменяться в широких пределах за счет использования надлежащим образом выбранных катализаторов. Конкретный катализатор, как правило, ускоряет протекание одной реакции (или семейства реакций).

Иными словами, термодинамика – определяет предельный равновесный состав при условии бесконечного времени протекания реакции. Кинетика же дает возможность прогнозирования состава после истечения конечного промежутка времени. Так как время всегда является ограниченным, то кинетика, как правило, имеет преобладающее значение для конкурирующих реакций.

Катализатор обычно состоит из носителя (оксиды щелочноземельных металлов, оксид алюминия, оксид кремния, оксид магния и т.д.), на который наносятся мелкодиспергированные частицы металла (металлов). Каталитическая активность определяется нанесенным металлом, однако, весьма часто основа также обладает каталитической активностью, обусловленной ее химической природой.

Катализатор не потребляется в ходе протекания реакции, но может терять активность либо за счет присутствия в сырье некоторых примесей (загрязнений), либо при взаимодействии с некоторыми побочными продуктами протекающих химических реакций, приводящем к отложению на поверхности катализатора кокса или полимерных соединений.

Активность, селективность и стабильность катализатора

Ниже приводятся основные характеристики катализатора, не относящиеся к его физико-механическим свойствам:

Активность – представляет собой способность катализатора увеличивать скорости реакций, в которых он принимает участие. Измеряется температурой, при которой должен работать катализатор для производства продукта, соответствующего требованиям технических условий для данного сырья (при неизменных прочих рабочих условиях).

Селективность – представляет собой способность катализатора промотировать желательные реакции, не влияя при этом на другие реакции.

ПРОЕКТ DRAFT

Измеряется выходом требуемого продукта.

Стабильность – характеризует изменение эксплуатационных характеристик катализатора во времени (т.е. изменение активности и селективности) при стабильных рабочих условиях и постоянном составе сырья. Основное влияние на стабильность оказывает образование отложений кокса и полимеров, которые влияют на стабильность за счет снижения площади поверхности зоны контакта металла. Отрицательное влияние на стабильность также оказывают присутствующие в сырье следовые количества некоторых металлов.

3.16.3.5 Процесс ректификации (секция разделения рафината)

Ректификацией называется процесс разделения сложной многокомпонентной смеси на отдельные фракции методом многократной конденсации паровой фазы и многократного испарения жидкой фазы.

Процесс ректификации проводится в аппаратах колонного типа с внутренними устройствами (тарелки, насадки) с обязательным подогревом смеси углеводородов в нижней части (кубе) колонны и конденсацией паров углеводородов, выходящих с верха колонны.

Ректификация - это физический диффузионный процесс разделения многократного ступенчатого (в тарельчатых колоннах) или непрерывного (в насадочных колоннах) контактирования фаз. Процесс этот основан на следующем: если потоки пара и жидкости, находящиеся в неуравновешенном состоянии, направить навстречу друг другу, то в результате контактирования этих потоков начнется процесс массо- и теплообмена.

Пары в результате контакта с жидкостью на тарелке охлаждаются до температуры системы жидкость-пар. Вследствие этого часть восходящих паров сконденсируется и обогатит жидкую фазу высококипящим компонентом (ВКК).

Одновременно жидкость в результате контакта нагревается до температуры системы жидкость-пар, и из неё испаряется часть жидкости, преимущественно с низкокипящим компонентом (НКК). Паровая фаза обогатится низкокипящим компонентом.

Пары углеводородов поднимутся на вышележащую тарелку колонны и вступят в контакт с жидкостью, находящейся на этой тарелке.

В результате контакта стекающей жидкости с восходящим паром происходит перераспределение компонентов в фазах. Жидкость, обогащается ВВК, который переходит из пара в жидкость, а пар обогащается НКК за счет испарения НКК из жидкости, находящейся на тарелке.

Этот процесс проводится до тех пор, пока состав фаз (паровой и жидкой) не будет доведен до заданной степени разделения.

Следовательно, от заданной степени разделения смеси определяется количество тарелок в колонне, а от количества тарелок и высота колонны.

Чем выше требуемая четкость (чистота) ректификации, тем больше требуется тарелок в колонне для разделения данной смеси.

PROJECT DRAFT

Отбираемый с верху колонны продукт, обогащенный НКК, называется ректификатом (или дистиллятом), - а снизу колонны, обогащенный ВКК, - остатком, (или кубовым продуктом)

Выбор давления зависит от температуры перегонки данной смеси. При необходимости повысить температуру - повышают давление.

Понижение давления в ректификационной колонне путем создания вакуума позволяет вести процесс при низких температурах.

Пары углеводородов, выходящих с верха ректификационной колонны, конденсируются в конденсаторах различного типа.

Часть сконденсировавшейся жидкости вновь подается в ректификационную колонну на верхнюю тарелку в виде орошения. При постоянной подачи тепла в колонну при понижении количества орошения понизится чистота дистиллята.

При уменьшении подачи тепла в колонну уменьшится отпарка низкокипящих компонентов из смеси в отпарной части колонны, а, следовательно, понизится чистота кубового продукта.

При увеличении подачи тепла в колонну и орошения, улучшится качество дистиллята и остатка. Но повышение подачи тепла и орошения ограничено «захлёбыванием» колонны. «Захлёбывание» наступает, когда упругость паров жидкости настолько велика, что пары препятствуют стеканию жидкости вниз. В таких случаях ректификация практически прекращается, повышается давление в колонне, и ещё больше растёт температура внизу колонны.

Для восстановления режима ректификации необходимо понизить подачу тепла и количества орошения в колонну.

Если температура сырья ниже температуры начала кипения, то достигается более высокая чистота дистиллята и понижается чистота кубового продукта. И наоборот, если сырье частично испаряется, т.е. температура его несколько выше температуры начала кипения, то чистота кубового продукта достигается за счет чистоты дистиллята.

При этом предполагается, что другие регулируемые параметры остаются постоянными.

3.16.4 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.79 - 3.81 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водам и отходам по процессу производства ароматических углеводородов, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - Комплекс по производству ароматических углеводородов (ПАУ)).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.79 - Потребление энергетических ресурсов установки производства ароматических углеводородов

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	147 000	1 000 000
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	133,736	32,985
Удельное потребление тепловой энергии	т/т	0,182	0,0008
Удельное потребление топлива	т/т	0,079[1)]	0,126[1)]
Охлаждающая вода	т/т	4,24	0,101
Оборотная вода	т/т	4,24	0,101
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.80- Выбросы установки производства ароматических углеводородов

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	4	28	16
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		22	171	81
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0	131	65
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		1	61	31

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.81 - Отходы установки производства ароматических углеводородов

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Адсорбенты, фильтрационные материалы, обтирочные ткани	А	297600	1100000	184,2	617,1956	184,2	617,1956

ПРОЕКТ DRAFT

3.17 Хранение и транспортировка нефтеперерабатывающих материалов

3.17.1 Резервуары хранения нефти и нефтепродуктов

Резервуары используются для хранения нефти и нефтепродуктов на НПЗ. Резервуары делят на:

- резервуары вертикальные;
- резервуары горизонтальные.

Вертикальные цилиндрические резервуары имеют днище, стенку, крышу, эксплуатационное оборудование. В них хранятся нефтепродукты при малой их оборачиваемости (10-12 раз в год). При большей оборачиваемости нефтепродуктов применяются резервуары с плавающей крышей и понтоном.

Выбросы

Основные потери нефти и нефтепродуктов на предприятиях, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и хранением нефти и нефтепродуктов, складываются из потерь от испарения в резервуарах и утечек через неплотности соединений оборудования. Основными видами потерь от испарения в резервуарах являются «большие» и «малые» дыхания.

«Большие дыхания» происходят при заполнении резервуара нефтью или нефтепродуктами, в результате чего из газового пространства вытесняется в атмосферу паровоздушная смесь.

«Малые дыхания» возникают за счет ежесуточных колебаний температуры и барометрического давления наружного воздуха, а, следовательно, и колебания давления в газовом пространстве резервуара.

Методы сокращения потерь нефтепродуктов можно разделить на пятьгрупп:

- сокращение объема газового пространства. Это достигается в резервуарах с плавающими крышами (рисунок 3.42) и понтонами (рисунок 3.43).

Понтон представляет собой полый диск. В таких резервуарах потери от испарения сокращаются до 90 %. В резервуарах с плавающей крышей почти полностью отсутствует газовое пространство, и, таким образом, предотвращаются потери от больших и малых дыханий;

- хранение под избыточным давлением в резервуарах, рассчитанных на это;

- уменьшение амплитуды колебаний температуры газового пространства резервуара (тепловая изоляция, охлаждение водой в летнее время и подземное хранение);

- улавливание паров, уходящих из резервуара. Наибольшее распространение получила газоуравнительная система (рисунок 3.44), представляющая собой сеть газопроводов, соединяющих через огневые предохранители газовые пространства резервуаров между собой.

ПРОЕКТ DRAFT

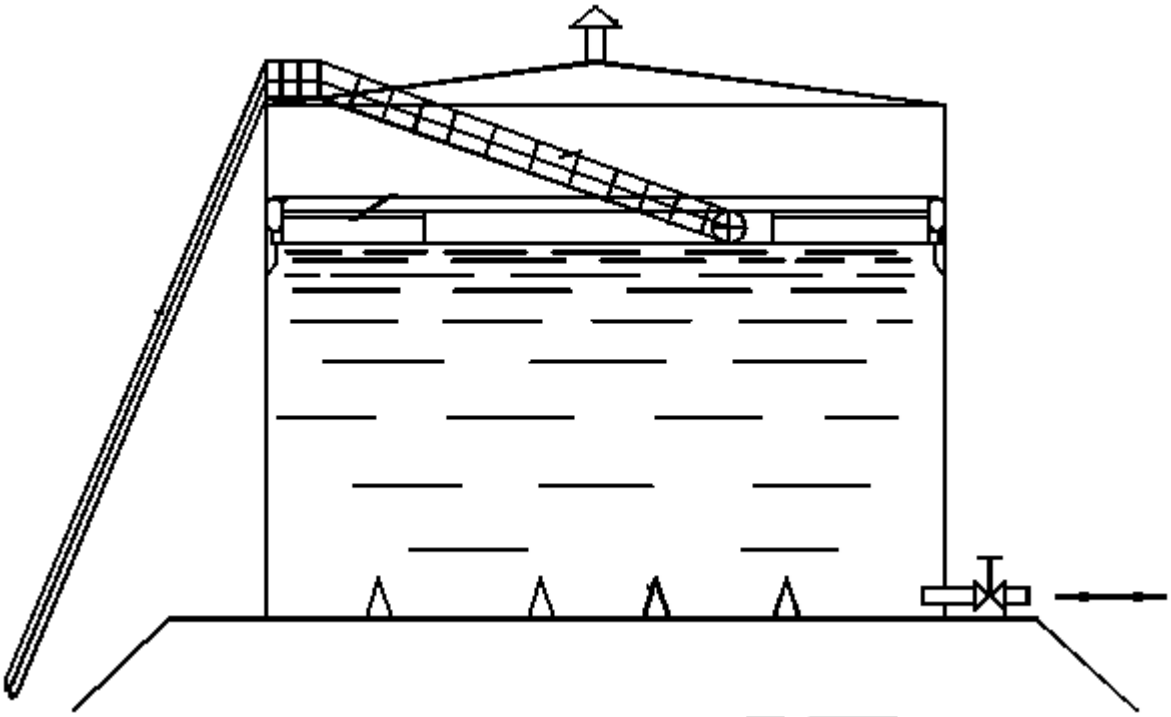


Рисунок 3.42 - Резервуар с плавающей крышей

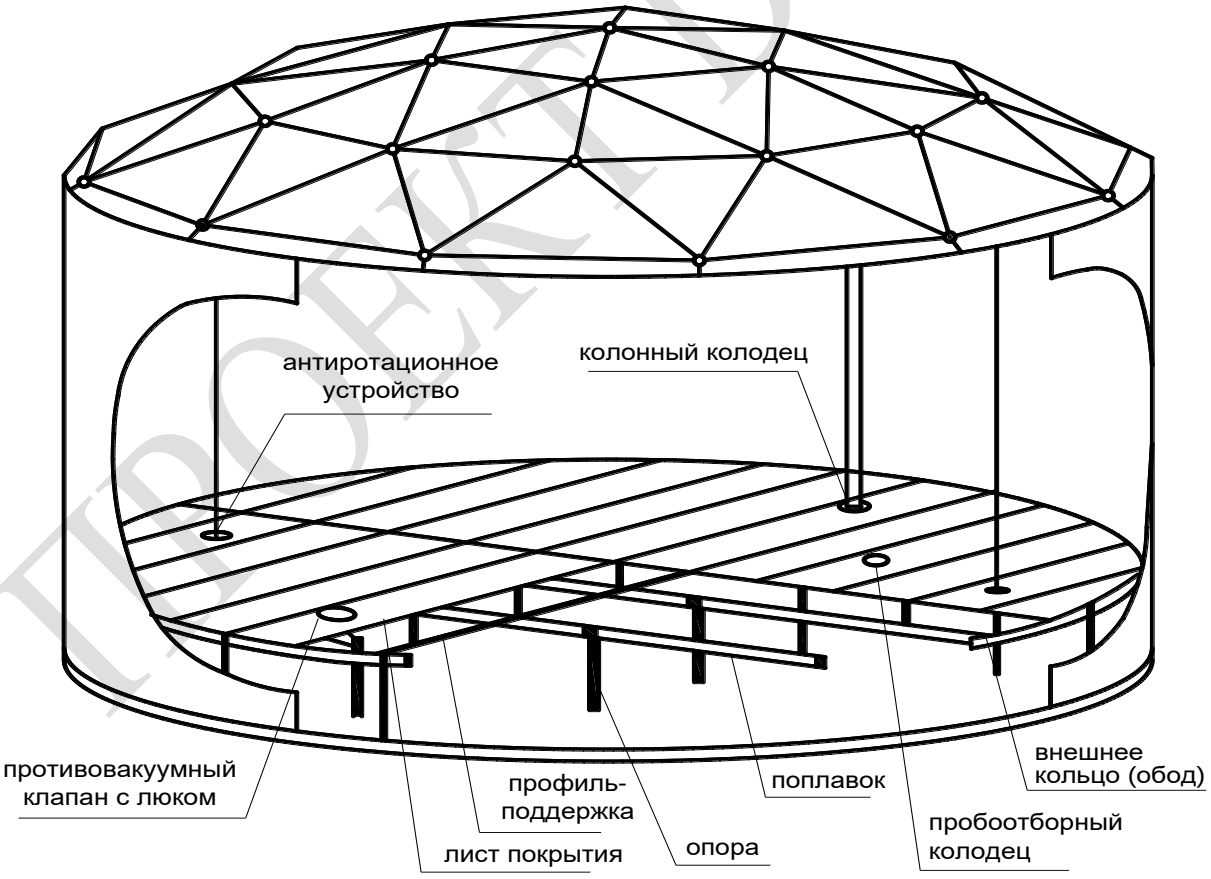


Рисунок 3.43 - Резервуар с понтоном

ПРОЕКТ

Рисунок 3.44 - Газоуравнительная система

3.17.2 Системы слива и налива сырья и товарных продуктов

Нефть на НПЗ подают в железнодорожных цистернах маршрутами, грузоподъемность которых определяется путевым развитием и пропускной способностью сети железных дорог. Для перевозки нефти используются цистерны различных типов - четырех-, шести- и восьмиосные. От соотношения в маршруте цистерн разных типов зависит длина маршрута. Длина маршрута достигает 720 м, а грузоподъемность - 3900 т.

Перевалка жидких продуктов осуществляется с помощью специального оборудования - установок слива/налива. На вновь строящихся НПЗ проектируют для приема нефти двухсторонние сливные эстакады длиной 360 м, вдоль которых устанавливают состав после его расцепки на две части. С целью более полного использования территории и уменьшения капитальных и эксплуатационных затрат практикуется оснащение железнодорожных эстакад устройствами для слива нефти и налива нефтепродуктов - мазута или дизельного топлива. На рисунке 3.45 изображена комбинированная двухсторонняя железнодорожная эстакада для слива нефти и налива темных нефтепродуктов.

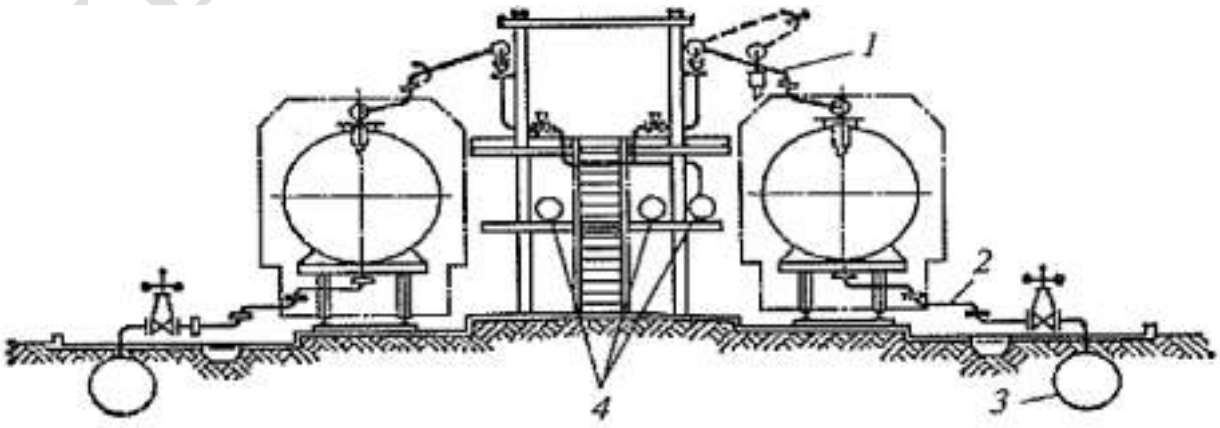


Рисунок 3.45 - Комбинированная двухсторонняя железнодорожная эстакада для слива нефти и налива темных нефтепродуктов:

DRAFT

1 - наливной стояк; 2 - установка нижнего слива нефти; 3 - коллектор слива нефти; 4 - коллекторы темных нефтепродуктов

Цистерны для перевозки нефти оснащены нижними сливными патрубками, к которым подводят и герметично присоединяют установку для нижнего слива (налива), представляющую собой систему шарнирно сочлененных труб.

Из сливной установки нефть поступает в сливной трубопровод. Ранее сливным трубопроводом нефть передавалась в резервуары, расположенные ниже отметки рельса («нулевые» резервуары).

Практика показала, что в сооружении «нулевых» резервуаров и заглубленных насосных нет необходимости. Следует предусматривать поступление нефти от сливных приборов к насосам, расположенным на поверхности земли через сливную буферную емкость вместимостью 100-200 м^3. Однако при этом особое внимание необходимо уделять расчету гидравлических сопротивлений сливного трубопровода, учитывать всасывающую способность сырьевого насоса.

В зимнее время для разогрева нефти в цистернах предусматривают паровые гидромеханические подогреватели, электрогрелки, погружные змеевиковые подогреватели, а также системы циркуляционного разогрева, сущность работы которых заключается в том, что холодный продукт, забираемый из цистерны, подогревается в специальном теплообменнике и в горячем состоянии возвращается в цистерну. Учитывая недостаточную эффективность вышеупомянутых способов непрямого разогрева, в проектах следует также предусматривать подачу в цистерны острого пара.

Для сокращения выделений углеводородов в атмосферу при наливных операциях железнодорожные и автомобильные эстакады оснащают системами герметизации. В состав товарно-сырьевых цехов включают железнодорожные эстакады тактового налива в комплекте с установкой рекуперации паров. Наливные эстакады галерейного типа дооборудуют стояками с герметизирующими крышками и вентиляторами для подачи газовоздушной смеси на установку рекуперации паров, проектируют также сами установки рекуперации паров.

3.17.3 Технология пропарки и подготовки цистерн

Для подготовки цистерн под налив и ремонта цистерн предназначены промывочно-пропарочные станции (ППС), которые проектируют в составе НПЗ и НХЗ.

На ППС предусматривается проведение следующих операций: удаление остатка светлых нефтепродуктов; пропарка котлов цистерн с одновременным сливом остатков темных нефтепродуктов; промывка горячей водой внутренних стенок котлов цистерн; удаление промывочных вод с помощью вакуумных установок; дегазация котлов цистерн вентиляционной установкой; обезвоживание слитых остатков темных нефтепродуктов; очистка сточных вод.

ПРОЕКТ DRAFT

Пропарка производится паром под давлением 0,5-0,6 МПа.

Промывка котлов цистерн производится горячей водой при температуре 70-90 ° С и давлением 12-16 МПа механическими приборами ММПУ-25.

Для промывки цистерн используется замкнутый цикл водопотребления. При обработке цистерн на эстакадах промывочная вода вместе с нефтеостатками сливается через нижний сливной прибор в лотки. Из лотков смесь воды с нефтеостатками поступает в резервуары для обезвоживания. Затем отстоявшаяся вода перекачивается в нефтеловушку, где происходит окончательная очистка воды. Очищенная вода повторно подается на эстакады для промывки цистерн.

3.17.4 Текущие уровни выбросов и потребления

3.17.4.1 Резервуары хранения нефти

Основные выбросы нефти и нефтепродуктов при хранении складываются из выбросов от испарения в резервуарах и утечек через неплотности соединений оборудования. Выбросы от испарения составляют значительную часть количественных потерь. А так как при испарении в атмосферу выходят наиболее легкие углеводороды, то происходят и качественные изменения состава нефти и нефтепродуктов. Нередки случаи, когда в результате больших потерь легких фракций углеводородов при хранении бензины оказывались непригодными для использования. Основными видами потерь от испарения в резервуарах являются «большие» и «малые» дыхания.

«Большие дыхания» происходят при заполнении резервуара нефтью или нефтепродуктами, в результате чего из газового пространства вытесняется в атмосферу паровоздушная смесь. В процессе больших дыханий объем паровоздушной смеси приблизительно равен объему закаченной в резервуар нефти.

«Малые дыхания» возникают за счет ежесуточных колебаний температуры и барометрического давления наружного воздуха, а, следовательно, и колебания давления в газовом пространстве резервуара. Уменьшение потерь от малых дыханий достигается сокращением суточных колебаний температур в газовом пространстве путем применения предохранительной окраски резервуаров в светлые тона.

В таблицах 3.82 -3.84 представлены данные по выбросам загрязняющих веществ, сбросам, отходам, потреблению энергетических и материальных ресурсов при эксплуатации резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.82 - Потребление энергетических ресурсов при эксплуатации резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения	Минимальный расход	Максимальный расход

ПРОЕКТ DRAFT

	энергетических ресурсов	энергетических ресурсов в год	энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	0,35	10
Потребление пара	Гкал	0,0018	0,083
Свежая вода	куб. м/т	0,006	0,02
Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,00017	0,0002
Оборотная вода	т.у.т./т	$3,8\ 10^{-6}$	$4,4\ 10^{-5}$

Таблица 3.83 - Выбросы при эксплуатации резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, т	Минимальный выброс загрязняющего вещества, г/с	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с	Средний выброс загрязняющего вещества, г/с
Серы диоксид	$6\ 10^{-6}$ - 3,2	$2\ 10^{-6}$	0,83	0,42
Углерода оксид	0,02 - 25,8	0,24	3,4	1,82

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.84 - Отходы при эксплуатации резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способаутилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Шлам очистки трубопроводов и емкостей от нефти	3	14 - 21468,7	Передача на утилизацию другой организации
Отходы минеральных масел турбинных	3	0,007 - 1,2	Вторичное использование
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,009 - 1,7	Вторичное использование
Отходыминеральных маселтрансформаторных, не содержащихгалогены	3	0,1	Переработка
Грунт,загрязненный нефтью илинефтепродуктами(содержание нефтиилинефтепродуктов менее 15 %)	4	5 - 93,8	Передача на утилизацию другой организации
Песок, загрязненный	3	0,1 - 2,7	Переработка

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способаутилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)			

3.17.4.2 Системы слива и налива сырья и товарных продуктов

Данные по сбросам, отходам, потреблению энергетических и материальных ресурсов при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов представлены в таблицах 3.85 - 3.87.

Таблица 3.85 - Потребление энергетических ресурсов при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,27	9,95
Потребление пара	Гкал/т	0,00015	0,00015
Свежая вода	куб. м/т	0,004	0,004
Теплофикационная вода	т.у.т./т	$2{,}8 \cdot 10^{-5}$	$2{,}8 \cdot 10^{-5}$

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.86 - Отходы при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,005 - 0,3	Вторичное использование
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15% и более)	3	0,1 - 0,9	Переработка
Отходы (осадки) Ппри механической и биологической очистке сточных вод	4	23,5	Передача на утилизацию другой организации
Шлам очистки трубопроводов и емкостей	3	0,05 - 837,6	Передача на утилизацию другой организации
Масла турбинные отработанные	3	0,01	Передача на утилизацию другой организации
Масла автомобильные отработанные	3	0,004	Вторичное использование

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.87 - Отходы при организации процесса пропарки и подготовки цистерн

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,9	Переработка

ПРОЕКТ DRAFT

3.18 Подготовка и переработка природного и попутного нефтяного газа

3.18.1 Общая информация о состоянии и развитии переработки природного и попутного газа

Под переработкой природного и попутного нефтяного газа понимается совокупность технологических процессов физического, физико-химического и химического преобразования природного газа и всех компонентов попутного нефтяного газа в продукты переработки (целевые продукты).

Основу ПНГ составляют растворенные в нефти в пластовых условиях газовые компоненты.

В состав природного газа газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений входят значительные объемы жидких углеводородов широкого фракционного состава (с температурами кипения до 500–600 °С и выше), растворенные в газовой фазе в пластовых условиях и выделяющиеся из нее в виде газового конденсата при промысловой подготовке добываемого сырья. Процессы промысловой подготовки природного газа газоконденсатных месторождений и последующей переработки выделенных потоков газа и газового конденсата составляют совокупность технологических процессов газопереработки (переработки природного газа).

3.18.2 Схема процессов переработки природного и попутного газа с получением товарной продукции

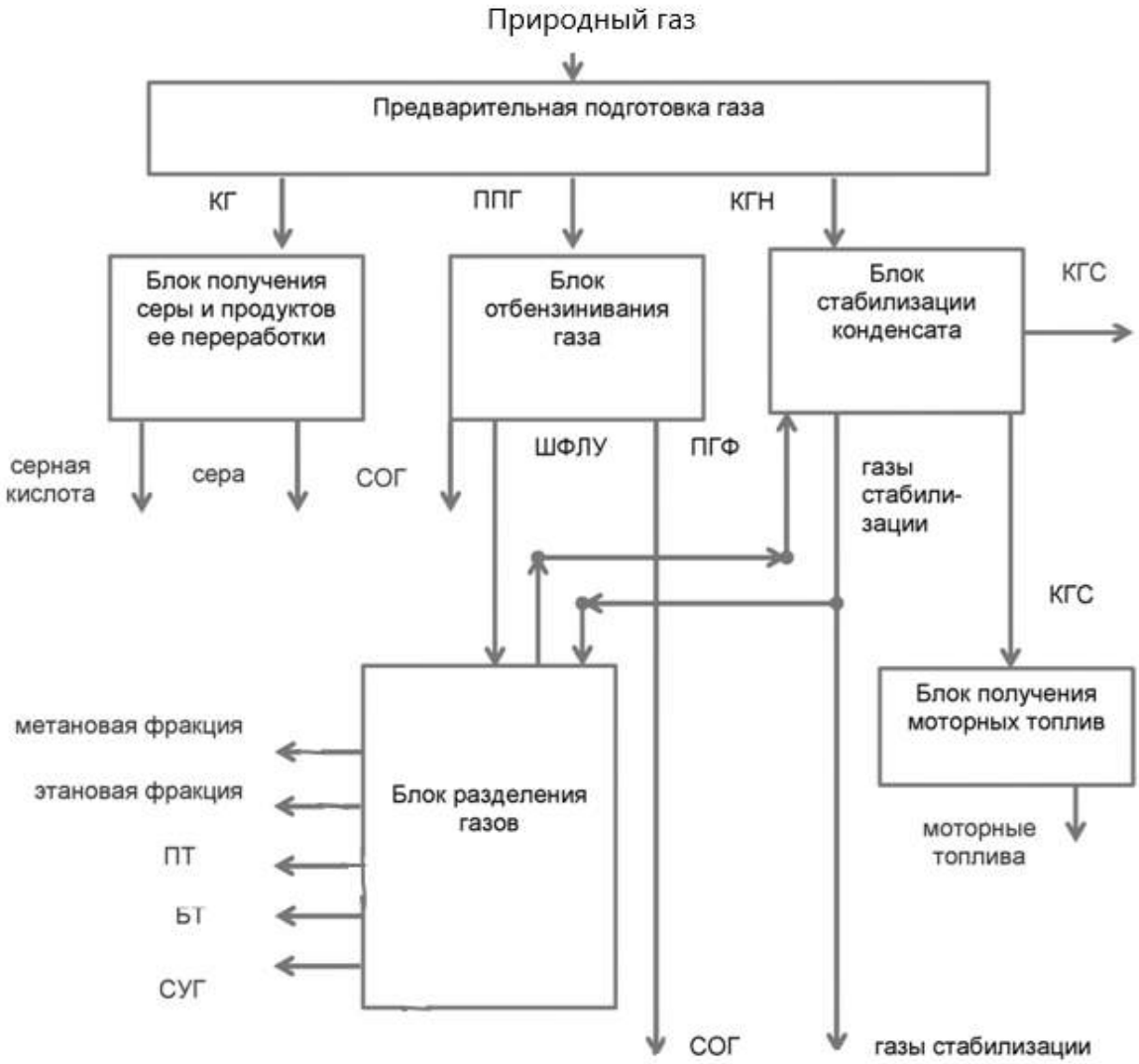
Переработка природного и попутного газа, реализуемая на газоперерабатывающих производствах, включает в себя комплекс процессов первичной и химической переработки.

Первичная переработка природного и попутного газов состоит из нескольких стадий: подготовки газов к переработке, разделения углеводородных газов, стабилизации и переработки газового конденсата для получения различных видов топлив, выделения ряда индивидуальных углеводородов, смеси природных меркаптанов и гелия. Химическая переработка представлена производством технического углерода и производством газовой серы.

Потоковые схемы процессов переработки природного и попутного газа с получением товарной продукции приведены на рисунке 3.46.

Извлекаемый природный или отделяемый от нефти попутный газ содержит пары воды, а также мелкие частички горной породы, песка и другие твердые примеси, в состав природного и попутного газа, помимо углеводородных компонентов, входят азот, диоксид углерода, сернистые компоненты, гелий и другие компоненты. Подготовка газов к переработке (предварительная подготовка газов) обеспечивает осушку и очистку газов от механических примесей и «кислых» компонентов.

PROJECT DRAFT


Природный газ
Предварительная подготовка газа
КГ
ППГ
КГН
Блок получения серы и продуктов ее переработки
Блок отбензинивания газа
Блок стабилизации конденсата
КГС
серная кислота
сера
СОГ
ШФЛУ
ПГФ
газы стабили-зации
КГС
Блок получения моторных топлив
моторные топлива
метановая фракция
этановая фракция
ПТ
БТ
СУГ
Блок разделения газов
СОГ
газы стабилизации

ПРОЕ

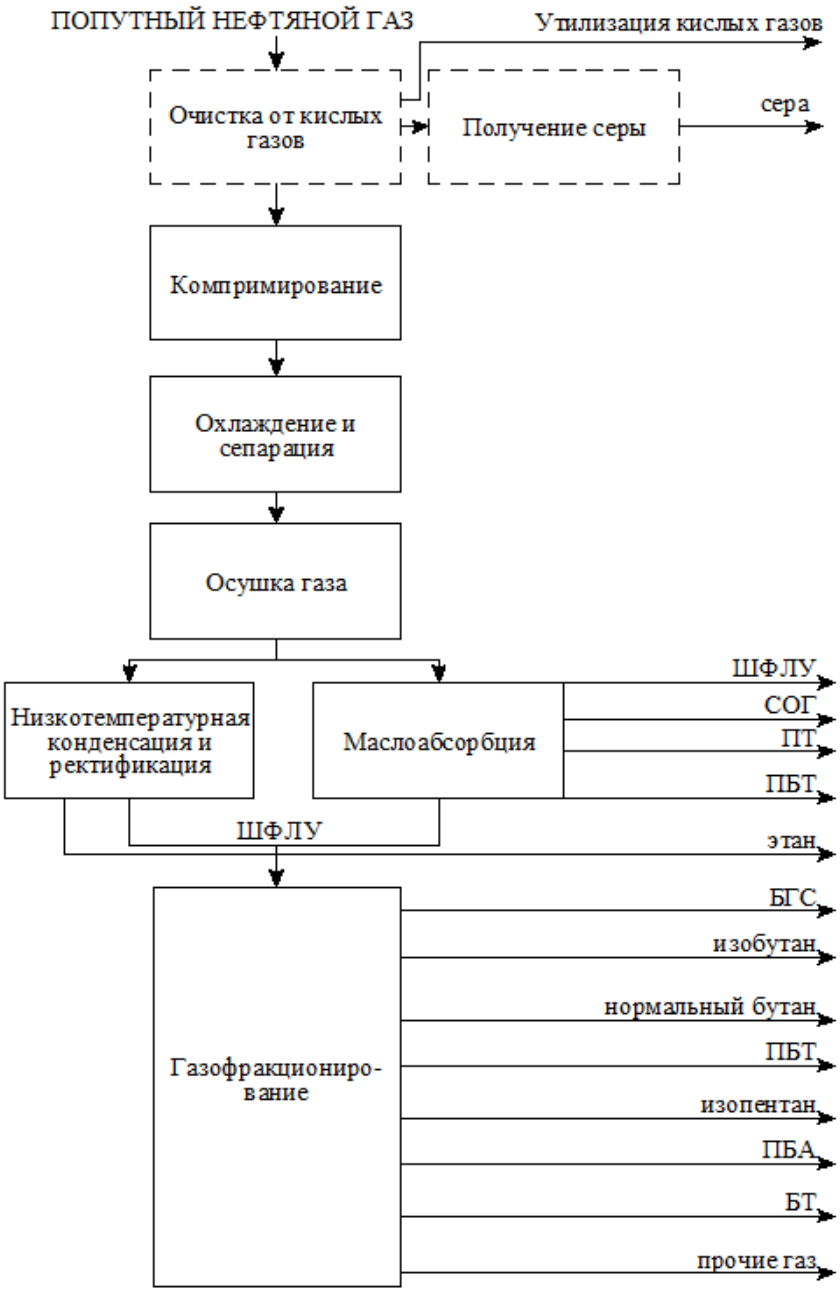


Рисунок 3.46 - Потоковые схемы переработки природного и попутного газа

3.18.3 Технология переработки широкой фракции легких углеводородов

Широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) получают при отбензинивании природных и нефтяных газов различными методами, а также при стабилизации газовых конденсатов.

Широкую фракцию легких углеводородов, а также головку стабилизации газового конденсата разделяют по следующим вариантам:

1) для производства стабильного газового бензина (углеводороды C_{5+}) и топливного газа (углеводороды C_1-C_4);

2) для производства стабильного газового бензина (углеводороды C_{5+}), топливного газа (углеводороды C_1-C_2) и сжиженной ПБФ;

3) для производства стабильного газового бензина (углеводороды C_{5+}), топливного газа (метан с примесями этана) и индивидуальных углеводородов (этан, пропан, изобутан, нормальный бутан и др.);

4) для производства индивидуальных углеводородов и их смесей (при переработке ШФЛУ, практически не содержащих C_{5+}).

Этан (этановая фракция) применяется как сырье пиролиза, в качестве хладагента на установках НТК, сжижения газов, депарафинизации масел, выделения параксилола и др.

Пропановая фракция (технический пропан) используется как сырье пиролиза, коммунально-бытовое и автомобильное топливо, хладагент для технологических установок переработки нефти и газа, растворитель.

Изобутановая фракция является сырьем установок алкилирования и дегидрирования с получением изобутилена, который является в основном сырьем для производства высокооктановых добавок к моторным топливам.

Бутановая фракция используется для получения бутадиена - 1,3, а также как коммунально-бытовое топливо, добавка к автомобильным бензинам для повышения давления насыщенных паров.

Изопентановая фракция является компонентом высокооктановых бензинов. Пентановая фракция служит сырьем для процессов изомеризации, пиролиза, получения амиловых спиртов.

При использовании этих фракций легких углеводородов как сырья для нефтехимии содержание основных компонентов в них должно быть не менее 96–98 %.

3.18.3.1 Технология очистки ШФЛУ от сернистых соединений

Концентрация сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов, сероуглерода и др.) в СУГ и ШФЛУ, получаемых при отбензинивании сернистых газов и стабилизации сернистых газовых конденсатов, как правило, выше допустимого уровня, устанавливаемого нормативными требованиями.

Для получения СУГ производят их очистку от сернистых соединений 10 %-м водным раствором гидроксида натрия.

Очистка от сероводорода и меркаптанов (тиолов) раствором NaOH протекает по следующим реакциям:

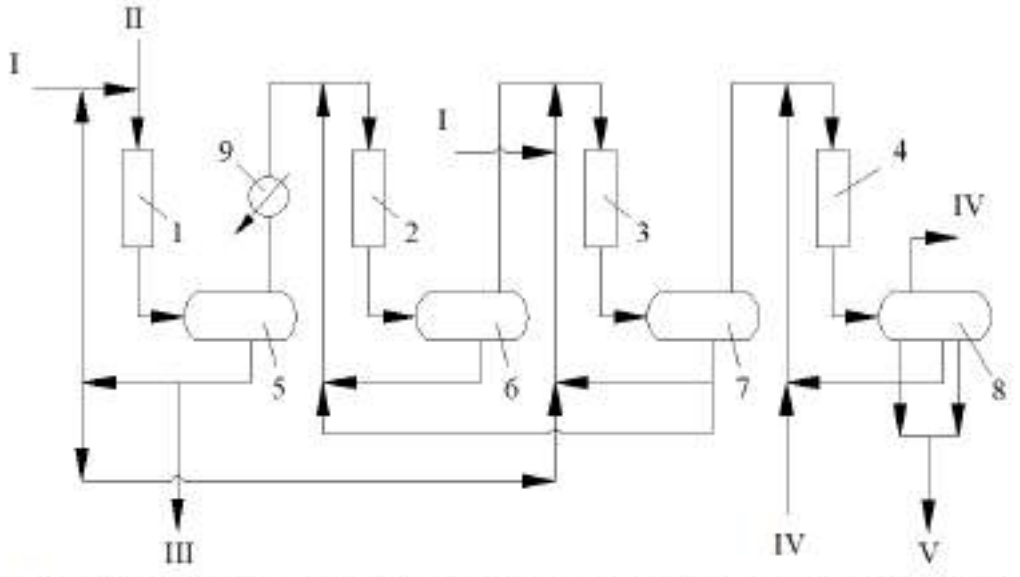
$H_2S+2NaOH \rightarrow Na_2S+2H_2O$;
$H_2S+Na_2S \rightarrow 2NaHS$;
$RSH+NaOH \rightarrow RSNa+H_2O$.

ПРОЕКТ DRAFT

При этом происходит также извлечение из газа диоксида углерода за счет реакций:

$CO_2+NaOH \rightarrow NaHCO_3+H_2O$;
$NaHCO_3+NaOH \rightarrow Na_2CO_3+H_2O$.

Технологическая схема установки очистки СУГ от сернистых соединений включает в себя последовательно соединенные четыре ступени (рисунок 3.47). На первой ступени из сырья преимущественно извлекаются сероводород, сероуглерод и серооксид углерода из-за большей активности по сравнению с меркаптанами. Технологический режим первой ступени (контактор 1) следующий: давление 1,9-2,5 МПа (определяется необходимостью поддержания газа в сжиженном состоянии), температура 50 °С. На второй и третьей ступенях (температура 3 °С) производится очистка от меркаптанов. На четвертой ступени осуществляется промывка СУГ водой от следов NaOH. Насыщенный раствор NaOH с первой и второй ступеней подается на регенерацию путем подогрева с использованием соляной кислоты. На установке достигается степень очистки СУГ от сероводорода и меркаптанов до 98 % и 96 % соответственно.



1-4 - реакторы (смеси в потоке); 5-8 - отстойники-разделители; 9- водяной холодильник;
I - свежий раствор NaOH; II - сырье; III - отработанный раствор NaOH; IV - свежая вода;
V - отработанная вода; VI - очищенное сырье

Рисунок 3.47 - Технологическая схема щелочной очистки СУГ

После очистки от сернистых соединений СУГ подается на блок адсорбционной осушки.

Для практически полного удаления из СУГ и ШФЛУ меркаптанов используют демеркаптанизацию на катализаторах, содержащих хелатные соединения металлов VI группы в растворе гидроксида натрия (процесс

DRAFT

«Мерокс»). Меркаптаны переводят в дисульфиды путем каталитического окисления в щелочной среде на основе реакций:

$RSH+NaOH \rightarrow RSNa+H_2O;$
$2RSNa+0{,}5O_2+H_2O \rightarrow RSSR+2NaOH$

Дисульфиды применяются в различных отраслях промышленности. Дисульфиды щелочных металлов, аммония и кальция являются инсектофунгицидами. Дисульфиды аммония, калия и натрия используются для сульфирования и воронения поверхности стальных и чугунных изделий с целью придания им коррозионной стойкости. А с помощью смеси дисульфидов натрия и калия (серная печень) в кожевенной промышленности снимают волос со шкур. Действие растворов серной печени связано не только с их высокой щелочностью, но и с окислительными свойствами.

Гидроочистка газоконденсатов позволяет удалить из газоконденсатов все классы сернистых соединений, а также другие гетероатомные соединения - азот- и кислородсодержащие. В основе процесса - перевод всех сернистых соединений, растворенных в конденсате, в сероводород:

$RSH+H_2 \rightarrow RH+H_2S$
$RSR'+H_2 \rightarrow RH+R'H+H_2S$

В качестве катализаторов используют алюмокобальтмолибденовые и алюмоникельмолибденовые, иногда в последний добавляют для прочности 5-7 % диоксида кремния.

Процесс проводят при температуре 310-370 °С, давлении 2,7-4,7 МПа, режимные показатели подбирают в зависимости от используемого катализатора и сырья.

Адсорбционная очистка от сернистых соединений проводится с помощью природных и синтетических твердых сорбентов: бокситов, оксида алюминия, силикагелей, цеолитов и др.

При проведении адсорбции при повышенных температурах 300-400 °С протекают адсорбционно-каталитические процессы, приводящие к разложению сероорганических соединений или переводу их в неактивные формы. Адсорбционную очистку целесообразно применять при небольшом содержании серы - до 0,2 % масс.

Наряду с несомненными достоинствами адсорбционного метода - мягкие условия технологического процесса (низкая температура и небольшое давление), простота аппаратурного оформления - он обладает и существенными недостатками. Многие адсорбенты, в том числе и цеолиты, особенно импортные, все еще являются достаточно дорогими и дефицитными. Низкая адсорбционная емкость адсорбентов требует применения больших их количеств с частой регенерацией. После нескольких циклов регенерации адсорбенты частично

ПРОЕКТ DRAFT

закоксовываются и подвергаются механическому разрушению. Это вызывает необходимость в периодической полной замене адсорбентов. Поэтому применение метода адсорбционной очистки ограничено достаточно узкой областью - очисткой легких углеводородов с низкой концентрацией сернистых соединений (до 0,2 % масс).

Помимо традиционных адсорбентов, в последние годы разрабатывают поглотители на основе оксидов молибдена, теллура, марганца и карбонатов щелочных металлов, которые осуществляют не только физическую адсорбцию, но и хемосорбцию.

Оксиды цинка, железа, меди относятся к наиболее распространенным твердым хемосорбентам. При использовании оксидов железа (наиболее старый способ) протекают реакции:

$Fe_2O_3+3H_2S \leftrightarrow Fe_2S_3+3H_2O$
$Fe_3O_4+3H_2S+H_2 \leftrightarrow 3FeS+4H_2O$

Регенерация сорбента проводится воздухом по реакциям:

$2Fe_2S_3+3O_2 \leftrightarrow 2Fe_2O_3+6S$
$4FeS+3O_2 \leftrightarrow 2Fe_2O_3+4S$

В зависимости от количества подаваемого на регенерацию воздуха можно получать как элементарную серу, так и оксиды серы. Метод характеризуется дешевизной, возможностью регенерации хемосорбента, но существенным его недостатком является низкая степень очистки от сероводорода (до 10 мг/м^3) и невозможность использования образующейся серы.

При очистке с помощью оксидов цинка протекают реакции не только с сероводородом, но и с другими сернистыми соединениями:

$H_2S+ZnO \leftrightarrow ZnS+H_2O$
$CS_2+2ZnO \leftrightarrow 2ZnS+CO_2$
$COS+ZnO \leftrightarrow ZnS+CO_2$
$RSH+ZnO \leftrightarrow ZnS+ROH$

Температура процесса 350–400 °С, а сероемкость сорбента достигает 30%. Остаточное содержание серы в газе до 1 мг/м^3. Процесс достаточно универсальный, широко используется в промышленности, однако при этом сам хемосорбент не подлежит регенерации. При очистке с помощью оксидов меди процесс протекает с большой скоростью, но хемосорбент также не подлежит регенерации.

Широкое распространение получила хемосорбционно-каталитическая система. На первой стадии проводят каталитическое гидрирование

ПРОЕКТ DRAFT

сероорганических соединений до углеводородов и сероводорода, а далее - хемосорбцию сероводорода поглотителями (оксидами цинка, железа или меди).

Близкий к этому - железо-содовый метод. Основан на использовании в качестве поглотительного раствора взвеси гидрооксида двух- и трехвалентного железа

$$H_2S+Na_2CO_3 \rightarrow NaHS+NaHCO_3$$
$$3NaHS+2Fe(OH)_3 \rightarrow Fe_2S_3+3NaOH+3H_2O$$
$$NaHS+2Fe(OH)_3 \rightarrow 2FeS+S+3NaOH+3H_2O$$

Регенерацию поглотительного раствора осуществляют пропусканием через него воздуха. При этом около 70 % сероводорода переводится в элементную серу, а 30 % - окисляется до тиосульфата натрия.

Экстракционная очистка основана на использовании экстрагентов, селективно извлекающих из газоконденсатов сернистые соединения. В качестве экстрагентов предложены водные растворы этаноламинов, диметилформамид, диэтиленгликоль, диметилсульфоксид и др.

Однако ни один из применяемых в настоящее время экстрагентов не удовлетворяет всем необходимым требованиям - высокая растворяющая способность по отношению к сернистым соединениям, большая плотность, низкая вязкость, доступность и дешевизна, отсутствие токсичности и коррозионных свойств.

3.18.3.2 Разделение ШФЛУ на газофракционирующих установках

Для разделения газовых смесей на индивидуальные компоненты или углеводородные фракции используется метод ректификации. Ректификация - это процесс разделения бинарных или многокомпонентных смесей за счёт противоточного массо- и теплообмена между паром и жидкостью. Процесс осуществляется путем противоточного многоступенчатого (колонны тарельчатого типа) или непрерывного (насадочные колонны) контактирования восходящих по колонне паров и нисходящей жидкости.

Аппаратурно-технологическое оформление ГФУ определяется характеристиками поступающего сырья (состав и давление), ассортиментом и качеством получаемой продукции.

Основными факторами, влияющими на эффективность процесса ректификации газовых смесей, являются давление, температура, количество тарелок в колонне и их КПД, скорость паров и флегмовое число.

С увеличением КПД тарелок, их количества и флегмового числа четкость ректификации газовых смесей возрастает, при этом для минимизации эксплуатационных затрат для получения одной и той же четкости ректификации целесообразно увеличивать число тарелок, уменьшая флегмовое число. Флегмовые числа в колоннах для разделения газовых смесей колеблются от 0,5 до 20-25, а число реальных тарелок - от 60 до 180 штук. Число тарелок и

ПРОЕКТ DRAFT

флегмовое число в колонне тем больше, чем более близкокипящие компоненты в ней разделяют; КПД тарелок изменяется в широких пределах в зависимости от типа тарелки и режима работы колонны.

3.18.4 Технологии получения сжиженных углеводородных газов

Получение сжиженных газов обычно производится по технологической схеме с использованием эффекта Джоуля - Томсона (см.рисунок 3.48).

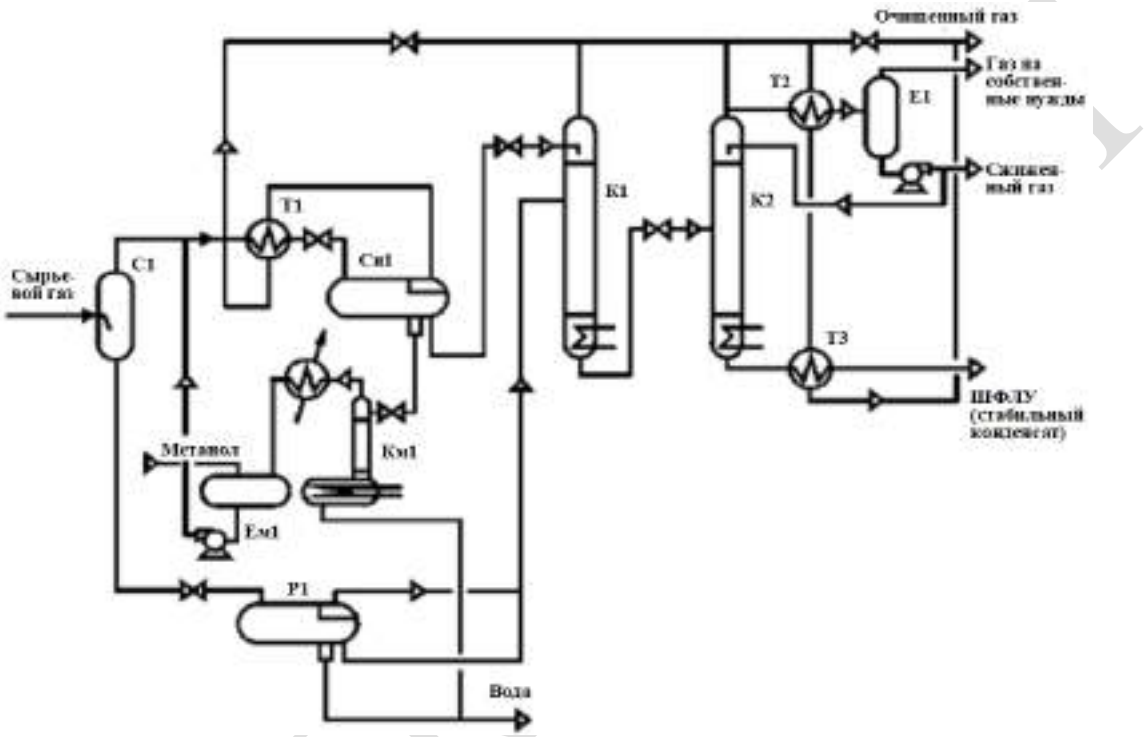


Рисунок 3.48 - Схема получения сжиженных газов с впрыском метанола

Для предотвращения образования гидратов в поток газа перед его охлаждением впрыскивается 80 %-ный метанол. Газ, пройдя входной сепаратор, поступает в рекуперативный теплообменник Т1, в котором охлаждается обратным потоком газа. Далее газ дросселируется до давления, необходимого для транспорта газа потребителю и, охладившись, поступает в трехфазный сепаратор Сн1 для отделения выпавшей жидкости. Газ из сепаратора, отдав свой холод в рекуперативном теплообменнике, поступает потребителю. Выпавший водно-метанольный раствор дросселируется и поступает в отпарную колонну Км1. Пары метанола из Км1 конденсируются и поступают в сборную емкость. Из емкости метанол подается насосом в систему распределения метанола по установке. Выпавшая в Сн1 углеводородная жидкость поступает на орошение деэтанизатора К1. В К1 происходит отделение фракции C_{3+} от метан-этановой фракции. Последняя смешивается с основным потоком газа из низкотемпературного сепаратора. Фракция C_{3+} поступает в среднюю часть колонны К2, в которой разделяется на пропан-бутановую фракцию и ШФЛУ (или стабильный конденсат).

Конденсацию паров, выходящих из К2, а также охлаждение полученного нижнего продукта, осуществляют отсепарированным газом.

По данной технологической схеме были построены установки производительностью 315 млнм^3/год перерабатываемого газа. В данном случае имелся свободный перепад давлений между поступающим на переработку газом (3,5 МПа) и товарным газом, подаваемым на ТЭЦ и в город (1,2 МПа). На этом перепаде давлений и был реализован процесс. В результате после дросселирования была достигнута температура минус 63 °С, при этом извлечение из газа фракции C_{3+} составляло около 40 % (пропана – 25 %).

Данная технология отличается простотой и практически не имеет затрат энергии. При увеличении перепада давлений между поступающим на установку газом и выходящим будет соответственно увеличиваться и коэффициент извлечения C_{3+}.

Недостатками этой установки являются загрязнение продуктов метанолом и трудности с утилизацией метанольной воды.

Более глубокое извлечение фракции C_{3+} позволяет технологическая схема, представленная на рисунке 3.49.

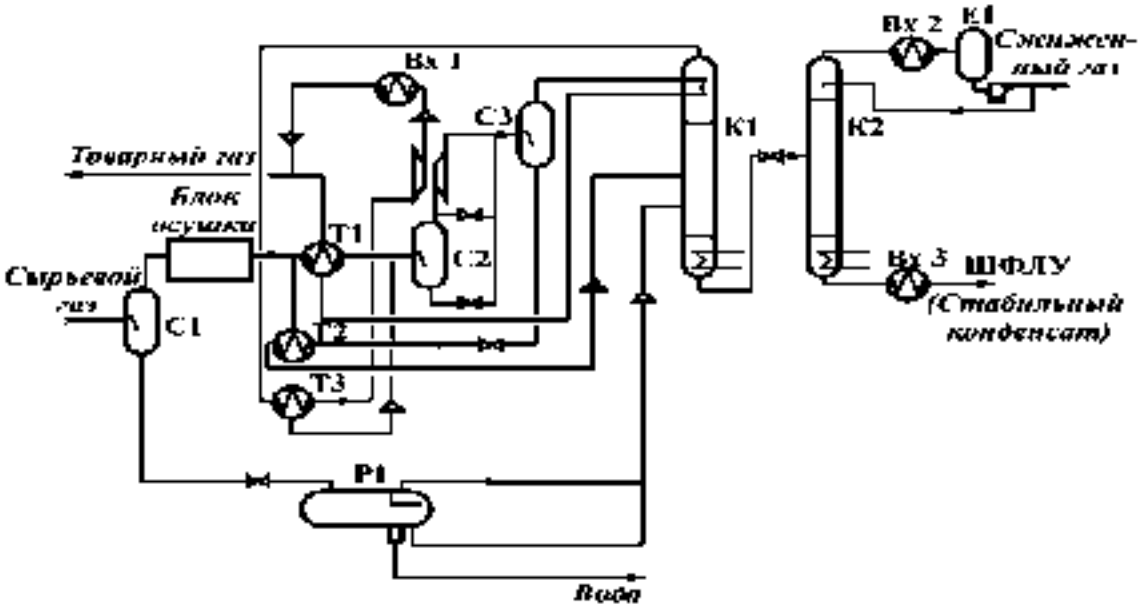


Рисунок 3.49 - Схема глубокого извлечения C_{3+} с использованием детандер-компрессорного агрегата

В отличие от предыдущей схемы, здесь применена твердая осушка газа, что дает возможность получать осушенные продукты, не содержащие метанол. Использование детандер-компрессорного агрегата (ТДА) при прочих равных условиях (т.е. одинаковых входных и выходных параметрах газа) позволяет проводить процесс сепарации при более низких температурах и давлениях, что благоприятно сказывается на процессе разделения. ТДА также позволяет максимально сохранить входное давление газа. Использование холода отсепарированного газа в дефлегматоре деэтанизатора К1 позволяет уменьшить

унос пропана. Сырьевой газ поступает в трехфазный сепаратор С1. Отсепарированный газ подается в блок осушки, где осушается до точки росы минус 70 °С. Сухой газ подается на охлаждение двумя потоками: в теплообменник Т1, Т2, Т3, и затем в сепаратор С2. Расширенный в детандере газ подается в сепаратор С3. Жидкость из сепаратора дросселируется, нагревается в теплообменнике Т3 и подается в качестве питания в среднюю часть деэтанизатора К1. Газ из сепаратора С3 поступает в качестве хладоагента в дефлегматор деэтанизатора и затем в теплообменник Т1. Кубовая жидкость из деэтанизатора дросселируется и подается в качестве питания в колонну К2. Углеводородная жидкость из трехфазного сепаратора С1 дросселируется и подается в разделитель Р1. Газ и углеводородная жидкость из разделителя подаются в деэтанизатор. Выходящий из деэтанизатора газ после рекуперации холода дожимается компрессором турбодетандерного агрегата, объединяется с основным потоком, выходящим из теплообменника Т1, и поступает потребителю.

Данная технологическая схема может работать в широком диапазоне давлений газа. Коэффициент извлечения пропана зависит от перепада давлений на детандере.

Схема была рассчитана на следующие параметры:

- давление сырьевого газа, поступающего с промысла, было 10,8 МПа;
- давление товарного газа - 4,2 МПа;
- содержание пропана в газе было 1,67 % моль., бутанов - 0,7 % моль.

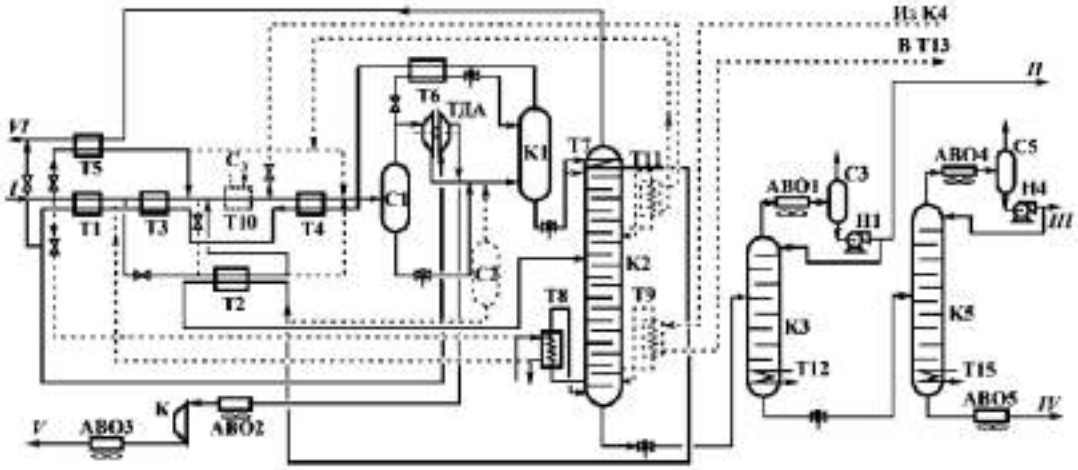
Параметры процесса были подобраны таким образом, чтобы исключить необходимость в дожатии выходящих с установки потоков газа. Газ расширялся в детандере с 10,5 МПа до 4,3 МПа. Газ, выходящий сверху деэтанизатора К1 при давлении 2,5 МПа, сжимался компрессором турбодетандерного агрегата до 4,2 МПа.

Коэффициент извлечения пропана при работе установки на данных параметрах составляет 83 %.

Для осушки газа использовались цеолиты NaA.

Коэффициент извлечения пропана 95 % и выше может быть получен при переработке газа по технологической схеме, представленной на рисунке 3.50.

ПРОЕКТ DRAFT



I – природный газ; II – пропан автомобильный; I I I – СПБТ; IV – фракция C_5; V – метановая фракция в газопровод; VI – метановая фракция в блок подготовки газа

Рисунок 3.50 - Технологическая схема установки газоразделения без выделения этана

В установку поступает осушенный природный газ при давлении 5,6 МПа и температуре 30 °С. Газ разделяется на два потока: один охлаждается в теплообменнике Т5 газом, выходящим сверху колонны К2, другой - в теплообменнике Т1 метановой фракцией из колонны К1. Охлажденный в Т1 газ делится на два потока: один поступает в теплообменник Т3, другой - в Т2. Потоки охлажденного газа из теплообменников Т2, Т3 и Т5 объединяются в один, который поступает на охлаждение в теплообменник Т4. В сепаратор С1 поступает поток газа, охлажденный до температуры -45°С. Газ, выходящий из сепаратора С1, делится на два потока. Основная часть газа расширяется в турбодетандере до 2 МПа, объединяется с дросселированной жидкостью из С1, и общий поток подается в кубовую часть колонны К1. Другая часть газа охлаждается в теплообменнике Т6, дросселируется до 2 МПа и подается в колонну К1 в качестве орошения.

Колонна К1 рассчитана на 4 теоретические тарелки. Жидкость из куба К1 подается в качестве хладагента в дефлегматор Т7 и затем в теплообменник Т2, после чего подается в качестве питания под седьмую (теоретическую) тарелку колонны К2. Колонна К2 рассчитана на 18 теоретических тарелок. Из куба колонны К2 отводится фракция C_{3+}, которая подается на фракционирование в колонны К3 и К5. Продуктом колонны К3 является пропан автомобильный. Из колонны К5 сверху выводится СПБТ, снизу - фракция C_5.

В кипятильники Т8, Т12, Т15 подается углеводородный теплоноситель.

Выходящий из колонны К2 газ рекуперирует свой холод в теплообменнике Т5, подается в блок подготовки газа для регенерации и охлаждения адсорберов и затем направляется на ГРС или местные нужды.

Газ, отводимый сверху колонны К1, направляется на рекуперацию холода в теплообменники Т6, Т4, Т3, Т1, затем поступает на всас компрессора

ПРОЕКТ DRA

турбодетандерного агрегата и после охлаждения в аппаратах воздушного охлаждения поступает в компрессорный цех, где дожимается до давления магистрального газопровода. Часть этого газа после выхода из Т1 может добавляться к газу, поступающему в блок подготовки.

Высокое извлечение пропана достигается за счет промывки газа в колонне К1 сжиженным природным газом и организации орошения в колонне К2 с помощью встроенного дефлегматора Т7, хладагентом в котором является жидкость из куба колонны К1.

Коэффициент извлечения пропана составил 95 %.

3.18.5 Технологии стабилизации газового конденсата

Углеводородные конденсаты, получаемые при добыче природного газа, необходимо перед транспортом и дальнейшей переработкой подвергать стабилизации с целью извлечения низкокипящих углеводородов (до C_4-C_5), а при переработке сернистых конденсатов - сероводорода, меркаптанов, сероуглерода и др.

Товарными продуктами установок стабилизации конденсатов являются деэтанизированный, или стабильный, конденсат, ШФЛУ, различные СУГ, газы выветривания и деэтанизации и др.

Для стабилизации газовых конденсатов используют три метода:

- ступенчатое выветривание (сепарация, дегазация);
- стабилизация в ректификационных колоннах;
- комбинирование дегазации и ректификации, наиболее широко используемое в промышленности.

3.18.6 Технологии производства газовой серы

Одним из основных технологических блоков ГПЗ являются установки производства газовой серы, сырьем для которых служат кислые газы, выделенные из сероводородсодержащих газов.

Получение элементной серы из кислых газов основано на окислении сероводорода. В качестве источника кислорода в систему, как правило, подается воздух.

Установки получения серы, основанные на реализации реакций Клауса, принято называть установками Клауса, они включают в себя термическую и каталитические ступени.

В термической ступени сероводород сгорает в присутствии воздуха. При этом преимущественно образуются элементная сера и диоксид серы. Температура горения зависит, прежде всего, от концентрации H_2S в кислом газе и составляет 900–1200 °С. Эта температура зависит также от соотношения «воздух: кислый газ», которое поддерживается, как правило, на уровне 1,7 - 1,9. Степень конверсии H_2S в элементную серу в термической ступени должна быть как можно выше, т.е. ближе к термодинамическому уровню. Так, при

ПРОЕКТ DRAFT

производительности по сере 200 т/сут со степенью конверсии H_2S в серу 95 % образуется около 3200 т/год диоксида серы.

При пониженных значениях степени конверсии на термической ступени при сохранении общего значения этого параметра в целом по установке увеличивается нагрузка на каталитические ступени.

Одним из основных факторов, оказывающих влияние на эффективность работы термической ступени, является продолжительность пребывания в ней газа - ее увеличение приводит к повышению степени конверсии.

Степень конверсии сероводорода в серу зависит также от температуры в реакторе: чем выше температура, тем выше степень конверсии сероводорода. Практическая степень превращения сероводорода в серу в печи (на термической ступени) составляет не более 60-65 %.

На каталитической ступени основным параметром, влияющим на степень конверсии сероводорода, является соотношение расходов воздуха и кислого газа на выходе из реакционной печи: оно должно обеспечивать объемное соотношение H_2S к SO_2 на входе газа в конвертор, равное 2 к 1. Любое отклонение от данного соотношения влечет за собой снижение выхода элементной серы. Кроме этого фактора, на каталитической ступени большое значение имеют длительность поддержания высокой температуры продуктов сгорания, температура газа на входе в каталитическую ступень, объемная скорость газа в конверторе и т.д.

Чем ниже средняя температура процесса в конверторах, тем больше выход серы, однако на практике эта температура должна быть несколько выше точки конденсации серы. Это, безусловно, снижает выход серы, но обеспечивает превращение CS_2 и COS в сероводород, который в дальнейшем окисляется до серы:

$$COS+H_2O \rightarrow CO_2+H_2S;$$
$$CS_2+2H_2O \rightarrow CO_2+2H_2S;$$
$$2COS+SO_2 \rightarrow 2CO_2+1{,}5S_2;$$
$$CS_2+O_2 \rightarrow CO_2+S_2.$$

Для катализаторной ступени процесса Клауса используются катализаторы, в качестве которых первоначально широкое применение нашли природные бокситы, состоящие в основном из оксидов алюминия и железа. Они в своем составе содержат кремнезем SiO_2, оксиды титана TiO_2, кальция CaO, магния MgO, марганца MnO, фосфора P_2O_5 и др. Соответственно, метод Клауса заключался в сжигании сероводорода в слое данного катализатора до сернистого ангидрида и серы. Данный катализатор использовали в основном из-за его дешевизны, доступности, высокой активности, а также из-за незначительных объемов перерабатываемого сероводорода. В том случае нагрузка на катализатор составляла 3-4 $Нм^3$ сероводорода на 1 $м^3$ катализатора в час. Но данный тип катализаторов имел и существенные недостатки: быстрая дезактивация,

ПРОЕКТ DRAFT

вызываемая сульфатацией поверхности, непостоянство состава и свойств, недостаточно развитая поверхность, покрытие углеродистыми отложениями и гидратацией.

Степень конверсии сероводорода в серу при использовании данного катализатора составляла 80-90 %, остальная часть сернистых соединений в виде диоксида серы поступала в атмосферу. Это оказывало негативное воздействие на экологическую обстановку.

В дальнейшем процесс имел развитие в том плане, что процесс стал реализовываться путем двух отдельных стадий - термической и каталитической. Были разработаны и успешно внедрены алюмооксидные и титанооксидные катализаторы.

Чаще всего катализаторы Клауса выпускают из гидроксида алюминия. Типичные представители катализаторов этого ряда - гиббсит, байерит, нордстрандит. Оксид алюминия и ее гидратированные формы нерастворимы в воде, обладают амфотерными свойствами. Кроме полных гидроксидов известны также AlOOH в виде двух ромбических модификаций: диаспор с плотностью 3,3-3,5 г/см^3, устойчив до 350 °С, в интервале температур 350-400 °С переходит в α - Al_2O_3; бемит, плотность которого 3,01 г/см^3, при 400°С переходит в γ – Al_2O_3, а при 600 °С переходит в α - Al_2O_3. Он практически не реагирует с кислотами и щелочами. Его удается перевести в растворимое состояние только с помощью сплавления со щелочами.

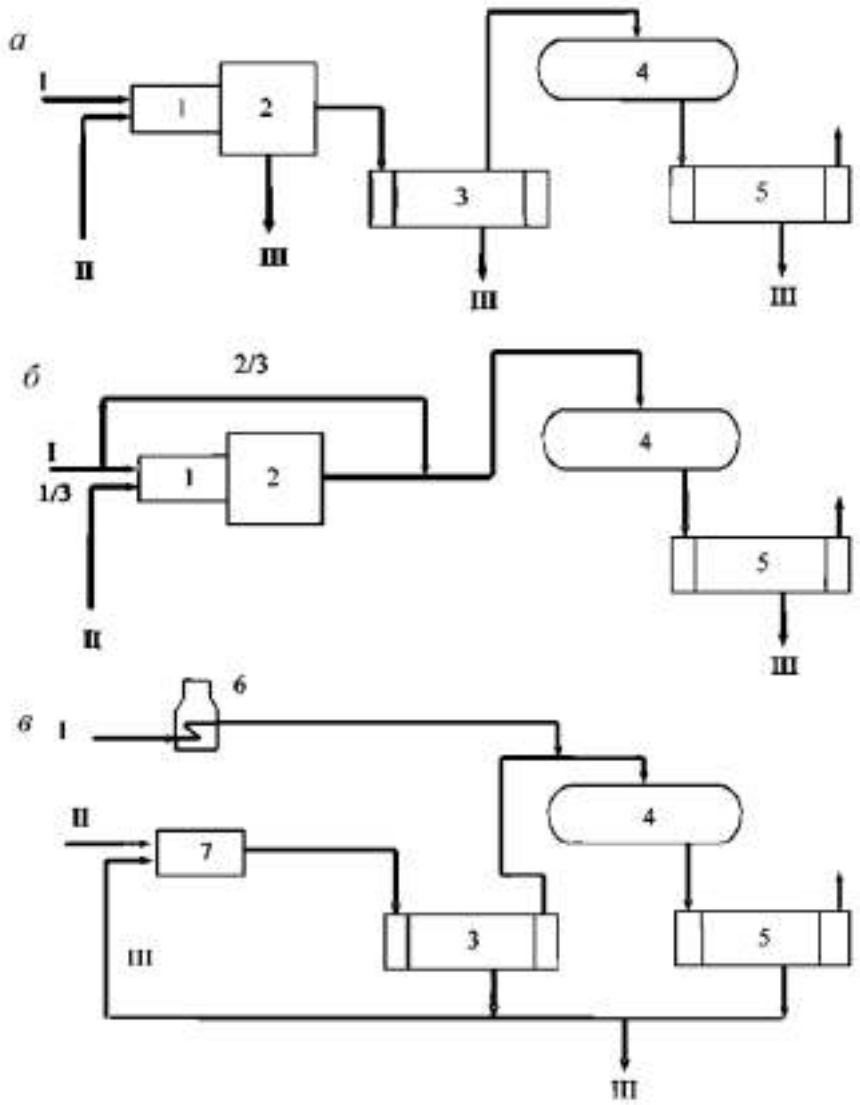
На практике катализатор представляет собой шарик или экструдат диаметром 4-6 мм, содержит более 94 % оксида алюминия, удельная поверхность 260-345 м^2/г. В состав катализатора обычно входят такие компоненты (%, масс.), как N_2O - 0,04; SiO_2 - 0,02; Fe_2O_3- 0,04; TiO_2 - 0,01.

Активность катализаторов снижается в результате изменения их структуры, отложения на их поверхностях различных примесей (кокса, солей), сульфатирования оксида алюминия и т.д. Вследствие этого периодически (один раз за 3-4 года) производится полная замена катализатора.

Технологическая схема процесса Клауса включает термическую ступень и несколько последовательно включенных каталитических конверторов. После каждой ступени реакционные газы охлаждают до температуры конденсации серы, отделяют серу, а газы после необходимого подогрева направляют на следующую ступень. В тех случаях, когда объемная доля сероводорода в кислых газах ниже 5 % об., используют схему без термической ступени. Окисление сероводорода осуществляют кислородом воздуха на катализаторе (обычно один-два конвертора).

В зависимости от содержания сероводорода в исходном кислом газе технологические схемы процесса Клауса могут быть прямоточными и разветвленными (рисунок 3.51).

PROJECT DRAFT

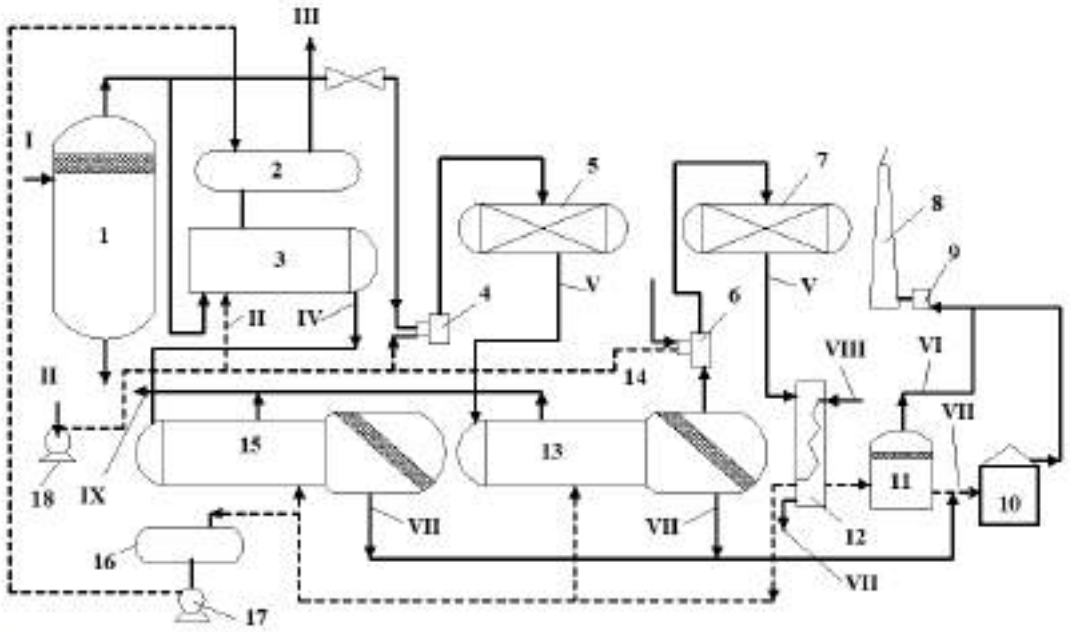


1 – печь-реактор; 2 – теплообменник; 3, 5 – конденсатор серы; 4 – конвертор; 6 – подогреватель газа; 7 – печь для сжигания серы в диоксид серы, I – кислый газ; II – воздух; III – сера. (а – прямоточная схема; б – схема с разветвленным потоком 1/3-2/3; в – схема с рециркуляцией серы)

Рисунок 3.51 - Технологические схемы процесса Клауса в зависимости от содержания сероводорода в кислом газе

Технологическая схема промышленной установки Клауса с разветвленным потоком сероводорода и двумя конверторами приведена на рисунке 3.52.

Теплота, выделяющаяся при реакции в печи 3, используется для генерации водяного пара высокого давления III, а при конденсации паров серы - для генерации водяного пара низкого давления IX.



1,11- сепаратор; 2 - барабан парового котла; 3 - реакционная печь; 4, 6 - печь для нагрева кислых газов; 5, 7 - конверторы; 8 - дымовая труба; 9 - печь дожига очищенных газов; 10 - серная яма; 12, 13, 15 - конденсаторы серы; 14 - сетка-коагулятор; 16 - емкость горячей воды; 17 - насос; 18 - воздуходувка.
I - кислый газ; II - воздух; III - пар высокого давления; IV, V - продукты реакций; VI - остаточные газы; VII - жидкая сера; VIII - вода для питания котла и охлаждения газов в конденсаторах; IX - пар низкого давления

Рисунок 3.52 - Технологическая схема установки Клауса с двумя конверторами

В таблице 3.88 приведены основные параметры технологического режима работы установки Клауса.

Таблица 3.88 - Основные параметры технологического режима и показатели работы установки Клауса

Наименование	Показатель
Температура в печи-реакторе, °С: - горения - газов на выходе	 1026 290
Температура газов в конденсаторе N 1, °С: - на входе - на выходе	 290 194
Температура газов в первом конверторе, °С: - на входе - на выходе	 260 350
Температура газов в конденсаторе N 2, °С: - на входе - на выходе	 350 210
Температура газов во втором конверторе, °С: - на входе - на выходе	 210 240
Температура газов в конденсаторе N 3, °С: - на входе	 240

ПРОЕКТ

Наименование	Показатель
- на выходе	132
Давление в системе, МПа	0,02 - 0,03
Молярная доля H_2S, %: - в исходном кислом газе - в газах после второго конвертора	 59,4 0,9
Молярная доля серы в отходящих газах, %	0,068
Извлечение серы в процессе, %	96

Следует отметить, что температура серы, выходящей из конденсаторов 12, 13, 15, составляет 130–150 °С, хотя сера и конденсируется при 188°С. Это связано с тем, что в интервале температур от 188 °С до 160°С образуются молекулы серы с длинной цепью и высокой вязкостью, поэтому спуск серы из конденсаторов оказывается невозможным. При температуре 150 °С и ниже жидкая сера, температура плавления которой в зависимости от формы составляет 106,8–119,3 °С, обладает значительно меньшей вязкостью.

3.18.6.1 Технология доочистки отходящих газов установок Клауса

По схеме, приведенной на рисунке 2.52, остаточные газы процесса Клауса, поступающие в печь дожига 9, обычно содержат (в зависимости от эффективности работы и качества исходного газа) 1-2 % сероводорода, до 1 % диоксида серы, до 0,4 % серооксида углерода, до 0,3 % сероуглерода, 1-8 г/м^3 капельной и паровой серы, по 1,0-1,5 % водорода и оксида углерода, до 15 % углекислоты, около 30 % водяных паров и азот. Температура газов - около 150 °С, давление - не более 0,02–0,03 МПа.

Все процессы доочистки в зависимости от заложенного в них принципа можно разделить на две основные группы:

- процессы, основанные на реакции Клауса, являющиеся дополнением к основным установкам и обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99,0–99,7 %.

- процессы, основанные на превращении всех сернистых компонентов в один (SO_2 или H_2S) и обеспечивающие общую степень извлечения серы до 99,9 % и выше.

Процессы доочистки, основанные на реакции Клауса — это наиболее распространенные процессы очистки отходящих газов. Они основаны на каталитической реакции Клауса оставшихся в хвостовых газах сероводорода и диоксида серы:

$$2H_2S+SO_2 \rightarrow 3/nS_n+2H_2O$$

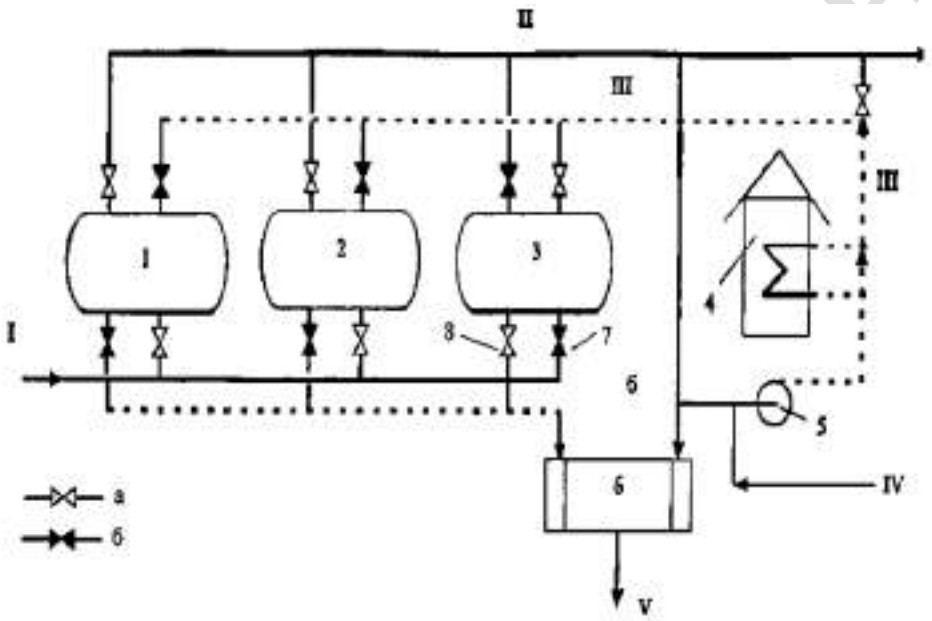
Реакция осуществляется при более низких температурах, чем на установке Клауса (130-150°С), что способствует более полному ее протеканию, в слое твердого катализатора (процессы «Сульфрин», CBA, MCRC) или в жидкой среде, содержащей катализатор (процесс ФИН, Клаусполь 1500). Эти процессы

ПРОЕКТ DRAFT

имеют сравнительно простую технологическую схему и достаточно широко распространены, хотя и не обладают такой эффективностью, как процессы второй группы.

В этом процессе реакция Клауса протекает на твердом катализаторе (оксиде алюминия) при 125-150 °С. При такой низкой рабочей температуре термодинамическое равновесие благоприятнее, чем при обычных условиях процесса Клауса. Полученная сера остается адсорбированной на катализаторе в жидком виде, тем самым смещая равновесие реакции к полной конверсии H_2S и SO_2 в серу.

Технологическая схема процесса «Сульфрин» приведена на рисунке 3.53. Установка состоит из двух-трех реакторов по типу адсорбционной схемы.



1-3 – конверторы (1, 2 – в стадии очистки; 3 – на регенерации); 4 – печь для нагрева газа регенерации; 5 – газодувка; 6 – конденсатор серы; 7, 8 – клапаны,
I – отходящий газ с установки Клауса; II – очищенный газ; III – очищенный газ на регенерацию катализатора; IV – кислый газ с установки Клауса (для активации катализатора); V – жидкая сера; а – открыто; б – закрыто

Рисунок 3.53 - Технологическая схема процесса "Сульфрин"

Отходящий газ из конденсатора после установки Клауса с температурой 400-410 К (673-683 °С) снизу вверх входит в два параллельно работающих конвертора (1, 2) с двумя слоями алюмооксидных катализаторов в каждом. Первый снизу защитный слой - пропитанный сульфатом железа γ-Al_2O_3 для связывания содержащегося в технологическом газе кислорода. Катализатор АМ рекомендуется использовать в количестве 30 % от общего объема катализатора в реакторе. В качестве второго основного слоя служит катализатор из активированного оксида алюминия (например, марки А2-5).

Ввиду того, что температура в реакторах ниже температуры точки росы серы, пары серы, поступающие с отходящим газом и образующиеся за счет

реакции Клауса, адсорбируются в порах катализатора, дезактивируя его. В связи с тем, что из потока отходящего газа катализатором удаляется практически вся сера, равновесие реакции Клауса сдвигается в сторону полной конверсии H_2S и SO_2 в серу.

Очищенный отходящий газ поступает в печь дожига, где все содержащиеся еще в потоке газа сернистые соединения (H_2S, COS, CS_2), туман серы и пары сгорают, образуя SO_2. Концентрация их в пересчете на серу составляет, как правило, 0,1-0,2 % об. (1000 - 2000 ppm). Часть очищенного отходящего газа газодувкой (5) направляется на печь подогрева (4), где за счет непрямого контакта с дымовыми газами сгорания топлива подогревается до 330-350 °С и с такой температурой поступает сверху вниз в третий реактор (3), находящийся в стадии регенерации (десорбции серы) и охлаждения. Газы регенерации удаляют в парообразном виде и направляют в конденсатор (6), где пары серы конденсируются.

Сера сливается в жидком виде через гидрозатвор в емкость хранения, а газы с температурой 127 °С поступают на всас газодувки (5). В межтрубном пространстве конденсатор получают водяной пар давлением 0,4 МПа. При наличии реакторов достаточно большого объема процесс можно считать непрерывным, так как в этом случае переключение адсорберов со стадии катализа и адсорбции на стадию регенерации производится один раз в сутки. Для переключения реакторов служит специальная пневматическая арматура с программным устройством.

В конце стадии десорбции в газ регенерации подмешивается исходный кислый газ (до содержания в газе регенерации примерно 5 % H_2S) с целью восстановления сульфата алюминия. Для исключения потерь серы этот газ выводится затем через работающий на стадии адсорбции реактор.

После десорбции реактор переключается на цикл охлаждения. Охлаждение катализатора осуществляется путем циркуляции через адсорбер газа регенерации, минуя печь подогрева 4. Для более глубокого охлаждения катализатора и снижения тем самым потерь серы в современных установках предпочитают в конденсаторах получать пар давлением до 0,2 МПа. Этот пар часто не находит технологического применения, и поэтому его после конденсации вновь возвращают в барабан конденсатора. Недостатком такого решения является потеря части генерируемого в процессе пара, а преимущество заключается в снижении выбросов SO_2 в атмосферу.

После этого процесса концентрация H_2S и SO_2 в отходящем газе составляет 0,20-0,25 % мас.

Процесс «Клаусполь 1500», разработанный Французским институтом нефти, основан на обработке отходящих газов рециркулирующим потоком полиэтиленгликоля, содержащим растворенный катализатор (бензоат калия или натрия), в насадочной колонне при температуре выше точки плавления серы - 125-130 °С. Образующаяся в процессе сера в расплавленном виде отделяется от

ПРОЕКТ DRAFT

растворителя. Процесс требует поддержания в обрабатываемом газе соотношения H_2S: SO_2 равным 2:1; COS и CS_2 остаются непревращенными.

Степень превращения сероводорода и диоксида серы достигает 80 %, что соответствует суммарной глубине извлечения серы до 98,5 %. Содержание SO_2 в газах после дожига составляет 0,15 % мас.

Повышение эффективности процесса Сульфрин возможно по нескольким направлениям:

- путем гидрирования сероорганических соединений перед установкой Сульфрин;
- тонкого регулирования соотношения подаваемых в печь Клауса потоков кислый газ/воздух (точность регулирования - не менее ± 0,5 %);
- оптимизации режима адсорбции и применения более активных катализаторов при доочистке.

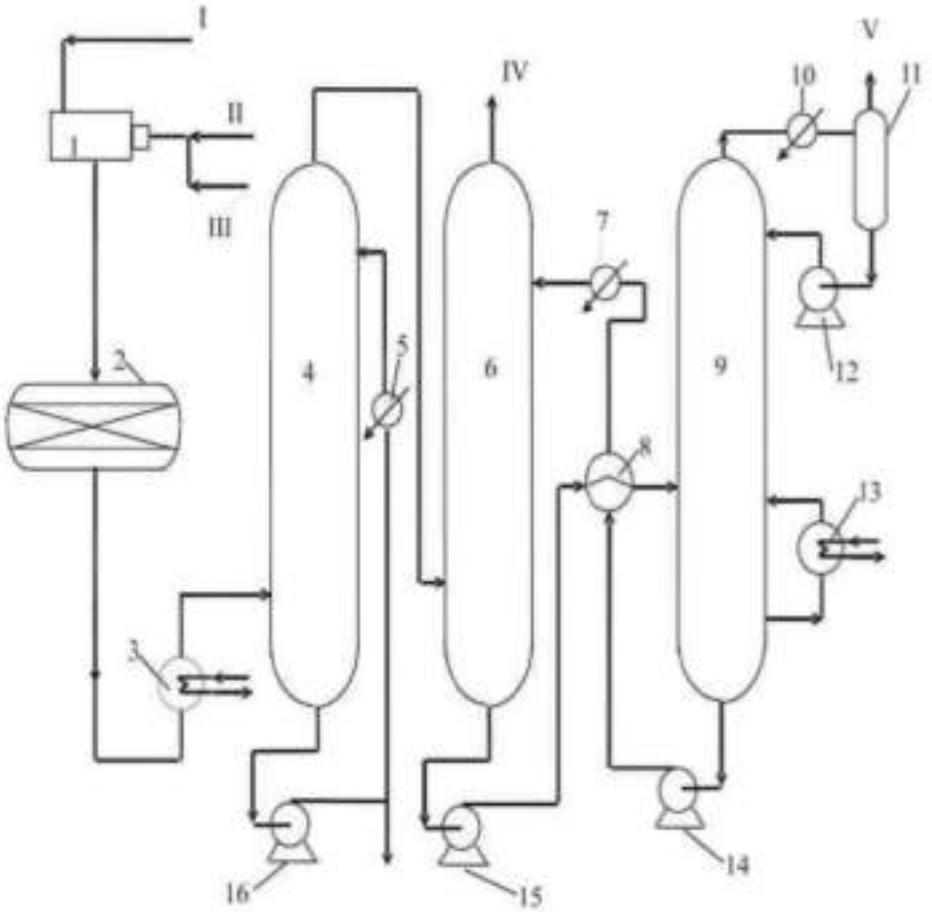
В основе окислительных методов очистки отходящих газов Клауса лежит дожиг сернистых соединений до диоксида серы и его последующее извлечение и превращение в серу или другой химический продукт.

Сущность процесса заключается в дожиге сернистых соединений до диоксида серы с последующим его поглощением раствором сульфита натрия. Образовавшийся бисульфит затем регенерируется. После отделения воды в конденсаторе концентрированный сернистый ангидрид рециркулируют на установку Клауса. Суммарная степень извлечения серы достигает 99,9-99,95 %.

Восстановительные процессы основаны на каталитическом восстановлении всех сернистых соединений в сероводород и отличаются главным образом способами его извлечения и последующей переработки.

Из процессов этого типа наибольшее распространение получил процесс SCOT (начальные буквы Shell Claus Offgas Treating), (рисунок 3.54). Отходящие газы установки Клауса смешиваются с продуктами неполного сгорания метана (H_2+CO) и с температурой 300 °С поступают в реактор гидрирования, заполненный алюмокобальтмолибденовым катализатором. Продукты гидрирования охлаждаются в котле-утилизаторе, затем - в колонне «Квенч», где одновременно отделяется конденсационная вода. Далее в абсорбционной секции из газов методом селективной абсорбции с помощью аминов извлекается H_2S, который рециркулируют на установку Клауса.

ПРОЕКТ DRAFT



1 – генератор восстановительного газа с камерой смешения; 2 – реактор гидрирования; 3 – котел-утилизатор; 4 – колонна «Квенч»; 5, 7, 10 – холодильники; 6 – абсорбер; 8 – рекуперативный теплообменник; 9 – десорбер; 11 – сепаратор; 12, 14 16 – насосы; 13 – паровой кипятильник.
I – газы на доочистку; II – воздух; III – топливный газ; IV – очищенный газ; V – H_2S на установку Клауса

Рисунок 3.54 - Технологическая схема процесса SCOT

В очищенном газе IV остается 0,001-0,050 % сероводорода, что соответствует суммарной степени извлечения H_2S 99,8-99,9 %. В качестве абсорбента используют диизопропаноламин, МДЭА и другие амины.

При выборе SCOT или Сульфрин следует учитывать, что в настоящее время разработано и применяется в промышленности множество процессов доочистки хвостовых газов Клауса. Вклад выбросов от установок Клауса в общий объем вредных выбросов от всех производств не всегда является превалирующим. Например, выбросы SO_2 от промысловых сооружений могут быть соизмеримы или даже превышать таковые от установок Клауса. Решение о выборе процесса доочистки необходимо принимать с учетом объемов выбросов от всех источников.

Гарантированная степень извлечения серы для процесса SCOT - 99,8 %, а достигаемая на практике для хорошо организованного процесса Сульфрин - 99,4 %.

Таким образом, процесс SCOT может быть альтернативой Сульфрину в случаях, когда установка Клауса является единственным источником вредных выбросов и/или находится в густонаселенном районе с жесткими природоохранными ограничениями.

Сера, образующаяся на установках Клауса, содержит растворенный сероводород, а также полисульфид водорода. Во время хранения и транспортировки они могут выделяться, чем обусловлена взрывоопасность такой серы. Кроме того, у серы, содержащей газы, повышена коррозийная активность. Указанные свойства требуют дегазации серы.

Технологии дегазации постоянно развиваются ввиду того, что на сегодняшний день ни одна из них не удовлетворяет полностью техническим условиям на элементную серу. Основные направления развития технологий - это отказ от аммиачного катализатора, ухудшающего качество серы, и сокращение времени дегазации. Оптимально проводить дегазацию, барботируя воздух через серу, в этом случае по реакции Клауса также возможно образование дополнительных количеств серы (процессы Amoco, Hyspec, D'GAASS).

3.18.6.2 Технология гранулирования серы

Гранулирование серы в зависимости от ее агрегатного состояния осуществляют различными способами. Гранулы из расплава серы получают, как правило, диспергированием расплава с кристаллизацией капель в потоке хладагента, из порошковидной серы - прессованием с образованием плиток или таблеток.

В промышленном масштабе наибольшее распространение получили способы гранулирования серы из расплава с охлаждением капель воздухом или водой. При этом способ гранулирования с охлаждением капель воздухом называют сухим, а способ гранулирования с охлаждением водой - мокрым.

При сухом гранулировании расплав серы при температуре 125-127 °С разбрызгивают в верхней части грануляционной башни высотой 30-90 м, а образованные при этом капли-гранулы охлаждают в противотоке воздухом (по аналогии с гранулированием расплавов азотных удобрений). Полученные гранулы, представляющие собой сферические частицы диаметром ~ 2 мм, выгружаются из нижней части башни, а воздух выводится сверху.

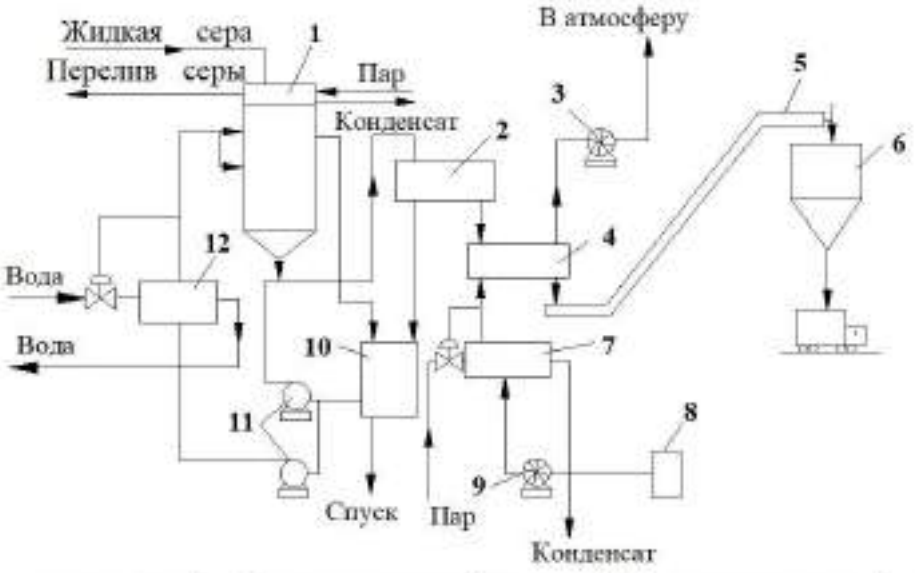
Доохлаждение гранул в нижней части башни завершается в псевдоожиженном слое в течение нескольких минут. Мелкие частички серы, скорость витания которых ниже скорости воздуха в сечении башни, поднимаются вверх навстречу формирующимся каплям расплава серы и служат своего рода зародышами для кристаллизации капель.

В таких условиях капли, поглощая затравочные кристаллы, приобретают правильную сферическую форму, являются однородными.

Этот способ гранулирования серы связан с большими капитальными и низкими эксплуатационными затратами, он требует сложной системы очистки отходящих газов от пыли.

ПРОЕКТ DRAFT

Способ мокрого гранулирования серы основан на использовании следующих свойств серы и воды: гидрофобности серы, значительной разности в плотности и теплоемкости серы и воды (рисунок 3.55).



1 - гранулятор; 2 - обезвоживающий грохот; 3,9 - вентиляторы; 4 - сушилка; 5 - подъемник гранул; 6 - бункер; 7 - воздушный подогреватель; 8 - фильтр; 10 - емкость для раствора; 11 - насосы; 12-холодильник для раствора

Рисунок 3.55 - Технологическая схема гранулирования серы в воде

Основным условием для мокрого гранулирования является безударный ввод струй расплава серы в воду, в противном случае капли серы, попадая на поверхность воды, разбрызгиваются и мгновенно застывают в виде пленки, перекрывая доступ к воде следующим каплям. При безударном (мягком) вводе струй расплава серы в слой воды они дробятся на капли, которые приобретают форму шара. Капля расплава переохлаждается в воде до температуры начала кристаллизации в поверхностном слое. В дальнейшем фронт кристаллизации движется вглубь капли со скоростью, определяемой линейной скоростью роста кристаллов и отводом тепла от межфазной границы. В центре гранулы при этом из-за разности плотностей расплава и кристаллической фазы возникает усадочная раковина. По окончании процесса кристаллизации происходит доохлаждение гранулы.

Процесс мокрого гранулирования серы из расплава состоит из следующих основных стадий: формирование, обезвоживание, сушка гранул, складирование. Качество получаемых гранул зависит от многих факторов. Большое значение имеет температура жидкой серы и охлаждающей воды. Для получения высокопрочных гранул необходимо, чтобы разница температур расплава серы и воды была минимальной. Гранулы обезвоживаются и при необходимости высушиваются. Диаметр гранул, полученных таким образом, составляет 0,5-6 мм, а содержание в них внутренней влаги - менее 0,25 %. Плотность гранул 1280-

ПРОЕКТ

1400 кг/м^3, а угол естественного откоса (угол, образованный свободной поверхностью материала с горизонтальной плоскостью) - 30-35 ^{o}C.

Технологический процесс грануляции «Enersul» GX^{TM} представляет собой процесс увеличения размера частиц серы путем последовательного, слой за слоем, нанесения расплавленной серы на исходно малые гранулы серы («затравку») до достижения заданного размера гранул. В результате повторяющегося нанесения слоя расплавленной серы на гранулы с последующим охлаждением и отвердеванием каждого слоя гранулы увеличиваются в размере.

Указанный технологический процесс происходит во вращающемся барабане грануляции, в который впрыскивается расплавленная сера посредством распылительного серопровода, имеющего 18 распылительных форсунок, расположенного внутри барабана грануляции вдоль продольной оси барабана. Тепло отводится с помощью впрыска технологической воды в барабан грануляции и протяжкой воздуха с помощью вытяжного вентилятора. Затравочные частицы - или гранулы нестандартного размера - вводятся в барабан грануляции серы в качестве затравочного материала. Барабан грануляции имеет уклон в направлении выходного торца барабана, что обеспечивает непрерывное вращательное перемещение гранул через барабан в сторону выхода.

По мере вращения барабана грануляции пересыпные пластины, выстилающие внутреннюю поверхность барабана, непрерывно поднимают часть пересыпающегося слоя гранул в верхнюю часть барабана, откуда они падают, образуя сплошную завесу перед форсунками распыления серы. Распыляемая сера покрывает гранулы, с застыванием слоя серы на их поверхности по мере падения гранул обратно в пересыпающийся слой, где и происходит их дальнейшее охлаждение перед их повторным подъёмом или выходом из барабана.

В процессе грануляции происходит слипание гранул с образованием крупных кусков спекшихся гранул, которые не проходят через решетку выпускной камеры грануляции. Для стабильной работы процесса грануляции необходимо периодически очищать решетку от комков серы.

Для отвода тепла в процессе грануляции технологическая вода впрыскивается внутрь барабана через распылительные форсунки, смонтированные на трубопроводе параллельно трубопроводу распыления серы. Вода испаряется по мере отдачи тепла затвердевающей жидкой серой.

Воздух, протягиваемый через барабан, представляет собой средство для удаления водяного пара, создавая возможность ввода замещающей воды для технологического процесса и продолжения процесса охлаждения.

Мельчайшие частицы, образующиеся при распылении серы, удаляются потоком воздуха. Перед выбросом в атмосферу воздух проходит через пылесборник.

Гранулы, выходящие из барабана грануляции, транспортируются ленточным конвейером на вибросито для сортировки, где они разделяются на

ПРОЕКТ DRAFT

товарную и нетоварную продукцию. Гранулы товарной продукции транспортируются непосредственно на склад, а оттуда отгружаются потребителю, в то время как гранулы нестандартного размера поступают обратно в барабан грануляции в качестве повторного затравочного материала для технологического процесса.

3.18.7 Технология обессеривания СУГ «SULFREX»

Обссеривание серы из СУГ (Sulfrex unit) предназначена для очистки сжиженных нефтяных газов из секции каталитического крекинга «R2R» и секции олигомеризации «Oli-gomerisation» сжиженных нефтяных газов. Цель секции обессеривания сжиженных нефтяных газов заключается в очистке сжиженных нефтяных газов, при очистке удалить меркаптан, сероводород, углеродные оксиды серы и мышьяк, потом проводить дальнейшую очистку в секции олигомеризации бутена. Установка состоит из четырех частей: промывка щелочью, промывка водой, удаление мышьяка из смеси, регенерация щелочи.

Продуктами процесса обессеривания, являются: сжиженный нефтяной газ высшего сорта; побочные продукты: масло дисульфида, отработанная щелочь. Область применения продуктов: сжиженные углеводородные газы поступают в установку олигомеризации бутена или резервуарный парк; масло дисульфида подается в секцию электрического удаления солей.

Описание технологического процесса

Сырьем данного технологического процесса является: сжиженный углеводородный газ из секции каталитического крекинга «R2R» и секции олигомеризации бутена, в том числе серосодержащие органические соединения: меркаптаны (RSH) , диалкилсульфид (RSR), дисульфид (RSSR), сероводород (H_2S), карбонилсульфид (COS), простая сера (S), мышьяк. Серосодержащий углеводород может приводить к коррозии и повреждению оборудования, приводит к сильному запаху продукта; мышьяк вызывает отравление катализатора в дальнейших установках, следовательно, необходимо его удалить.

В секции 0500 предусмотрен процесс «Sulfrex» для обессеривания сжиженных углеводородных газов. В процессе «Sulfrex» под воздействием катализатора меркаптан реагируется с кислородом и образуют дисульфиды (RSSR):

$$4RSH + O_2 \longrightarrow 2RSSR + 2H_2O \qquad (1)$$

В связи с присутствием катализатора LCPS 30, данная реакция может быстро проводиться при температуре, близкой к комнатной температуре. Но данная реакция проводится только в щелочной среде с образованием промежуточного продукта – соль меркаптана (RSNa). Таким образом, реакция (1) на самом деле проводится по ниже следующим двум этапам:

$$RSH + NaOH \longrightarrow RSNa + H2O \qquad (2)$$
$$4RSNa + H_2O + O_2 \longrightarrow 4NaOH + 2RSSR \qquad (3)$$

ПРОЕКТ DRAFT

Низкомолекулярный меркаптан из фракции СУГ поглощается щелочным раствором в экстракторе С-0501, как показано в управлении процесса реакции (2). С целью более полного контакта щелочного раствора с СУГом, в экстракторе С-0501 предусмотрено противопоточное движение фаз: щелочной раствор двигается в нижнюю часть колонны, а СУГ двигается вверх. Технологический процесс включает в себя процесс регенерации щелочного раствора. В окислителе R-0502 образованная соль меркаптана контактируется с катализатором, при этом происходит реакция окисления с образованием дисульфида и щелочного раствора, как показано в уравнении процесса реакции (3), что выполняется регенерация щелочного раствора. В установке разделения дисульфида R-0502 отделяют нерастворимый дисульфид из щелочного раствора за счет разной плотности. Остаточный дисульфид в следовом количестве в емкости промывки щелочи нафтой D-0503, промывают нафтой, потом отделяют из щелочного раствора.

В процессах «Sulfrex» существует ряд неблагоприятных реакций. В присутствии щелочного раствора сероводород (H_2S), диоксид углерода (CO_2) и карбонилсульфид реагируются с щелочным раствором, образуют сульфат натрия (Na_2SO_4) и тиосульфат натрия ($Na_2S_2O_3$). Вредность этих побочных реакций ниже следующая: необратимое пользование щелочного раствора; увеличение потребности кислорода в воздухе, так как при окислении сульфата натрия и тиосульфата натрия требуется кислород, количество которого больше, чем потребности кислорода при окислении меркаптана, это приводит к накоплению соли в регенерируемых щелочных растворах.

В связи с присутствием соли натрия, емкость поглощения меркаптана щелочным раствором уменьшается; вместе с накоплением соли натрия в технологическом потоке материалов, соль натрия может выделяться из раствора, что приводит к забиванию оборудования.

С целью уменьшения влияния этих побочных реакций, в технологических процессах предусмотрена емкость предварительной промывки щелочью D-0501, с помощью щелочного раствора 7 % нейтрализовать H_2S и COS, реакции ниже следующие:

$$CO_2 + 2NaOH \longrightarrow Na_2CO_3 + H_2O \qquad (4)$$

$$H_2S + 2NaOH \longrightarrow Na_2S + 2H_2O \qquad (5)$$

$$COS + 4NaOH \longrightarrow Na_2S + Na_2CO_3 + 2H_2O \qquad (6)$$

Процесс предварительной промывки щелочным раствором не связан с главным процессом промывкой щелочным раствором и регенерацией, что является отдельным процессом.

В процессах «Sulfrex» предусмотрена система катализатора LCPS 30. Данная система является водным раствором сульфонированного фталоцианина

ПРОЕКТ ДРАФТ

кобальта, темно-синий цвет, содержание активного компонента составляет 30 % (массовый процент).

Сжиженный нефтяной газ из секции каталитического крекинга «R2R» поступает в секцию обессеривания «Sulfrex».

Поток СУГ поступает в емкость предварительной промывки щелочью D-0501, удаляют сероводород (H_2S) и карбонилсульфид (COS) с помощью щелочного раствора 7 %. Очищенный СУГ сверху D-0501 поступает в экстрактор C-0501. В связи с тем, что при реакции удаления H_2S и COS расходуется щелочной раствор, концентрация едкого натрия в растворе уменьшается, следовательно, периодически обновлять щелочной раствор. Отработанный щелочной раствор из D-0501 сбрасывается в оборудование очистки.

В экстракторе C-0501 с помощью щелочного раствора 15 % промывать СУГ, из потока СУГа удалять серосодержащие углеводороды в виде NaSR. Сжиженный углеводородный газ сверху экстрактора C-0501 поступает в колонну водной промывки C-0502, промывать умягченной водой.

Отработанный щелочной раствор сбрасывается из нижней части экстрактора C-0501, поступает в окислитель R-0502 для регенерации. Перед поступлением в окислитель R-0502, отработанный раствор нагревается подогреватель паровой окислителя E-0501, смешивается с тяжелой нафтой и сухим воздухом наверху емкость промывки щелочи нафтой D-0503, через смеситель M-0501, поступает в окислитель R-0502. В окислителе R-0502 соль меркаптана окисляется кислородом в воздухе в дисульфид, с образованием едкого натрия.

Продукты реакции R-0502 поступает в сепаратор дисульфидов D-0502, где отработанный воздух выделяется, и смешивается с топливным газом, отводится из данной секции. В жидкой фазе масла дисульфида также отделяется из щелочного раствора. Масло дисульфида откачивается насосом дисульфидного масла P-0504-A/B сверху сепаратора дисульфидов D-0502, поступает в устройство отгонки АВТ ЭЛОУ. Щелочной раствор с нижней части устройства разделения поступает в холодильник тощей щелочи E-0502, потом с помощью насоса циркуляционный тощей щелочи P-0503-A/B перекачивать регенерационный щелочной раствор в емкость промывки щелочи нафтой D-0503.

В емкости D-0503, щелочной раствор смешивается с нафтой после гидроочистки, удалить дисульфид в следовой дозе из щелочного раствора экстракцией. Тощий щелочной раствор емкости промывки щелочи нафтой D-0503 перекачается в нижнюю часть тарелки экстрактора C-0501.

После подогревателя E-0501 колонны окисления, тяжелая нафта и насыщенный щелочной раствор наверху емкости промывки щелочи нафтой D-0503 смешиваются.

Необходимо поддерживать обновление в цепи циркуляции щелочного раствора, чтобы удалить ненужные соединения, восстановить качество щелочного раствора. Следовательно, отводить отработанный щелочной раствор

ПРОЕКТ DRAFT

с нижней части устройства разделения дисульфида. Отработанный щелочной раствор поступает в емкость дренажную D-0506, передается насосом P-0506 в фильтр отработанной щелочи F-0502-A/B, удалить катализатор LCPS 30 в следовом количестве, потом отводить из данной секции, и поступают в очистное сооружение.

После сброса части щелочного раствора из оборотной цепи добавить свежий щелочной раствор в емкость 42 % раствора щелочи D-0508 (42 wt% едкого натрия). Потом перекачивать щелочной раствор насосом подпиточный щелочи P-0505 в емкость подачи катализатора D-0504. Из щелочного раствора выделяется свежий катализатор LCPS 30. То же самое, проводить обновление катализаторов. Щелочной раствор 42 % и раствор катализатора проходят через холодильник тощей щелочи E-0502, поступают на входящий трубопровод на входе P-0503-A/B, потом поступает в емкость промывки щелочи нафтой D-0503.

Предусмотрено обновление 7 % щелочного раствора. Щелочной раствор из склада химических реагентов поступает в емкость 7 % раствора щелочи D-0507, перекачивается насосом предварительной промывки щелочью P-0501 в емкость предварительной промывки щелочью P-0501. После удаления отработанного щелочного раствора из D-0501, проводят обновление щелочного раствора.

В колонне водной промывки C-0502 промывать СУГ умягченной водой, удалять унесенный щелочной раствор с очень маленькой концентрацией. Сточная вода сбрасывается со дна колонны C-0502, смешивается с потоком из F-0502-A/B и D-0501, выходит из настоящей секции, и поступает в очистное сооружение.

После промывки СУГ поступает сверху C-0502 в установку сушки. Проходит через холодильник сжиженных углеводородных газов E-0503, СУГ поступает в фильтр песчаный F-0501 и коалесцер D-0505, при этом удаляется влага из потока.

Перед подачей СУГ в секцию олигомеризации, в адсорбере R-0501-A/B для удаления триоксида мышьяка, из потока удаляется соединение мышьяка. После удаления триоксида мышьяка из СУГ, СУГ поступает в емкость сырья секции олигомеризации.

Также предусмотрено выведение потока СУГ после сушки в парк резервуаров и систему топлива. Перед поступлением в систему топлива поток СУГ в испарителе нагревается паром среднего давления (см. рисунок 3.56).

ПРОЕКТ DRAFT

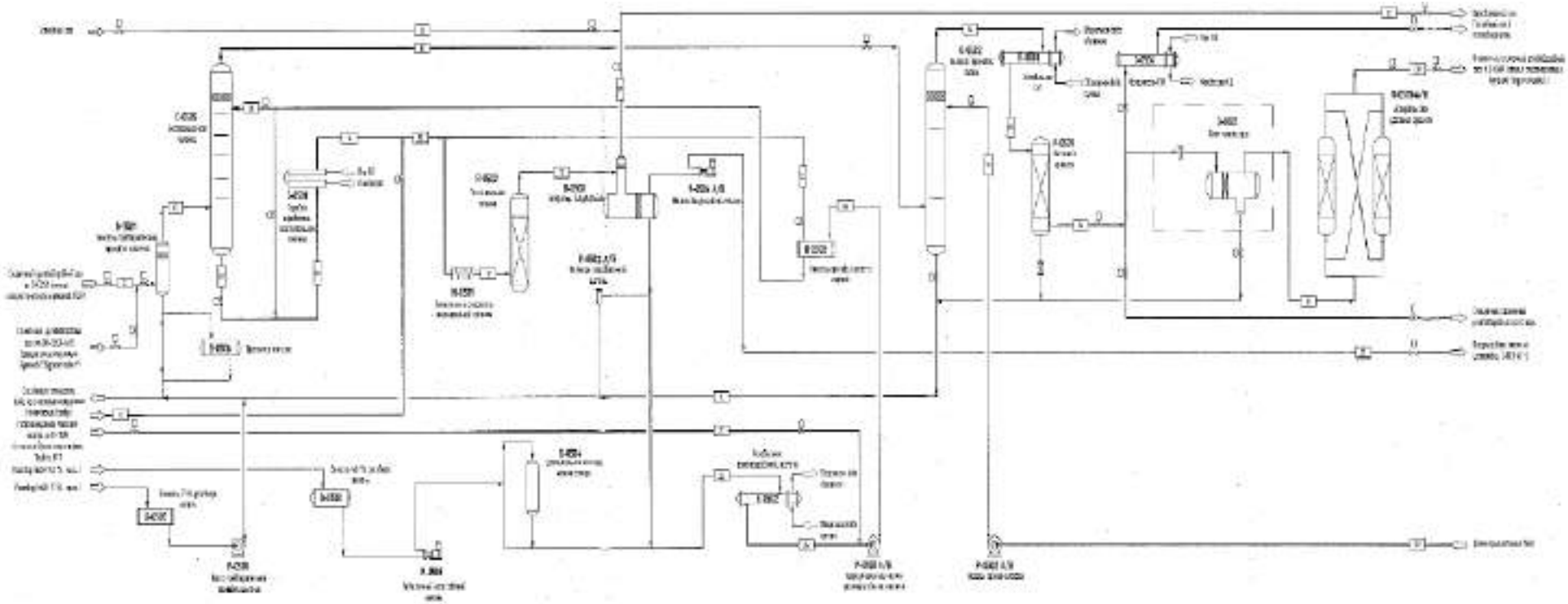


Рисунок 3.56 - Схема технологического процесса обессеривания СУГ «SULFREX»

ПРОЕКТ

Производительность переработки: зимний режим 440400 т/год, летний режим 364000 т/год. Продолжительность работы установки 7920 ч/год, гибкость производства 50-110 %.

3.18.8 Сероочистка газов по способу MEROX

Общие сведения о процессе

Процесс MEROX (mercaptan oxidation) разработан в 40-ых годах XX века американской компанией UOP и предназначен для сероочистки природного и сжиженных газов, демеркаптанизации бензиновой и керосиновой фракции.

Сероочистка газов по способу MEROX включает аминовую очистку от сероводорода, карбонилсульфида и щелочную очистку от меркаптанов. Щелочная очистка от меркаптанов осуществляется предварительным защелачиванием сырья от остаточного сероводорода с последующей экстракцией меркаптанов из газов щелочным раствором и регенерацией щелочи в присутствии гомогенного фталоцианинового катализатора и кислорода воздуха. Для достижения низкого содержания общей серы в очищаемом газе, образующиеся дисульфиды отмываются легкой бензиновой фракцией. Насыщенная дисульфидами бензиновая фракция направляется в сырье гидроочистки.

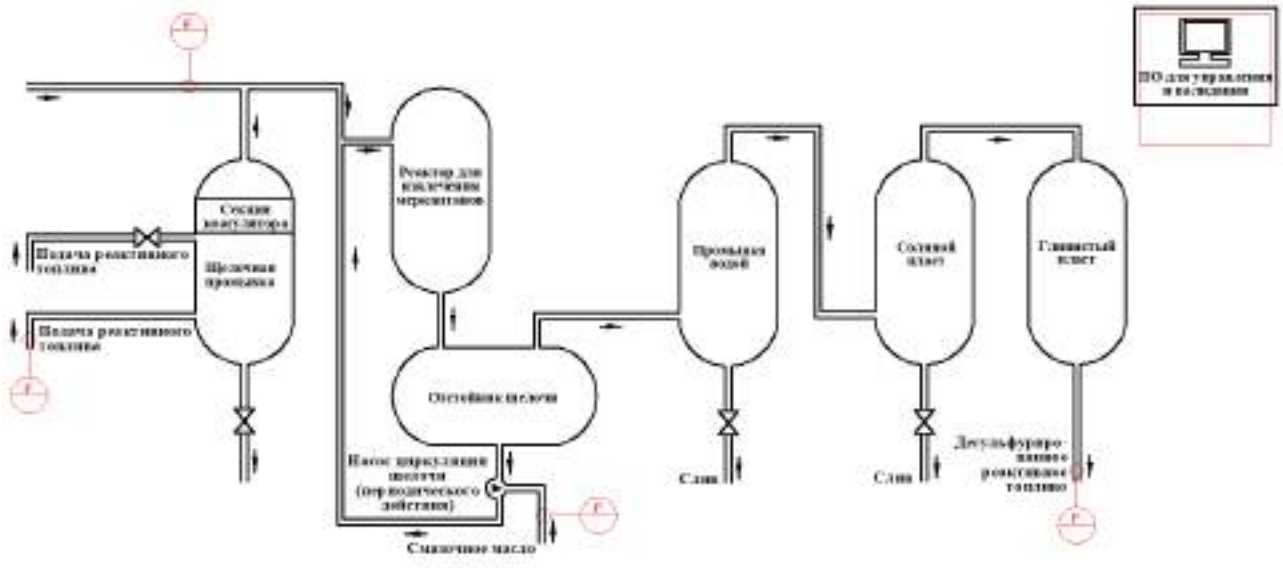


Рисунок 3.57 - Технологическая схема процесса MEROX

Демеркаптанизация бензиновой фракции с помощью процесса MEROX была актуальна до введения норм по содержанию общей серы в соответствии с требованиями Евро-4 и Евро-5. Окислительная щелочная демеркаптанизация керосина по технологии MEROX осуществляется в присутствии водорастворимого катализатора, нанесенного на активированный уголь, многоступенчато:

первая стадия — удаление из керосина кислых примесей;

вторая стадия — демеркаптанизация керосина кислородом воздуха в щелочной среде в присутствии катализатора, нанесенного на уголь;

третья стадия — солевая осушка керосина от воды;

четвертая стадия — адсорбционная очистка керосина глинами от ионов металлов переменной валентности, присутствующих в катализаторе.

Установки MEROX эксплуатируются на ТОО «ПКОП», ТОО «Тенгизшевройл»

В состав установки MEROX(ТОО «ПКОП») входят:

- Установка по очистке ненасыщенного сжиженного газа (тит.1300)
- Установка по очистке насыщенного сжиженного газа (тит.1400)
- Блок очистки щелочи (тит.1350)
- Блок разделения углеводородных газов C3/C4 (тит. 1600)

В состав установки по обессериванию насыщенных (тит. 1400) и ненасыщенных СУГ (тит. 1300) включены: блок сероочистки и демеркаптанизации ненасыщенного сжиженного газа, блок демеркаптанизации насыщенного сжиженного газа и блок регенерации щелочи.

Ненасыщенные сжиженные газы секции тит. 1300 после очистки от H_2S, меркаптанов поступают в блок разделения C3/C4 (тит. 1600), который предназначен для извлечения бутан-бутиленовой фракции (C4). Очищенные сжиженные газы далее после разделения поступают в парк хранения СУГ (тит.3700). Отработанный раствор щелочи (гидроксида натрия) направляется в блок очистки и нейтрализации щелочи (тит. 1350). Насыщенный сжиженный газ секции тит. 1400 после очистки от меркаптанов направляется в существующий парк СУГ.

Для очистки насыщенных и ненасыщенных СУГ от меркаптанов применена технология по технологии MEROX (компания UOP).

Выбросы в атмосферу

На установке обессеривания ненасыщенных СУГ отходящий газ направляется в топку регенерации секции реактора. Организованных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не будет. Неорганизованными источниками являются перекачивающее оборудование продуктов нефтепереработки каустика и амина (неплотности фланцевых соединений аппаратов, трубопроводов, соединений запорно-регулирующей арматуры, торцевых уплотнений насосов).

3.18.9 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.89 – 3.92 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, отходам по процессу переработки природного и попутного газа полученные по результатам опыта ТОО «КазГПЗ».

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.89 - Показатели потребления энергетических ресурсов в переработке природного газа

Технология	Электроэнергия, кВт ч/т	Тепловая энергия, Гкал/т	Топливный газ, $м^3/т$
Технология отбензинивания газов методом низкотемпературной сепарации	≤16,5	≤0,4	$\leq 1 \cdot 10^{-4}$
Технология извлечения целевых углеводородов методом НТК[1)] или низкотемпературной конденсации и ректификации	24 - 12000	18 - 32	3300 - 6600
Технология извлечения целевых углеводородов методом НТК[1)] или низкотемпературной конденсации и ректификации	≤16,5	≤0,4	$\leq 1 \cdot 10^{-4}$
Технологии сорбционного отбензинивания газов	2 - 33	0,002 - 0,03	2 - 3
Технологии получения сжиженных углеводородных газов	5,8 - 31010,7	0,006 - 0,09	6 - 21
Технология стабилизации газового конденсата	≤430000	0,12 - 1800	≤ 45
Технология полной стабилизации конденсатов	≤ 3,65	≤ 0,015	≤ 6,0
Технология выделения гелия из природного газа	0,001 - 0,115	0,0003 - 0,0004	≤1,0
Технология получения технического углерода из природного газа и газового конденсата	1985,09 - 3530,48	0,04 - 0,24	74 - 280
Технология производства газовой серы, включая доочистку отходящих газов	8850,1 - 125659,03	0,099 - 0,107	≤ 186,7
[1)] НТК - низкотемпературная конденсация.			

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.90 - Показатели потребления энергетических ресурсов в переработке попутного газа

Технология	Электро-энергия, кВт ч/ 1000 м^3	Тепловая энергия, Гкал/ 1000 м^3	Коэффициент извлечения целевых, %	Остаточные целевые в СОГ, г/м^3	Расход сырья на вырабатываемую продукцию, кг/т
Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР) с электрическим приводом компрессоров	270 - 320	0,08 - 0,09	93 - 97	11 - 20	
Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР) с газотурбинным приводом компрессоров	24 - 32	1,6 - 2,4	93 - 97	11 - 20	
Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной абсорбции (НТА)	195 - 205	0,225 - 0,249	90 - 94	16 - 40	
Технология извлечевия углеводородов при одновременной последовательной работе нескольких установок (НТК + НТКР)	160 - 170	0,32 - 0,34	93 - 97	11 - 20	
Технология извлечевия углеводородов при одновременной последовательной работе нескольких установок (НТА + НТКР)	147 - 152	0,29 - 0,31	93 - 97	11 - 20	
Технология разделения ШФЛУ на газофракционирующих установках (ГФУ)	8,0 - 10	0,45 - 0,50			1025 - 1100
Технология разделения ШФЛУ на газофракционирующих установках (АОП)	2,0 - 2,3	0,65 - 0,70			1002 - 1003
Технология компримирования ПНГ с электроприводом компрессоров	160 - 180	0,024 - 0,036			

ПРОЕКТ DRAFT

Технология	Электро-энергия, кВт ч/ 1000 м^3	Тепловая энергия, Гкал/ 1000 м^3	Коэффициент извлечения целевых, %	Остаточные целевые в СОГ, г/м^3	Расход сырья на вырабатываемую продукцию, кг/т
Технология компримирования ПНГ с газотурбинным приводом компрессоров	3,1 - 4,4	0,39 - 0,42			

Таблица 3.91 - Показатели по фактическим выбросам загрязняющих веществ основных источников загрязнения атмосферы

Источник загрязнения	Концентрация маркер. ЗВ (мг/Нм^3)							
	Азот (II) оксид (Азота оксид)		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	
	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
Очистка сырого газа от сероводорода и углекислого газа								
Технологические печи	112,33	101,09	1041,60	946,91			164,87	149,88
Факельная система	233,84	210,45	1301,52	1183,20	4479,97	4072,70	13190,75	11991,59
Осушка газа, низкотемпературная конденсация и газофракционирование								
Технологические печи	686,70	5985,69	40511,17	36828,34			3755,94	3414,49
Компримирование сырого газа								
Технологи-ческие печи	24657,43	22415,84	7705,45	7004,95			10787,62	9806,93
Низкотемпературная ректификация								
Техноло гические печи	11091,46	10083,14	4621,44	4201,31			4621,44	4201,31
Прием и подготовка сырья для переработки. прием, хранение и отгрузка готовой продукции								
Технологические печи	13,24	12,035	81,48	74,069			611,41	555,83
Паро-водоснабжение								
Технологические печи	3764,09	3421,90	23163,64	21057,85	3617,61	3288,74	18714,46	17013,14

Таблица 3.92 - Отходы производства при переработке природного и попутного газа

Наименование отхода	Количество, (т/год)	Периодичность образования
Селикагель	32,5 т/год	1 раз в год
Алюмогель	10,5 т/год	1 раз в год
Цеолит	33,0 т/год	1 раз в год

ПРОЕКТ ДРАФТ

В таблицах 3.93, 3.94 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, отходам по процессу обессеривания СУГ, полученные по результатам опыта НПЗ РК (в частности ТОО «АНПЗ» - установка «SULFREX»).

Таблица 3.93 - Потребление энергетических ресурсов установки обессеривания СУГ «SULFREX»

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	до 440 400	
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	72	15
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,5	0,005
Удельное потребление топлива	т/т	22[1)]	0,001[1)]
Охлаждающая вода	т/т	Нет данных	Нет данных
Оборотная вода	т/т	Нет данных	Нет данных
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Источником образования выбросов от установки по обессериванию СУГ являетюся: теплообменная аппаратура, аппаратуры воздушного охлаждения, компрессорное и насосное оборудование. Все эти источники являются неорганизованными.

Таблица 3.94 - Отходы установки обессеривания СУГ «SULFREX»

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем сырья, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Катализаторы, фарфоровые шарики	G	270 000	440 400	29,26	31,1	Передача на утилизацию	
Отходы минеральных масел индустриальных	A	270 000	440 400	6,053	7,98	Передача на переработку	
ТБО	G	270 000	440 400	13,923	15	Государственное коммунальное хозяйство	

ПРОЕКТ ДРАФТ

3.19 Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа

3.19.1 Технология низкотемпературной сепарации газа

Технология обеспечивает глубокое отбензинивание газа в процессе низкотемпературной сепарации (НТС) путем двухступенчатого отбора капельной жидкости, механических частиц и проведения коалесценции аэрозолей в одном аппарате (рисунок 3.58).

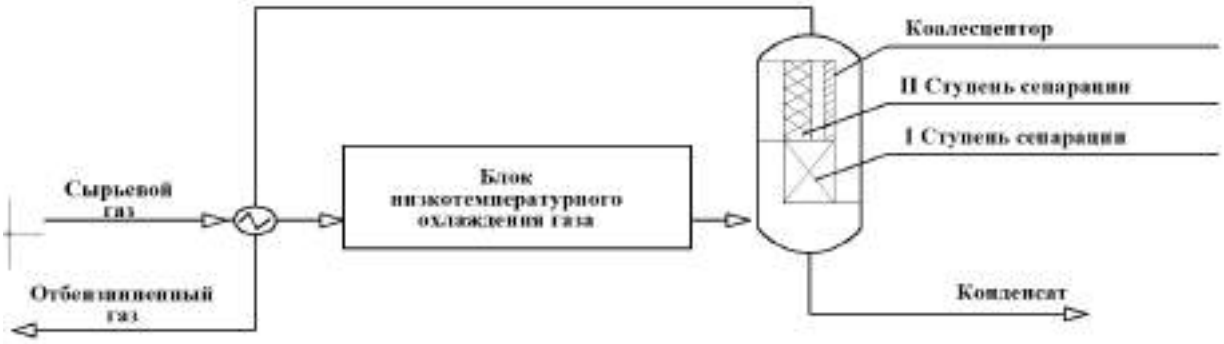


Рисунок 3.58 - Технология низкотемпературной сепарации газа

Двухступенчатая сепарация газа в одном аппарате осуществляется при различных способах создания низкотемпературного охлаждения газа, включая использование стороннего источника холода (от минус 10 °С до минус 40 °С), охлаждение газа его дросселированием или с помощью турбодетандера (от минус 25 °С до минус 50 °С). Возможно комбинированное охлаждение. Для сокращения влагосодержания применяются различные гликоли или другие вещества. В сепараторе на всех ступенях, в том числе и для коалесценции, применяются определенные виды перекрестноточной насадки. Используемый при этом принцип перекрестноточного движения газа и осуществление отбора жидкости непосредственно из объема насадки исключает явление "вторичного" уноса жидкости и позволяет отбирать из газа до 99,9 % от равновесного содержания в ней жидкой фазы. Кроме этого, удаляется до 98 % механических частиц размером до 5 мкм, и до 80 % аэрозолей до 0,5 мкм. Работа аппарата устойчива даже при залповых выбросах жидкости, в которой номинальное значение примесей превышается в десятки раз.

Технология позволяет достигать выделения жидких углеводородов и гликоля до 99,98 % от равновесных величин. Конструкция демистеров и коалесценторов позволяет эксплуатировать аппарат в самых сложных условиях, с межремонтным пробегом до 4 лет без потери мощности. Эффективность сепарации во всем диапазоне работы составляет 99,6-99,8 %. Перепад давления не превышает 5 мм.рт.ст. Диапазон устойчивой работы процесса составляет от 0 до 140 % от номинала.

Применение гликолей в низкотемпературных процессах имеет риски технологических осложнений, связанных с застыванием раствора гликоля в

ПРОЕКТ ОА

случае заметного отклонения концентрации от точки эвтектики: как завышение, так и занижение оптимальной концентрации ведет к резкому повышению температуры застывания. Необходимо обеспечение строгого контроля за технологическими параметрами процесса.

3.19.2 Технологии низкотемпературного разделения углеводородных газов

3.19.2.1 Технология низкотемпературного разделения и абсорбции для повышения отбора СПБТ из природного газа

Технология предназначена для обеспечения отбора СПБТ из природного газа до уровня не ниже 99,5 % от потенциала методом низкотемпературного разделения и абсорбции (НТР+НТА) газа за счет использования специализированной насадки. Принципиальная схема приведена на рисунке 3.59.

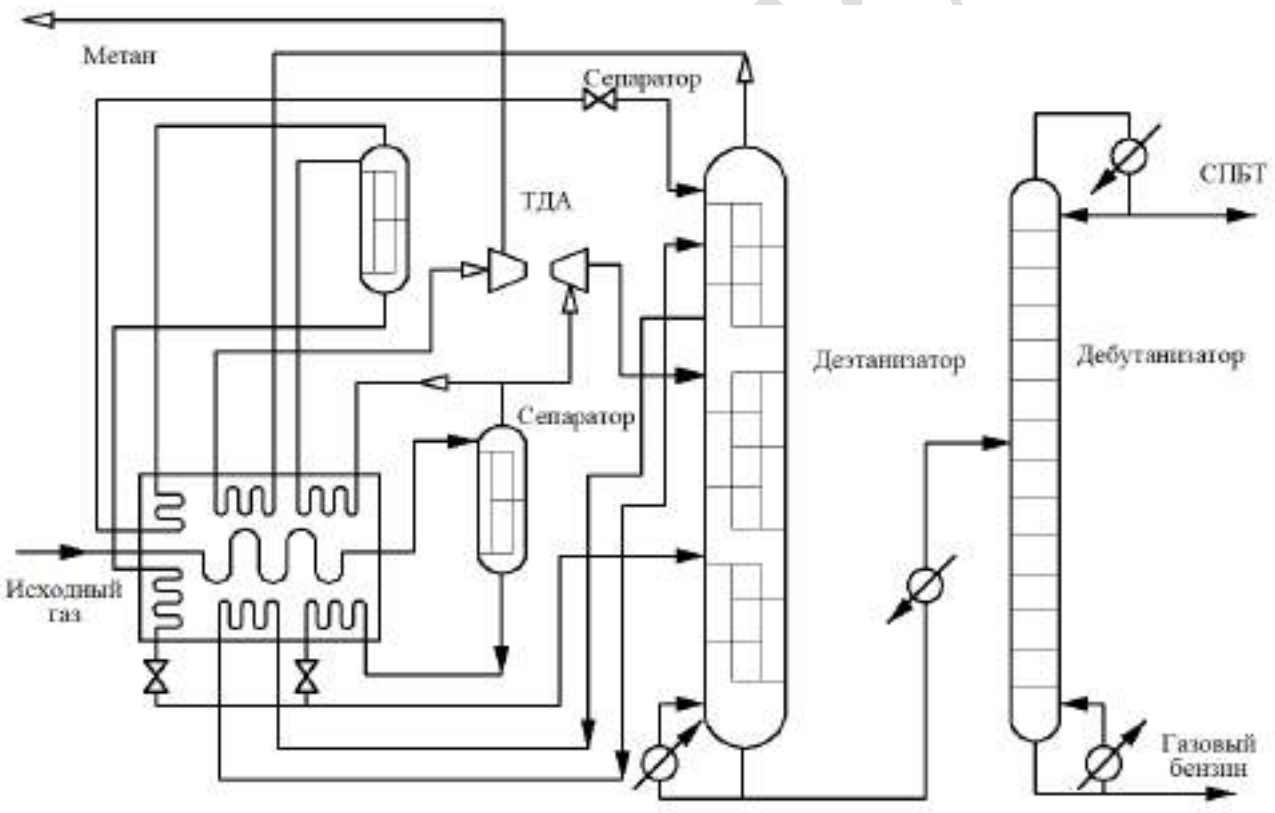


Рисунок 3.59 - Технология получения СПБТ из природного газа

В сепараторах и деэтанизаторе используется специализированная насадка, эффективность которой максимальна, до 100 %, что позволяет удалять из газа жидкую фазу и максимально отобрать из газа деэтанизации целевые компоненты. Теплообмен между потоками на установке осуществляется в одном или двух многосекционных теплообменных аппаратах, которые принимают на охлаждение газожидкостную смесь и позволяют отвести конденсат из

охлажденного потока газа. Для защиты оборудования предусматривается впрыск минимального количества метанола по многоточечной схеме, что позволяет вырабатывать СПБТ и для коммунальных нужд. Деэтанизатор выполняется секционированным. Верхняя секция предназначена для абсорбции, средняя - для сепарации сырьевого газа после турбодетандера (ТДА), а нижняя - для удаления этана из кубовой жидкости. Выполнение промывки холодной бутановой фракцией в секции абсорбции позволяет принимать на установку газ с высоким содержанием CO_2. В колонне, в зависимости от условий исходного газа, может быть до двух рециклов, позволяющих поддерживать температуру расширения газа после ТДА на должном уровне, независимо от климатических условий.

Для объектов с одинаковой мощностью и глубиной отбора СПБТ стоимость установки по предлагаемой технологии на 10 % ниже, поскольку масса сепараторов и деметанизатора, выполненных из нержавеющей стали, при применении насадки снижается на 20 %.

3.19.2.2 Технология низкотемпературного разделения и абсорбции природного и/или попутного газа для получения этана из природного газа

Технология предназначена для достижения экономически выгодного отбора этана не ниже 99,8 % от потенциала методом низкотемпературного разделения и абсорбции (НТР+НТА) природного и/или попутного газа. Принципиальная схема приведена на рисунке 3.60.

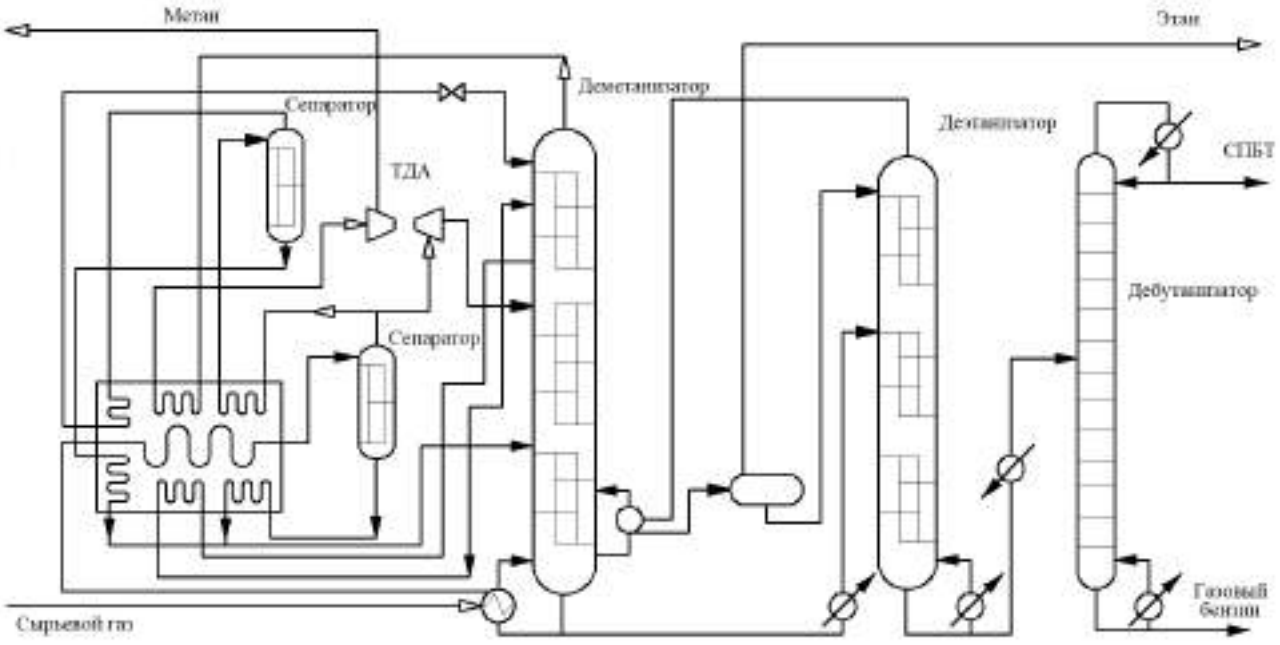


Рисунок 3.60 - Технология получения этана из природного газа

Специализированные насадки позволяют с помощью НТА практически полностью поглотить этан из метановой фракции за счет своей способности работать в условиях, близких к критическим. В технологии применяется теплообмен с раздельным охлаждением жидкой и газовой фазы, и эффективно

используется холод нескольких рециклов. Поэтому пропановый холод при выделении этановой фракции не требуется. В дополнение к этому, насадка позволяет проводить деметанизацию газа при более низких температурах, чем при применении тарелок - до минус 115 °С. При этом не происходит забивание колонны твердой CO_2, даже при повышенном содержании CO_2 в исходном газе. По технологии в верхней части деметанизатора применяется насадка с очень низким перепадом давления и высокой эффективностью сорбции и сепарации. Это позволяет дополнительно снизить температуру расширения газа в ТДА на 2-3°С, по сравнению с известными технологиями.

Стоимость объекта с применением технологии на 30 % ниже, чем при реализации известных решений с одинаковой глубиной отбора этана.

3.19.2.3 Технология низкотемпературного разделения углеводородного газа для повышения степени извлечения ШФЛУ

Технология низкотемпературного разделения углеводородного газа обеспечивает повышение степени извлечения из углеводородного газа фракции $C_{3\ +выше}$ (ШФЛУ).

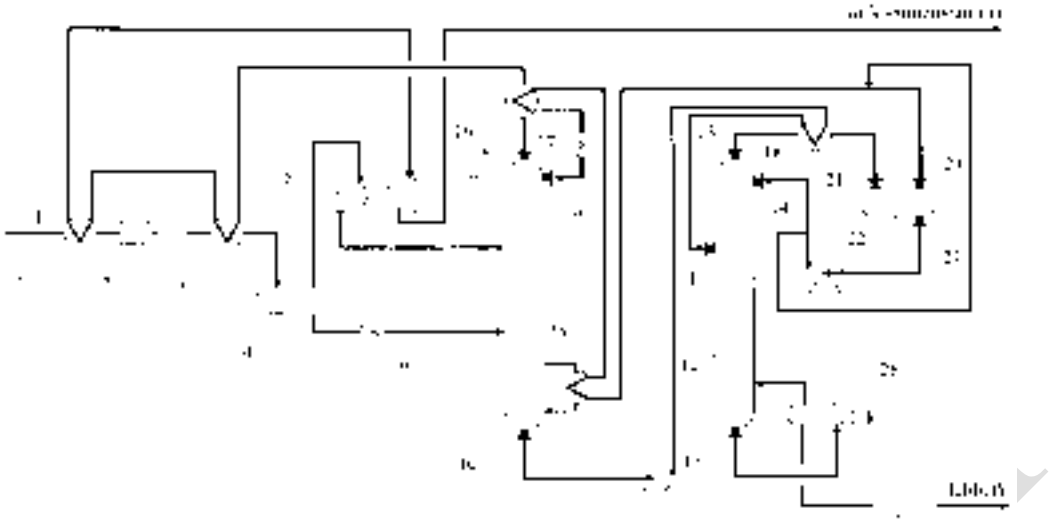
Схема установки низкотемпературного разделения углеводородного газа приведена на рисунке 3.61а.

На рисунке 3.61б - вариант установки, отличающийся тем, что на трубопроводе выхода газовой фазы деэтанизации из второй фракционирующей колонны после теплообменника газовой фазы деэтанизации дополнительно установлен пропановый холодильник.

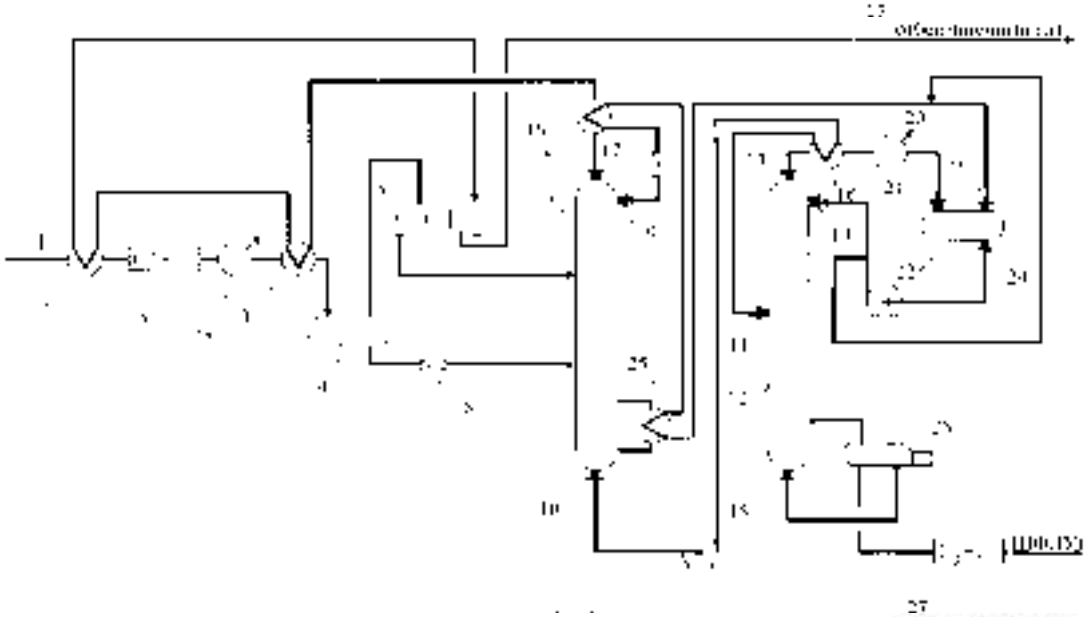
На рисунке 3.61в - вариант установки, отличающийся тем, что патрубок выхода конденсата из первой фракционирующей колонны соединен с патрубком входа конденсата во вторую фракционирующую колонну через теплообменный узел, выполненный в виде теплообменника углеводородного газа, который соединен с трубопроводом подачи углеводородного газа узла охлаждения.

ПРОЕКТ DRAFT

а.



б.



в.

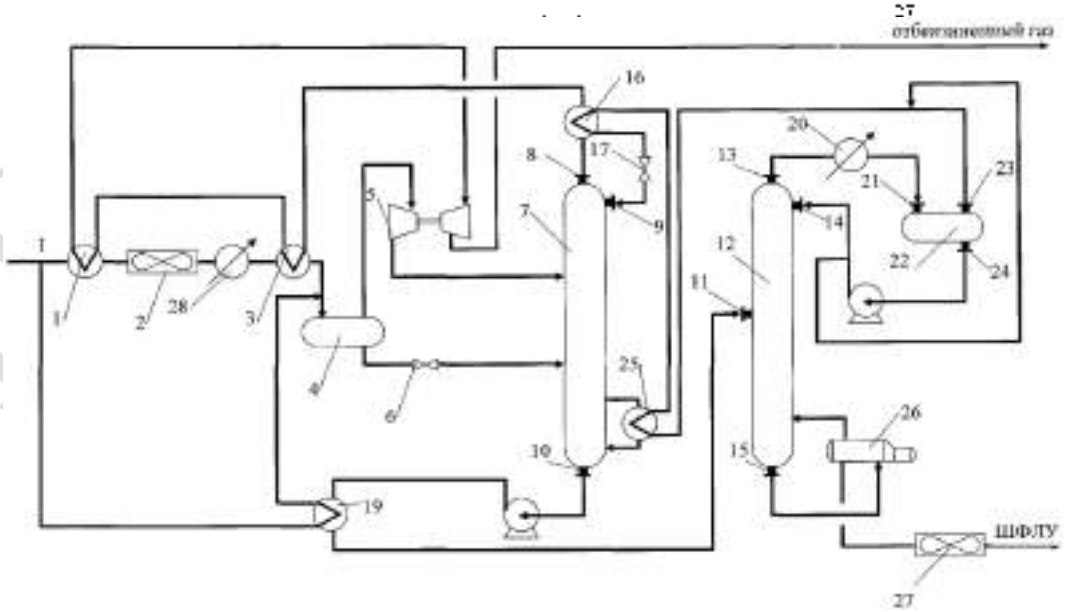


Рисунок 3.61 - Установка низкотемпературного разделения углеводородных газов с дополнительным извлечением ШФЛУ

Установка содержит трубопровод I подачи углеводородного газа, который последовательно связывает оборудование узла охлаждения углеводородного газа, включающего теплообменники 1, 2, 3, низкотемпературный сепаратор 4, турбодетандер 5 и дроссель 6. Выход из турбодетандера 5 и дросселя 6 соединен с первой фракционирующей колонной 7, снабженной патрубком 8 выхода отбензиненного газа, и патрубком 9 подачи орошения в верхней части, и патрубком 10 выхода конденсата в нижней части. Патрубок 10 выхода конденсата из первой фракционирующей колонны 7 соединен с патрубком 11 подачи конденсата во вторую фракционирующую колонну 12, снабженную патрубком 13 выхода газовой фазы деэтанизации, и патрубком 14 подачи орошения в верхней части, и патрубком 15 выхода жидкой фазы, обогащенной тяжелыми углеводородами $C_{3\ +выше}$, в нижней части.

Патрубок 8 выхода отбензиненного газа последовательно соединен с теплообменником 16 отбензиненного газа, теплообменниками 3, 1 и компрессорной частью турбодетандера 5. Выход из теплообменника 16 отбензиненного газа также соединен с дросселем 17.

Патрубок 10 выхода конденсата из первой фракционирующей колонны 7 может быть соединен с патрубком 11 входа конденсата во вторую фракционирующую колонну 12 через теплообменный узел, который может быть выполнен в виде теплообменника 18 газовой фазы деэтанизации или в виде теплообменника 19 углеводородного газа, который соединен с трубопроводом I подачи углеводородного газа узла охлаждения.

Патрубок 13 выхода газовой фазы деэтанизации из второй фракционирующей колонны 12 может быть соединен с теплообменником 18 газовой фазы деэтанизации. После теплообменника 18 газовой фазы деэтанизации может быть дополнительно установлен пропановый холодильник 20. Патрубок 13 выхода газовой фазы деэтанизации может быть непосредственно соединен с пропановым холодильником 20.

Выход из теплообменника 18 газовой фазы деэтанизации или из пропанового холодильника 20 соединен с патрубком 21 подачи газовой фазы деэтанизации в емкость 22, снабженную патрубком 23 выхода газа деэтанизации и патрубком 24 выхода жидкой фазы. Патрубок 24 выхода жидкой фазы из емкости 22 соединен с патрубком 14 подачи орошения во вторую фракционирующую колонну 12.

Установка дополнительно снабжена теплообменным устройством 25, выполненным, например, в виде термосифона, теплообменное пространство которого по первому теплоносителю соединено с нижней частью первой фракционирующей колонны 7, а по второму теплоносителю - с патрубком 23 выхода газа деэтанизации из емкости 22 и с теплообменником 16 отбензиненного газа.

Патрубок 24 выхода жидкой фазы из емкости 22 может быть соединен с теплообменным устройством 25 или с теплообменником 16 отбензиненного газа.

Патрубок 15 выхода жидкой фазы, обогащенной тяжелыми

PROJECT DRAFT

углеводородами $C_{3\ +выше}$, из второй фракционирующей колонны 12 последовательно соединен с рибойлером 26 и аппаратом воздушного охлаждения 27. Узел охлаждения углеводородного газа может быть дополнительно оснащен пропановым холодильником 28, установленным перед теплообменником 3. Установка снабжена насосами, трубопроводами и необходимой запорно-регулирующей арматурой.

Легкий углеводородный газ с температурой 40 °С и давлением 4 МПа поступает в узел охлаждения углеводородного газа. После охлаждения углеводородного газа в теплообменниках 1, 2, 3 до температуры минус 46,5 °С он частично конденсируется и поступает в низкотемпературный сепаратор 4, в котором происходит разделение газовой и жидкой фаз.

При переработке углеводородного сырья среднего или тяжелого состава углеводородный газ после теплообменника 2 подается на дополнительное охлаждение в пропановый холодильник 28, после которого поступает в теплообменник 3.

Газовая фаза из низкотемпературного сепаратора 4 направляется на расширение в детандерную часть турбодетандера 5, после которого с температурой минус 80,8 °С подается в среднюю часть первой фракционирующей колонны 7. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора 4 дросселируется в дросселе 6 и с температурой минус 63,4 °С подается в нижнюю часть первой фракционирующей колонны 7.

В первой фракционирующей колонне 7 при температуре верха колонны минус 85,5 °С, температуре низа колонны минус 54,6 °С и давлении 1,45 МПа получают верхний продукт - отбензиненный газ и нижний продукт - конденсат.

Отбензиненный газ подогревается в теплообменнике 16 отбензиненного газа, затем последовательно проходит теплообменники 3, 1 и поступает в компрессорную часть турбодетандера 5, где его давление повышается, после чего выводится с установки.

Конденсат подается в теплообменник 18 газовой фазы деэтанизации для нагревания за счет тепла верхнего продукта второй фракционирующей колонны 12.

При переработке углеводородного сырья среднего или тяжелого состава конденсат может нагреваться потоком исходного углеводородного газа в теплообменнике 19 углеводородного газа.

Нагретый конденсат поступает во вторую фракционирующую колонну 12, в которой при температуре верха колонны 1,4 °С, температуре низа колонны 84,6 °С и давлении 2,42 МПа получают в качестве верхнего продукта - газовую фазу деэтанизации и в качестве нижнего продукта - ШФЛУ, которую выводят с установки.

Полученная газовая фаза деэтанизации охлаждается в теплообменнике 18 газовой фазы деэтанизации потоком конденсата с низа первой фракционирующей колонны 7 до температуры минус 22,6 °С, частично конденсируется и подается в емкость 22, в которой разделяется на газ

ПРОЕКТ DRAFT

деэтанизации и жидкую фазу.

При переработке углеводородного сырья среднего или тяжелого состава полученная газовая фаза деэтанизации после теплообменника 18 газовой фазы деэтанизации перед подачей в емкость 22 может дополнительно доохлаждаться в пропановом холодильнике 20. Кроме того, полученная газовая фаза деэтанизации может непосредственно подаваться в пропановый холодильник 20, если конденсат из первой фракционирующей колонны 7 нагревается потоком углеводородного газа.

Из емкости 22 жидкая фаза подается на орошение второй фракционирующей колонны 12, а газ деэтанизации поступает в теплообменное устройство 25, установленное в нижней части первой фракционирующей колонны 7.

В теплообменное устройство 25 подается жидкость с нижней части первой фракционирующей колонны 7, которая, пройдя его самотеком, возвращается в куб первой фракционирующей колонны 7, что позволяет повысить эффективность теплообмена газа деэтанизации с этим потоком и за счет этого более глубоко охладить поток газа деэтанизации.

Из теплообменного устройства 25 газ деэтанизации с температурой минус 60°С поступает в теплообменник 16 отбензиненного газа, где охлаждается потоком отбензиненного газа. Охлажденный поток газа деэтанизации проходит дроссель 17, поскольку давление во второй фракционирующей колонне 12 больше, чем давление в первой фракционирующей колонне 7, и с температурой минус 81,6 °С сконденсированный газ деэтанизации поступает в первую фракционирующую колонну 7 в качестве орошения.

Для увеличения количества подаваемого орошения в первую фракционирующую колонну 7 часть жидкой фазы, подаваемой на орошение второй фракционирующей колонны 12 из емкости 22, в количестве 4500 кг/ч подается на смешение с потоком охлажденного газа деэтанизации, выходящего из теплообменного устройства 25, перед его подачей в теплообменник 16 отбензиненного газа.

При переработке углеводородного сырья среднего или тяжелого состава для увеличения количества подаваемого орошения в первую фракционирующую колонну 7 часть жидкой фазы, подаваемой на орошение второй фракционирующей колонны 12 из емкости 22, может подаваться на смешение с потоком газа деэтанизации перед его подачей в теплообменное устройство 25.

Технология имеет опыт коммерческого использования.

3.19.2.4 Технология низкотемпературного разделения углеводородного газа для получения гелиевого концентрата, этана и ШФЛУ

Технология предназначена для разделения компонентов газовых смесей путем низкотемпературной конденсации и ректификации с целью получения гелиевого концентрата, этана и широкой фракции легких углеводородов. Схема установки приведена на рисунке 3.62.

ПРОЕКТ DRAFT

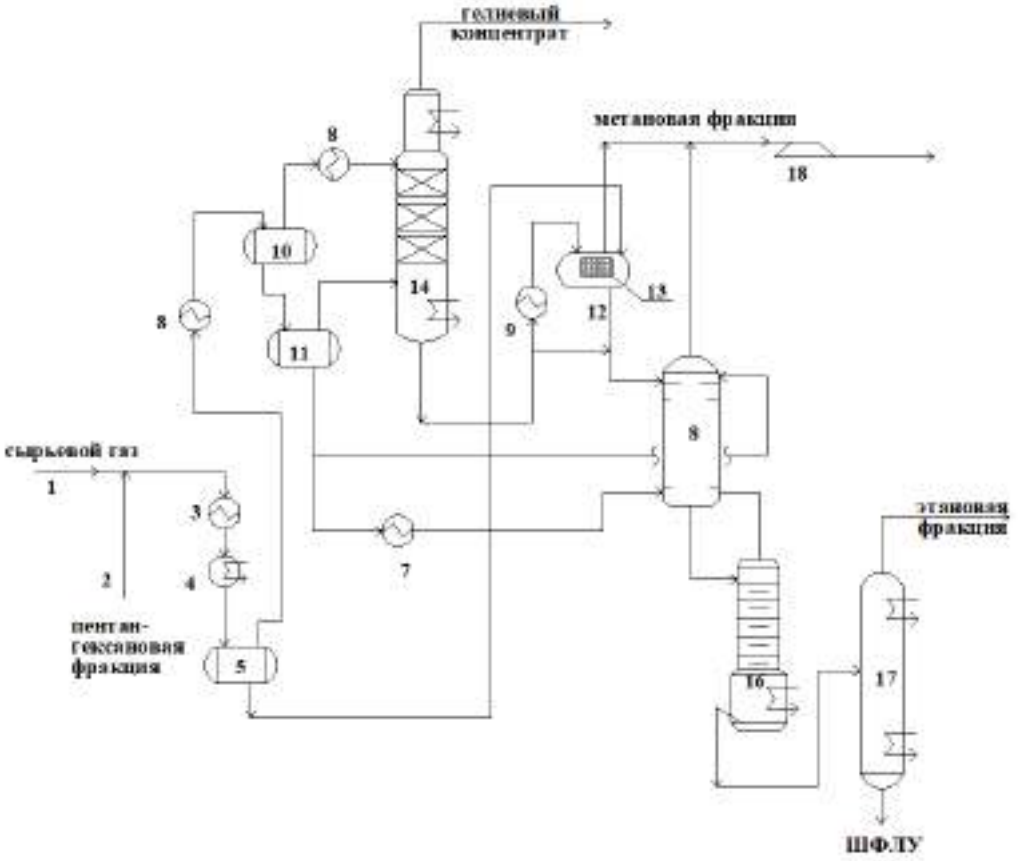


Рисунок 3.62 - Установка низкотемпературного разделения углеводородных газов с дополнительным извлечением этана

Установка включает трубопровод подвода сырьевого газа 1, трубопровод подачи пентан-гексановой фракции в поток сырьевого газа 2, теплообменник 3, пропановый холодильник 4, сепаратор первой ступени 5, теплообменники доохлаждения и конденсации газа 6 - 9, последовательно установленные сепараторы второй ступени 10 - 11, сепаратор третьей ступени 12, в котором установлена массообменная насадка 13, отпарная колонна 14, деметанизатор 15 - 16, состоящий из двух секций - укрепляющей и отгонной, деэтанизатор 17 и турбодетандерный агрегат 18.

На установку поступает сырьевой газ, предварительно осушенный и очищенный от сернистых соединений и углекислоты. На входе в установку в поток сырьевого газа 1 закачивается (впрыскивается) по трубопроводу 2 пентан-гексановая фракция (C_5-C_6) в количестве до 4 т/час. Поток газа проходит последовательно теплообменник 3, пропановый холодильник 4, в которых происходят его предварительное охлаждение (до температуры минус 30 °С) и частичная конденсация за счет холода обратного потока метановой фракции и пропана, затем попадает в сепаратор 5 для отделения жидкой фазы, содержащей преимущественно наиболее тяжелые углеводороды C_5 и выше. Газовая фаза из сепаратора 5 поступает на дальнейшее доохлаждение и конденсацию в теплообменник 6, а жидкая фаза, утяжеленная пентан-гексановой фракцией,

ПРОЕКТ

направляется в сепаратор последней ступени 12 в качестве абсорбента, подаваемого на массообменную насадку 13.

Вторая ступень сепарации охлажденного (до температуры минус 60 °С) и частично сконденсированного в теплообменнике 6 газового потока ведется в последовательно работающих сепараторах 10 и 11 с тем, чтобы основной поток обогатился гелием, а жидкость - этаном. Выделившаяся жидкая фаза из сепаратора 11 разделяется на два потока и направляется в деметанизатор 15, при этом основной поток после нагрева в теплообменнике 7 (до температуры минус 32 °С) подается на питание колонны, а другой - на орошение. Паровые фазы из сепараторов направляются в отпарную колонну 14, при этом из сепаратора 10 после полной конденсации и охлаждения в теплообменнике 8 поток переохлажденной жидкости дросселируется в верхнюю часть отпарной колонны 14, а из сепаратора 11 подается в среднюю часть той же колонны в качестве стриппинг-газа. Из отпарной колонны 14 отпаренный газ направляется на дальнейшее обогащение гелием с целью получения гелиевого концентрата в соответствующих гелиевых колоннах (на чертеже не показаны).

Основной поток кубовой жидкости отпарной колонны 14 после рекуперации холода и частичного испарения в теплообменнике 9 поступает на разделение в сепаратор третьей ступени 12. Утяжеленная жидкая фаза, выделившаяся на первой ступени сепарации, подается в этот же сепаратор 12, но путем впрыска на массообменную насадку 13, смонтированную таким образом, чтобы обеспечить эффективный массообмен между восходящим потоком пара и нисходящим потоком жидкости. В результате абсорбции из паровой фазы в жидкую переходит значительное количество углеводородов C_2 и выше, что приводит к увеличению объема жидкости, подаваемой в качестве жидкости орошения в укрепляющую секцию деметанизатора 15. Таким образом, отсепарированная жидкость дополнительно обогащается углеводородами C_2 и выше, абсорбированными из паровой фазы.

В укрепляющей секции деметанизатора 15 осуществляется ректификация выделившейся жидкости с получением метановой фракции в качестве дистиллята и фракции углеводородов C_2 и выше в качестве кубового остатка. Поток пара, поднимаясь вверх по колонне, подвергается воздействию утяжеленной жидкости орошения, стекающей в отгонную секцию деметанизатора 16 для конденсации и абсорбции из паров этана и более тяжелых компонентов.

Паровая фаза деметанизатора 15, объединившись с метановой фракцией сепаратора третьей ступени 12, направляется на расширение в детандер турбодетандерного агрегата 18 с целью получения холода и выводится с установки в качестве товарного газа.

Кубовый продукт из отгонной секции деметанизатора 16 направляется на ректификацию в деэтанизатор 17 с получением в качестве дистиллята этановой фракции, а в качестве кубового остатка - ШФЛУ.

Использование технологии позволяет снизить суммарные потери этана с

ПРОЕКТ DRAFT

паром из сепаратора третьей ступени и с верхним продуктом деметанизатора за счет создания в них оптимальных условий для процесса низкотемпературной абсорбции.

3.19.3 Текущие уровни выбросов и потребления

Потребление

Потребность в электроэнергии в процессе разделения газа колеблется от 15 кВтч до 20 кВтч на тонну перерабатываемого сырья. Эти процессы также потребляют от 300 кг до 400 кг пара на тонну сырья и от 1 $м^3$/т до 2 $м^3$/т охлаждающей воды (АТ = 10 °С).

Выбросы в атмосферу

Возможные выбросы в воздух включают углеводороды из-за сбросов давления на сосудах, отходящий газ регенерации из молекулярных сит, топливный газ НПЗ C_1/C_2, утечки из системы охлаждения, операции по хранению и транспортировке. Ртуть, если она присутствует в сырье для нефтеперерабатывающего завода, будет концентрироваться в верхних секциях, особенно в охладителях. Скорее всего, речь идет о сжиженном нефтяном газе, топках и охладителях нафты. При пропаривании загрязненного оборудования могут образовываться выбросы ртути в атмосферу. Иногда ртуть обнаруживают при открытии оборудования для осмотра и обслуживания.

Последним процессом производства сжиженного нефтяного газа является добавление некоторых отдушек. В качестве одорантов обычно используются летучие органические соединения серы, то есть меркаптаны и сульфиды. Возможные выбросы в воздух включают утечки или разливы одоранта и паров, вытесняемых во время наполнения резервуара или из- за теплового расширения защитного газа. Они также включают в себя остатки вытесненных паров после сжигания или сжигания на факеле, если используются эти методы, включая небольшое выделение диоксида серы при сгорании одоранта.

Сточные Воды

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Образование твердых отходов

Возможные выбросы в почву включают углеводороды от загрязненных отработанных молекулярных сит и от добавок одоранта, включая твердые отходы, такие как материалы, используемые для поглощения разлитого одоранта.

Принимая во внимание что процессы по переработке и сепарации природного и попутного газа имеют технологические установки и могут быть комбинированными, детализация выбросов в атмосферу, сточные воды, образование отходов представлены в разделе 3.18.

ПРОЕКТ DRAFT

3.20 Системы охлаждения

3.20.1 Системы очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной воды

Технологические процессы, применяемые на НПЗ, проводятся при повышенных температурах. Все тепло, подводимое в результате сжигания топлива, потребления пара или выжигания кокса, должно отводиться с помощью той или иной системы охлаждения, одной из которых является система водяного охлаждения. Остальные системы реализуются посредством охлаждения воздухом или теплообмена с другими потоками.

На переработку 1т нефти расходуется 30-60 $м^3$ воды, а при комплексной переработке нефти и газа с изготовлением синтетических продуктов этот расход достигает 90-120 $м^3$.

Основное количество воды расходуется на охлаждение нефтепродуктов, технологических аппаратов и машин. Вода при этом только нагревается до 45 °С, а не загрязняется, и лишь при неисправности аппаратуры, неплотности фланцевых соединений и т.д. в воду может попадать некоторое количество нефтепродуктов. Отработавшая охлаждающая вода относится к группе условно чистых вод; после охлаждения она должна быть полностью использована для оборотного водоснабжения. Очистка оборотной воды производится на локальных установках.

Системы оборотного водоснабжения подразделяют на открытые, где водаохлаждается путем контакта с воздухом в градирнях, брызгальных бассейнах или прудах-охладителях, и закрытые, где оборотная вода не имеет непосредственного контакта с атмосферным воздухом и охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения и других системах. Применяют также системыоборотного водоснабжения, представляющие собой комбинацию закрытых и открытых.

Для того, чтобы локализовать распространение просочившихся в оборотную воду веществ и тем самым предотвратить загрязнение и коррозионное разрушение всей холодильной аппаратуры на НПЗ и НХЗ проектируются обособленные системы оборотного водоснабжения.

На предприятиях должны предусматриваться следующие системы оборотного водоснабжения:

1) первая система водоснабжения - для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии при атмосферном давлении находятся в жидком состоянии;
2) вторая система водоснабжения - для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии при атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии;
3) вторая "а" система водоснабжения - для конденсаторов паровых турбин установок ЛК-6у, выделяется в самостоятельный оборотный цикл;
4) четвертая система водоснабжения - для аппаратов, в которых возможно

PROJECT DRAFT

загрязнение охлаждающей воды парафином и жирными кислотами;

5) отдельные специальные оборотные циклы для производств со специфическими веществами, которые могут загрязнять оборотную воду (серная кислота, олеум и др.), или для производств, требующих оборотную воду определенного качества в соответствии с регламентом на проектирование отдельных технологических процессов.

Блок оборотного водоснабжения состоит из: насосной, водоохладителей-градирен, нефтеотделителей (для первой и второй системы оборотного водоснабжения), установки по обработке воды для предотвращения коррозии, карбонатных отложений и биологических обрастаний холодильной аппаратуры и трубопроводов (для первой и второй систем оборотного водоснабжения).

Реагенты для обработки оборотных систем охлаждения

Реагенты этой группы позволяют решить проблемы, которые неизбежно возникают при работе практически любой оборотной системы - коррозия оборудования, отложение накипи как на теплообменных поверхностях, так и в трубопроводах, биологическое загрязнение системы. Эти проблемы взаимосвязаны, и их решение требует комплексного подхода. Основные типы реагентов для оборотных систем:

1) комплексные ингибиторы коррозии и накипеобразования для открытых и закрытых систем;
2) биоциды;
3) промывочные реагенты.

Реагенты этой группы содержат в определенной пропорции фосфаты, фосфонаты, фосфонкарбоксилаты, силикаты, дисперсанты, комплексообразователи и другие модифицирующие компоненты. Реагенты предотвращают коррозию оборудования, образование накипи, способствуют постепенному разрушению ранее образовавшихся отложений, постепенно очищая систему от твердых отложений. Промывочные реагенты, применяемые в оборотных системах нефтепереработки, позволяют добиться оптимального эффекта для каждой отдельно взятой системы. Применяют реагенты, совместимые с биоцидной обработкой, в том числе с хлорированием и обработкой броморганическими биоцидами или солями меди. Рабочие дозы подбираются в зависимости от химического состава воды (или опытным путем) и составляют от 30 до 120 г/м^3. Рабочие температуры, при которых реагенты сохраняют эффективность - до 90 °С.

Довольно часто при эксплуатации оборотных систем пренебрежительно относятся к биологическому загрязнению. Тем не менее, чрезмерное развитие микроорганизмов усугубляет, а зачастую становится главной причиной отложений на поверхностях теплообменников, повышенной коррозии конструкционных материалов оборудования. Биоциды, применяемые в оборотных системах нефтепереработки, в рабочих концентрациях не токсичны для человека и животных, обладают коротким периодом разложения.

PROJECT DRAFT

3.20.2 Охлаждающие устройства (градирни, башни)

Принцип работы градирен основан на прямом отводе тепла от воды потоком воздуха и за счет испарения части воды. Оба вида охлаждения осуществляются в режиме противотока воздуха и воды. Градирни, изготовленные из дерева, металла или бетона, для распределения потока воды по площади градирни над оросителем имеют водораспределительную систему. Водораспределитель может быть в виде системы труб с разбрызгивающими соплами или в виде лотков с вставленными на дно насадки. Часть воды при прохождении через градирню испаряется. Все механические примеси, содержащиеся в воде, задерживаются в ней, так что их концентрация постоянно растет. Во избежание этого и для предотвращения их осаждения на охлаждаемых поверхностях часть оборотной воды необходимо выводить из цикла. Кроме того, имеют место дополнительные водопотери при выносе капель воды из градирни ветром, которые называются потерями на выдувание или уносом ветром.

На начальном этапе проектирования градирни необходимо определить расчетную температуру и производительность системы, которая зависит от расчетной температуры, определяемой условиями процесса. Обычный диапазон снижения температуры в градирне составляет от 14 °C до 17 °C. Температура воды на входе в охлаждающий агрегат определяется условиями окружающей среды и, как правило, находится в интервале 24-30 °C, а температура на выходе (которая зависит от типа и качества воды) - в интервале 40-46 °C. Во избежание возникновения коррозии и отложения механических примесей, максимальная температура воды в теплообменнике не должна превышать некоторого допустимого уровня.

Градирни в зависимости от способа охлаждения подразделяются:

1) мокрые градирни;
2) мокро-сухие комбинированные градирни.

Мокрые градирни получили широкое распространение среди энергоблоков в России. Принцип охлаждения заключается в распылении охлаждающей воды, поднятой на определенную высоту, и продувке образующихся струй воздухом. Распыленная вода в конечном итоге собирается в бассейне и подается насосом обратно в конденсатор. Охлаждение воды в мокрых градирнях достигается в основном за счет испарения воды и конвективного теплообмена. Мокрые градирни используются только для охлаждения промежуточного теплоносителя с поверхностным конденсатором турбины. Данное ограничение связано с предельным содержанием кислорода в основном конденсате, которое не должно превышать 20 мкг/л, а так как при обтекании воздухом охлаждающая вода неизбежно насыщается кислородом, да еще и вдобавок пылью из воздуха, то использование контактного смешивающего конденсатора исключено.

ПРОЕКТ DRAFT

3.20.3 Системы очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной воды

Технологические процессы, применяемые на НПЗ, проводятся при повышенных температурах. Все тепло, подводимое в результате сжигания топлива, потребления пара или выжигания кокса, должно отводиться с помощью той или иной системы охлаждения, одной из которых является система водяного охлаждения. Остальные системы реализуются посредством охлаждения воздухом или теплообмена с другими потоками.

На переработку 1т нефти расходуется 30–60 $м^3$ воды, а при комплексной переработке нефти и газа с изготовлением синтетических продуктов этот расход достигает 90-120 $м^3$.

Основное количество воды расходуется на охлаждение нефтепродуктов, технологических аппаратов и машин. Вода при этом только нагревается до 45 °С, а не загрязняется, и лишь при неисправности аппаратуры, неплотности фланцевых соединений и т.д. в воду может попадать некоторое количество нефтепродуктов. Отработавшая охлаждающая вода относится к группе условно чистых вод; после охлаждения она должна быть полностью использована для оборотного водоснабжения. Очистка оборотной воды производится на локальных установках.

Системы оборотного водоснабжения подразделяют на открытые, где вода охлаждается путем контакта с воздухом в градирнях, брызгальных бассейнах или прудах-охладителях, и закрытые, где оборотная вода не имеет непосредственного контакта с атмосферным воздухом и охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения и других системах. Применяют также системы оборотного водоснабжения, представляющие собой комбинацию закрытых и открытых.

Для того, чтобы локализовать распространение просочившихся в оборотную воду веществ и тем самым предотвратить загрязнение и коррозионное разрушение всей холодильной аппаратуры на НПЗ и НХЗ проектируются обособленные системы оборотного водоснабжения.

На предприятиях должны предусматриваться следующие системы оборотного водоснабжения:

1) первая система водоснабжения - для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии при атмосферном давлении находятся в жидком состоянии;

2) вторая система водоснабжения - для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии при атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии;

3) вторая "а" система водоснабжения - для конденсаторов паровых турбин установок ЛК-6у, выделяется в самостоятельный оборотный цикл;

4) четвертая система водоснабжения - для аппаратов, в которых возможно загрязнение охлаждающей воды парафином и жирными кислотами;

5) отдельные специальные оборотные циклы для производств со

PROJECT DRAFT

специфическими веществами, которые могут загрязнять оборотную воду (серная кислота, олеум и др.), или для производств, требующих оборотную воду определенного качества в соответствии с регламентом на проектирование отдельных технологических процессов.

Блок оборотного водоснабжения состоит из: насосной, водоохладителей-градирен, нефтеотделителей (для первой и второй системы оборотного водоснабжения), установки по обработке воды для предотвращения коррозии, карбонатных отложений и биологических обрастаний холодильной аппаратуры и трубопроводов (для первой и второй систем оборотного водоснабжения). Реагенты для обработки оборотных систем охлаждения

Реагенты этой группы позволяют решить проблемы, которые неизбежно возникают при работе практически любой оборотной системы - коррозия оборудования, отложение накипи как на теплообменных поверхностях, так и в трубопроводах, биологическое загрязнение системы. Эти проблемы взаимосвязаны, и их решение требует комплексного подхода. Основные типы реагентов для оборотных систем:

1) комплексные ингибиторы коррозии и накипеобразования для открытых и закрытых систем;

2) биоциды;

3) промывочные реагенты.

Реагенты этой группы содержат в определенной пропорции фосфаты, фосфонаты, фосфонкарбоксилаты, силикаты, дисперсанты, комплексообразователи и другие модифицирующие компоненты. Реагенты предотвращают коррозию оборудования, образование накипи, способствуют постепенному разрушению ранее образовавшихся отложений, постепенно очищая систему от твердых отложений. Промывочные реагенты, применяемые в оборотных системах нефтепереработки, позволяют добиться оптимального эффекта для каждой отдельно взятой системы. Применяют реагенты, совместимые с биоцидной обработкой, в том числе с хлорированием и обработкой броморганическими биоцидами или солями меди. Рабочие дозы подбираются в зависимости от химического состава воды (или опытным путем) и составляют от 30 г/м^3 до 120 г/м^3. Рабочие температуры, при которых реагенты сохраняют эффективность - до 90 °С.

Довольно часто при эксплуатации оборотных систем пренебрежительно относятся к биологическому загрязнению. Тем не менее, чрезмерное развитие микроорганизмов усугубляет, а зачастую становится главной причиной отложений на поверхностях теплообменников, повышенной коррозии конструкционных материалов оборудования. Биоциды, применяемые в оборотных системах нефтепереработки, в рабочих концентрациях не токсичны для человека и животных, обладают коротким периодом разложения.

PROOF DRAFT

3.20.4 Охлаждающие устройства (градирни, башни)

Принцип работы градирен основан на прямом отводе тепла от воды потоком воздуха и за счет испарения части воды. Оба вида охлаждения осуществляются в режиме противотока воздуха и воды. Градирни, изготовленные из дерева, металла или бетона, для распределения потока воды по площади градирни над оросителем имеют водораспределительную систему. Водораспределитель может быть в виде системы труб с разбрызгивающими соплами или в виде лотков с вставленными на дно насадки. Часть воды при прохождении через градирню испаряется. Все механические примеси, содержащиеся в воде, задерживаются в ней, так что их концентрация постоянно растет. Во избежание этого и для предотвращения их осаждения на охлаждаемых поверхностях часть оборотной воды необходимо выводить из цикла. Кроме того, имеют место дополнительные водопотери при выносе капель воды из градирни ветром, которые называются потерями на выдувание или уносом ветром.

На начальном этапе проектирования градирни необходимо определить расчетную температуру и производительность системы, которая зависит от расчетной температуры, определяемой условиями процесса. Обычный диапазон снижения температуры в градирне составляет от 14 °C до 17 °C. Температура воды на входе в охлаждающий агрегат определяется условиями окружающей среды и, как правило, находится в интервале 24-30 °C, а температура на выходе (которая зависит от типа и качества воды) - в интервале 40-46 °C. Во избежание возникновения коррозии и отложения механических примесей, максимальная температура воды в теплообменнике не должна превышать некоторого допустимого уровня. Градирни в зависимости от способа охлаждения подразделяются:

1) мокрые градирни;

2) мокро-сухие комбинированные градирни.

Мокрые градирни получили широкое распространение среди энергоблоков в России. Принцип охлаждения заключается в распылении охлаждающей воды, поднятой на определенную высоту, и продувке образующихся струй воздухом. Распыленная вода в конечном итоге собирается в бассейне и подается насосом обратно в конденсатор. Охлаждение воды в мокрых градирнях достигается в основном за счет испарения воды и конвективного теплообмена. Мокрые градирни используются только для охлаждения промежуточного теплоносителя с поверхностным конденсатором турбины. Данное ограничение связано с предельным содержанием кислорода в основном конденсате, которое не должно превышать 20 мкг/л, а так как при обтекании воздухом охлаждающая вода неизбежно насыщается кислородом, да еще и вдобавок пылью из воздуха, то использование контактного смешивающего конденсатора исключено.

ПРОЕКТ DRAFT

Рисунок 3.63 - Мокрые градирни

Преимущества использования мокрых градирен (рисунок 3.63). Для России, в связи с существующими проблемами коррозии и сурового климата, при производстве градирен компанией SPIG применяются следующие особые технологии защиты оборудования и сооружений:

1) применение невосприимчивого к коррозии, высоким и низким температурам запатентованного материала FRP для каркаса и обшивки градирни;

2) использование незасоряемых, долговечных и стойких к низким температурам компонентов (сопел, насадок, каплеуловителей, труб);

3) применение водоуловителей с низким капельным уносом до 0,001 %;

4) установка электродвигателей с двумя режимами работы (летний/зимний);

5) применение высокоэффективных, энергосберегающих, с пониженным уровнем шума вентиляторов с регулировкой угла атаки лопастей на зимний и летний режим;

6) мощная антиобледенительная система.

3.20.5 Текущие уровни выбросов и потребления

Энергия потребляется насосами в системе водяного охлаждения и вентиляторами в системе воздушного охлаждения. Система водяного охлаждения использует воду и требует химических веществ, как ингибиторов роста коррозии и бактерий. Обе системы водяного охлаждения, рециркуляции и прямоточные, требуют добавок для предотвращения засорения и/или коррозии.

ПРОЕКТ ДРАФТ

Так как прямоточные системы обычно используют наземную воду (либо пресную, либо соленую), шансы засорения более высоки по сравнению с рециркулирующими системами. По этой причине в этих системах должно использоваться больше добавок (т.е. хлористый биоцид), предотвращающих загрязнения. С другой стороны, антикоррозийные добавки главным образом применяются в рециркулирующих системах и не используются в прямоточных системах.

Использование воды в системах охлаждения более низкое в рециркулирующих системах, по сравнению с прямоточными системами (только до 3 %). В рециркулирующих системах определенное количество воды попадает в систему путем испарения, в виде капелек влаги и как слив или нисходящий поток к системе очистки сточных вод. Таким образом, требуется подпиточная вода в интервале около 5 % скорости циркуляции, что эквивалентно использованию 0,23 $м^3$ охлаждающей воды на тонну переработанной сырой нефти. Однако, чтобы провести пропорциональное сравнение между двумя видами систем охлаждения, необходимо принять во внимание качество используемой воды (часто прямоточные системы).

Потребление энергетических и материальных ресурсов охлаждающими устройствами (градирни, башни) при организации процесса очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы представлены в таблицах 3.95 и 3.96.

Таблица 3.95 - Потребление энергетических ресурсов при организации процесса очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,26	0,51
пресная вода	$м^3$/т	0,006	3

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.96 - Потребление энергетических ресурсов охлаждающими устройствами (градирни, башни)

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,19	0,56
пресная вода	$м^3$/т	0,23	0,29
Охлаждающая вода	$м^3$/т	0,06	0,14

Основным прямым воздействием на окружающую среду систем охлаждения является тепло, увеличивающее температуру используемой охлаждающей жидкости. В водяном охлаждении нефтеперерабатывающего завода увеличение температуры (ΔT) составляет около 10-15 °C.

Потребление воды (упоминаемое выше), потребление энергии (насосы, вентиляторы воздухоохладителя) и загрязнение воды являются главными проблемами экологии систем охлаждения. Другие эффекты, связанные с окружающей средой, включают производство шума (градирня, насосы, вентиляторы воздухоохладителя (97-105 дБ (А) в источнике)) и образование дымового шлейфа (градирня).

Главные загрязнители, которые должны быть рассмотрены в системах водяного охлаждения, это хлористые или бромированные добавки для предотвращения засорений, и антикоррозийные добавки, включающие в себя цинк, хром, молибден и т.д. Особое внимание должно уделяться использованию диспергирующих добавок в закрытых системах водяного охлаждения, особенно когда сток направляется к установке очистки воды выделения масла, где он может помешать процессу сепарации воды от нефти. Прямоточная система вместе с низким уровнем утечек и высоким объемом воды, означает, что выбросы охлаждающей воды содержат 0,1-1 мг/л масла. Могут происходить выбросы углеводородов в воздух (в результате утечек и очищения). Выбросы в воздух, как упоминалось ранее, варьируют от 0,5 г до 85 г углеводородов на $м^3$ охлаждающей воды, рециркулирующей через градирни. Охлаждение путем заливания водой (используется только в установках замедленного коксования на НПЗ) приводит к высоким выбросам пара, значительным потерям энергии, большому объему использования воды и серьезному загрязнению воды.

Данные по отходам от охлаждающих устройств (градирни, башни) при организации процесса очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы представлены в таблицах 3.97 и 3.98.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.97 - Отходы при организации процесса очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способаутилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,02	переработка
Отходы (осадки) при подготовке воды (осадок бассейнов нефтеотделителей и градирен)	4	3226,8	нет

Таблица 3.98 - Отходы охлаждающих устройств (градирни, башни)

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референтном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Отходы минеральных масел индустриальных	3	0,06	Вторичное использование

3.21 Энергетическая система

3.21.1 Теплоснабжение (котельная)

Котельная предназначена для обеспечения паром или горячей водой объектов предприятия. В зависимости от назначения различают следующие котельные установки: отопительные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, отопительно-производственные - для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологического водоснабжения, производственные - для технологического водоснабжения.

Отопительная котельная установка

Воздух, необходимый для горения, подается в топку дутьевыми вентиляторами. Дымовые газы удаляются из котла в атмосферу за счет естественной тяги через трубу.

На перекрытии котельного здания установлен деаэратор. Вода, нагретая в котле, подается потребителю, где отдает часть тепла и с пониженной температурой снова возвращается в котел для последующего подогрева. Схема котельной установки с водогрейными котлами представлена на рисунке 3.64.

ПРОЕКТ DRAFT

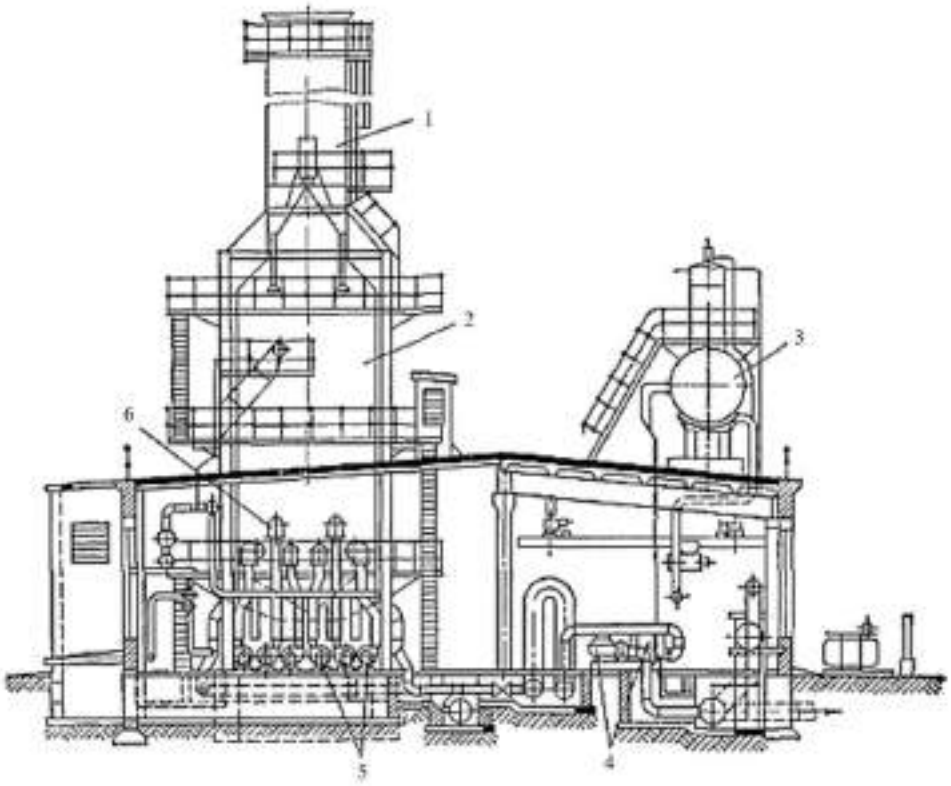


Рисунок 3.64 - Схема котельной установки с водогрейными котлами:
1 - дымовая труба, 2 - котел, 3 - деаэратор, 4 - питательный насос, 5 - дутьевые вентиляторы, 6 - горелки

Продукцией отопительной котельной установки является горячая вода.

Паровая котельная установка

Жидкое и газообразное котельное топливо смешиваются в горелке с воздухом из воздухоподогревателя и сгорают в топке.

Воздух, необходимый для горения топлива, забирается вентилятором из верхней зоны помещения котельной, подается в воздухоподогреватель для подогрева за счет дымовых газов. Тепло, выделившееся при сгорании топлива, передается воде через поверхность нагрева котла излучением в топке и конвекцией от нагретых газообразных продуктов сгорания в газоходах котла.

Образовавшийся в экранных трубах котла насыщенный пар собирается в барабане, откуда, пройдя сепарационные устройства, пар направляется через коллектор в пароперегреватель, где перегревается до заданной температуры, а затем идет к потребителю.

Конденсат отработанного пара, вернувшись от потребителя, направляется в деаэратор, который служит для удаления воздуха из воды. Туда же направляется химочищенная вода.

В состав деаэратора входят:

1) деаэрационная колонна,

2) деаэраторные баки,

3) охладитель выпара.

После деаэрации вся питательная вода подается питательными насосами в водяной экономайзер, где за счет тепла уходящих газов вода подогревается и поступает в барабан, откуда затем направляется в систему экранных труб, где и происходит процесс парообразования.

Уходящие из топки нагретые газы проходят последовательно между трубами пароперегревателя, водяного экономайзера и внутри труб воздухоперегревателя, отдавая тепло на перегрев пара. Подогрев питательную воду и воздух, дымовые газы охлаждаются и дымососом удаляются через трубу в атмосферу.

Схема паровой котельной установки представлена на рисунке 3.65.

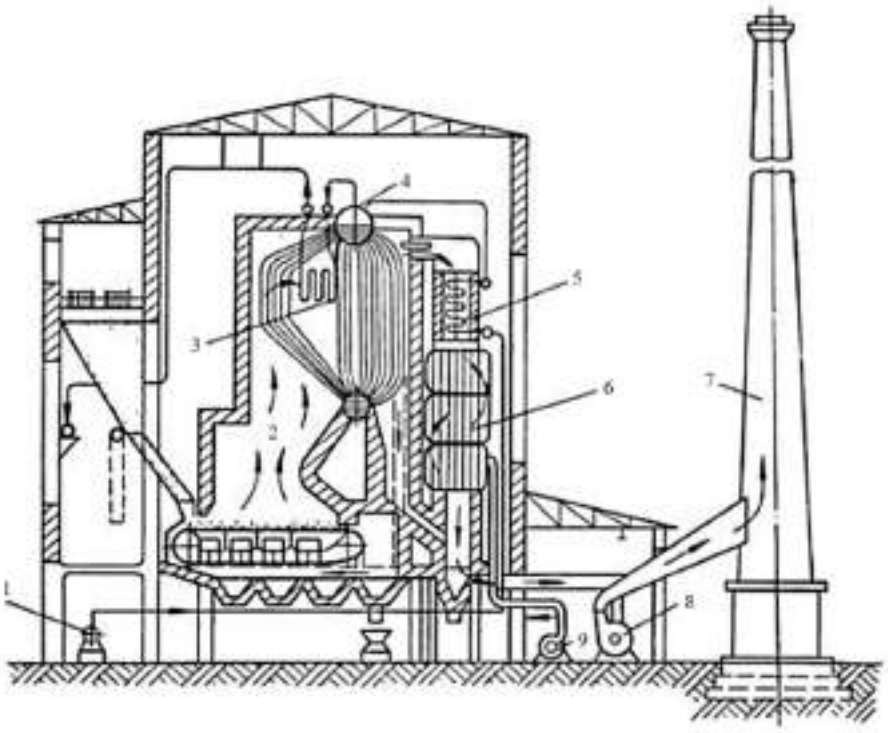
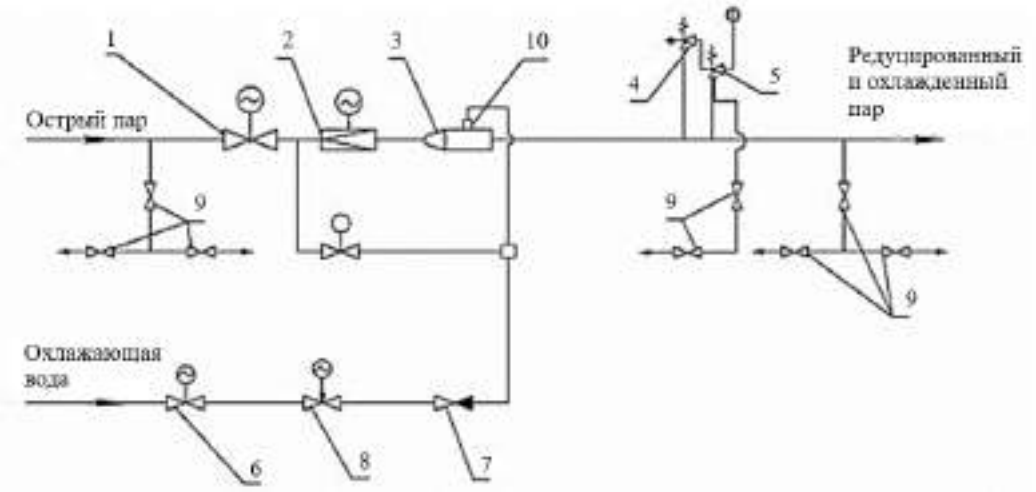


Рисунок 3.65 - Схема паровой котельной установки:
1 - насос, 2 - топка, 3 - пароперегреватель, 4 - паровой котел, 5 - экономайзер, 6 - воздухоперегреватель, 7 - дымовая труба

Продукцией паровой котельной установки является пар (обычно высокого или среднего давления). Для получения пара низкого давления используются РОУ (редукционно-охладительные установки) - рисунок 3.66.



1 - задвижка, 2 - клапан доссельный, 3 - охладитель пара, 4 - клапан импульсный, 5 - ГПК, 6,9 - клапаны запорные, 7 - клапан обратный, 8 - клапан регулирующий, 10 - форсунка механического распыла воды.

Рисунок 3.66 - Схема РОУ:

Электроснабжение

Обеспечение НПЗ электроэнергией в основном осуществляется за счет внешних источников. Внутренними источниками электроэнергии являются паровые турбины, предназначенные для непосредственного привода генератора мощностью 6 МВт, 12 МВт.

Тепловая схема турбоагрегата.

Свежий пар, выработанный котельной установкой по паропроводу поступает через стопорный клапан и, пройдя механизм пароораспределения, попадает в проточную часть турбины. В проточной части пар последовательно отбирается:

1) За 5 ступенью перед поворотной диафрагмой части низкого давления (ЧНД)- в регулируемый производственный отбор;

2) За 14-й ступенью - в нерегулируемый отбор на ПНД (подогреватель низкого давления).

Оставшаяся часть пара продолжает работать на лопатках турбины, расширяясь до давления в конденсаторе. Для защиты конденсатора от чрезмерного повышения давления на выхлопной части корпуса турбины установлены две предохранительные диафрагмы.

Для защиты турбины от повышения давления выше допустимого в производственном отборе, на паропроводе устанавливается предохранительное устройство, состоящее из импульсного и предохрани тельного клапанов. Конденсат отработавшего в турбине пара собирается в конденсатосборнике конденсатора, откуда откачивается одним из конденсатных насосов. Весь конденсат после конденсатного насоса подается к регулятору уровня: часть конденсата - сразу после насоса, другая часть после последовательного прохода через охладители Основного эжектора и Эжектора отсоса. Таким образом весь

ПРОЕКТ DRAFT

поток конденсата проходит через регулятор уровня, где автоматически распределяется в пропорции, необходимой для поддержании постоянного уровня в конденсатосборнике: часть конденсата направляется на рециркуляцию в конденсатор, часть через ПНД в сеть.

Для питания пароструйных эжекторов и регулятора уплотнений используется пар из стационарной магистрали с абсолютным давлением 16 кгс/см2 и температурой 420°С. Проходя через лопатки турбины пар вращая ротор турбины одновременно вращает ротор генератора с выработкой электроэнергии обеспечивающей бесперебойное снабжения заводских подразделений.

3.21.2 Топливоснабжение

На многих технологических установках НПЗ и НХЗ используют трубчатые печи, тепловая мощность которых колеблется от единиц до сотен МВт. Для обеспечения их бесперебойной работы на заводах сооружают системы снабжения топливом.

В качестве топлива на НПЗ и НХЗ применяют газ, получаемый в качестве побочного продукта в основном производстве, и мазут, который на НПЗ получают при переработке нефти, а на НХЗ подают со стороны. На некоторых НПЗ и НХЗ в качестве топлива используют также природный и попутный газы, поступающие из внешних источников по магистральным газопроводам и отводам.

Снабжение жидким топливом. Для обеспечения потребителей жидким топливом на НПЗ и НХЗ проектируют специальное топливное хозяйство, включающее резервуары, насосы и коммуникации. Объем резервуаров должен обеспечивать запас топлива, исходя из суточной работы всех заводских печей. Целесообразно предусматривать в топливном хозяйстве не менее трех стальных вертикальных резервуаров, один из которых служит для приема избыточного топлива от потребителей, второй - для раздачи, а третий - для отстоя между этими двумя операциями.

Во избежание выброса продукта из резервуаров температура хранения мазута не должна превышать 80-90 °С. Поскольку для обеспечения требуемой вязкости мазут марки 100 должен поступать к форсункам печей подогретым до температуры 110-120 °С, на технологических установках следует предусматривать подогреватели мазута.

Принципиальная схема снабжения НПЗ жидким топливом представлена на рисунке 3.67.

ПРОЕКТ DRAFT

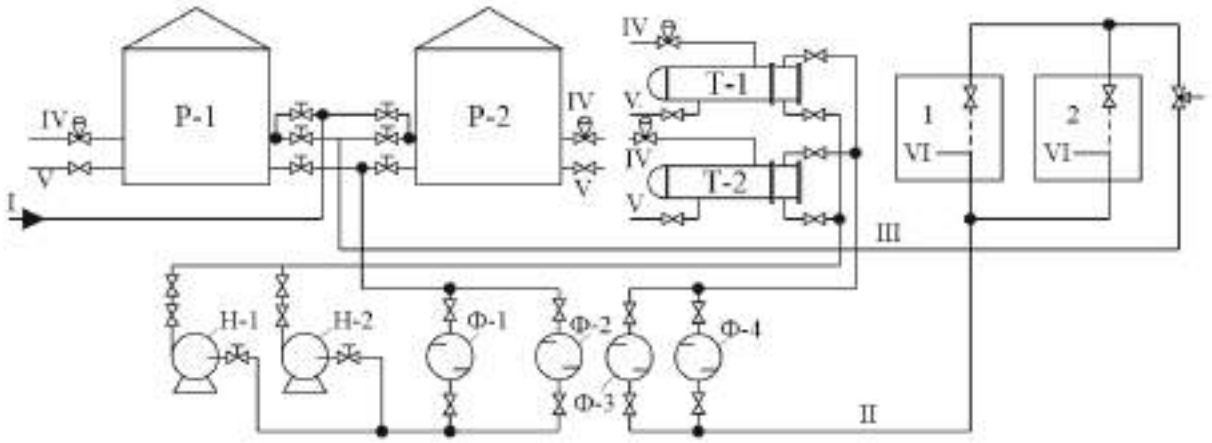


Рисунок 3.67 - Принципиальная схема снабжения НПЗ жидким топливом
Р1,2 - Резервуары топочного мазута, Т1,2 - Подогреватели мазута, Н1,2 - Насосы мазута, Ф1,4 - Фильтры, 1,2 - установки потребителя мазута
Потоки 1 - мазут со стороны для подпитки топливного хозяйства, II - мазут из топливного хозяйства потребителям, III- мазут от потребителей в топливное хозяйство, IV- пар, V - конденсат, VI - мазут к горелкам

Снабжение газом. Углеводородные газы, полученные на технологических установках, направляют на газораспределительные пункты (ГРП). В проектах следует предусматривать подачу газов на ГРП по самостоятельным коллекторам с однотипных установок, редуцирование и смешение газов на ГРП с последующей выдачей газа потребителям под различным давлением. На территории предприятий проектируют прокладку нескольких коллекторов топливного газа: для печей беспламенного горения (0,5 МПа), для прочих трубчатых печей (0,3 МПа), для столовых и лабораторий (0,005 МПа).

При проектировании топливных систем необходимо уделять особое внимание стабилизации давления в них. Опыт эксплуатации показал, что зачастую давление в сетях топливного газа повышается, и предприятия вынуждены сбрасывать избыток топливного газа на факел.

Для стабилизации давления в топливной сети могут быть предусмотрены следующие варианты: 1) сброс избытка топливного газа на заводскую ТЭЦ при условии сглаживания колебаний в подаче нефтезаводского газа природным газом; 2) поддержание постоянного давления путем сбрасывания избытка топливного газа через регулятор давления в топливо, поступающее на две-три установки (на этих установках следует предусмотреть смесительную емкость, в которую, кроме сбрасываемого газа, подают через регулятор давления природный газ, прямогонный газ или испаренный сжиженный газ); 3) система автоматического перехода печей с жидкого топлива на газообразное и обратно. Схема газораспределительного пункта представлена на рисунке 3.68.

ПРОЕКТ ДРАФТ

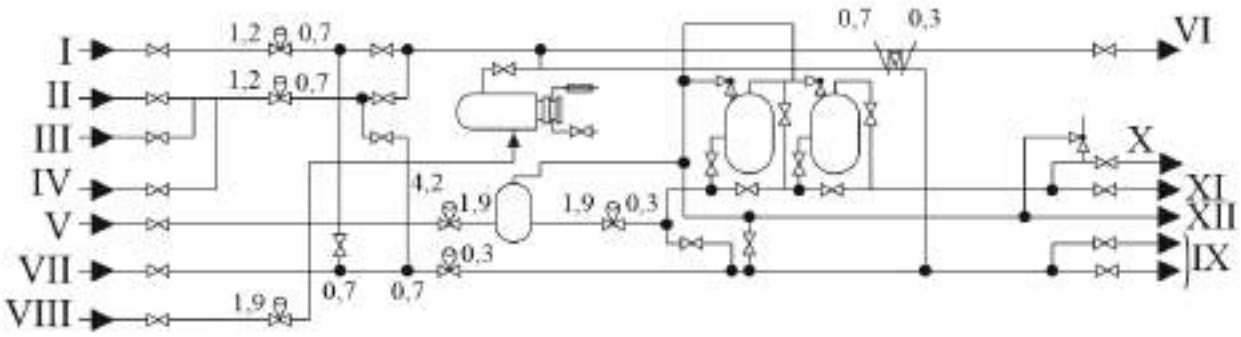


Рисунок 3.68 - Схема газораспределительного пункта
Т-1 - испаритель жидких газов, К-1, К-2 - адсорберы для очистки газов, А-1 - расширитель водородсодержащего газа
Потоки I - сухой газ риформинга, II - газ гидроочистки, III - газ термического крекинга, IV - возвратный газ с факельного хозяйства, V - водородсодержащий газ риформинга, VI - газ на установку сероочистки, VII - газ с установки сероочистки, VIII - жидкий газ, IX - неочищенный отопительный газ к потребителям, X - газ для лаборатории, XI - газ для потребителей административной зовы, XИ - сброс на факел

3.21.3 Текущие уровни выбросов и потребления

3.21.3.1 Теплоснабжение

Основные выбросы с котельных установок - это твердые частицы золы, оксиды серы (SO_2, SO_3), оксиды азота (NO_X). Если сгорание топлива прошло не полностью, то в атмосферу выбрасываются такие вредные вещества, как угарный газ (CO) и углеводороды.

Анализ существующего состояния котельных установок, сжигающих уголь, газ, мазут, показывает большой диапазон значений удельных выбросов загрязняющих веществ. Эти различия могут вытекать из влияния на работу котельной установки основных факторов:

1) паропроизводительность котельной установки;

2) сроки эксплуатации котлов (и, соответственно, их техническое состояние);

3) структура сжигаемого топлива;

4) качество сжигаемого топлива;

5) различные объемы внедренных мероприятий по подавлению образования оксидов азота (или их отсутствие);

6) техническое состояние золоулавливающей установки и степень очистки газов в них.

В таблицах 3.99 - 3.101 представлены данные по потреблению энергетических ресурсов, выбросам загрязняющих веществ, сточным водаи и отходам по процессу теплоснабжения, полученные по результатам опыта НПЗ

ПРОЕКТ DRAFT

Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.99 - Потребление энергетических ресурсов котельной

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Выработка тепла	Гкал	до 1509493	
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	2,1	38,9
Удельное потребление топлива	кг/Гкал	69,7	69,7

Таблица 3.100 - Выбросы в атмосферу с котельных установок

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, т	Минимальный выброс загрязняющего вещества, г/с	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с	Средний выброс загрязняющего вещества, г/с
Азота диоксид	Дымовые трубы	20,804	287,33	154
Азота оксид		127,99	1769,067	948
Серы диоксид		19,018	2679,847	1349
Углерода оксид		645,994	3258,72	1952

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.101 - Отходы котельной

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Шламы от осветления питьевой воды	G	1304973	1509493	10	3000	10	3000

ПРОЕКТ DRAFT

3.21.3.2 Топливоснабжение

В таблицы 3.102 представлены данные по процессу топливоснабжения, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.102 - Потребление энергетических ресурсов при организации процесса топливоснабжения

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Расход энергетических ресурсов в год
Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	До 1,64

3.22 Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом

3.22.1 Общие сведения о процессе

Все технологические установки, системы и виды деятельности нефтеперерабатывающего завода, как правило, функционируют комплексно, направленно на оптимизацию производства таким образом, чтобы оно было экономичным, устойчивым и приемлемым для общества. Это требует согласованного, хорошо управляемого подхода к выполнению и планированию всех мероприятий, которые могут повлиять на экологические показатели объекта.

Общая управленческая деятельность, связанная с окружающей средой, структурированы на следующие две категории.

1) Деятельность по управлению нефтеперерабатывающими заводами, включая инструменты управления окружающей средой и методы надлежащего ведения общезаводского хозяйства. В рамках этого раздела были включены такие мероприятия, как техническое обслуживание, очистка, надлежащее проектирование, планирование производства (включая запуски и остановки), обучение, системы контроля/управления технологическими процессами информационных систем и системы безопасности.

2) Управление коммунальными услугами на нефтеперерабатывающем заводе, не охватываемом другими разделами, такими как управление водными ресурсами, системы продувки, производство и распределение сжатого воздуха и системы распределения электроэнергии.

Деятельность по управлению НПЗ

Инструменты экологического менеджмента

Система экологического менеджмента - это система управления всеми видами деятельности (включая энергетику) на нефтеперерабатывающем заводе, которая представляет цель нефтеперерабатывающего завода в целом, обязанности сотрудников/руководства и процедуры, которые необходимо

ПРОЕКТ DRAFT

соблюдать. Внутренняя цель системы экологического менеджментазаключается в постоянном совершенствовании, при этом нефтеперерабатывающий завод учится, в частности, на собственном опыте эксплуатации, а также на опыте других.

Разработка системы экологического менеджмента началась с опоры на опыт, накопленный другими бизнес-параметрами. Довольно часто управленческая ответственность за окружающую среду возлагается на одного и того же человека с управленческой ответственностью за безопасность, здоровье, а иногда и качество. Экологическое управление также называется заботой об окружающей среде. В этом разделе подчеркивается важность хорошего ведения домашнего хозяйства и управления. Отмечается, что существуют системы для повышения производительности во многих областях, таких как безопасность, техническое обслуживание и качество продукции. Системы экологического менеджмента также были разработаны для улучшения работы нефтеперерабатывающих заводов в области охраны окружающей среды.

Поддержание чистоты

Хорошие методы ведения хозяйства относятся к правильному обращению с повседневными аспектами работы нефтеперерабатывающего завода. Многие ежедневные мероприятия на нефтеперерабатывающих заводах, осуществляемые в различных областях, таких как техническое обслуживание, очистка, разработка новых процессов и модификаций процессов, планирование производства (включая запуски, остановки), надзор/контроль за процессами информационных систем, а также обучение и безопасность, вероятно, окажут влияние на экологические показатели и должны надлежащим образом регулироваться в этом отношении. Другие европейские схемы регулирования, такие как Директива Совета 96/82/EC о контроле за опасностями крупных аварий, подчеркивают важность надлежащего ведения домашнего хозяйства и обязательства эффективно планировать и контролировать деятельность в рамках EMS нефтеперерабатывающего завода.

Очистка теплообменника

Теплообменники широко используются на нефтеперерабатывающих заводах для нагрева или охлаждения технологических потоков нефти. Теплообменники состоят из пучков труб, труб, пластинчатых змеевиков или паровых змеевиков, охватывающих нагревательную или охлаждающую воду, пар или масло для косвенной передачи тепла в технологический поток масла или из него. Пучки периодически очищаются, чтобы удалить скопления накипи, осадка и любых маслянистых отходов. Поэтому очистка теплообменника является одним из вопросов, имеющих особое значение для решения в рамках деятельности по управлению нефтеперерабатывающим заводом.

Управление коммунальными услугами

Управление энергией, включая управление паром и охлаждение, включено в пункты 3.20 и 3.21.

ПРОЕКТ DRAFT

Управление водными ресурсами

Вода используется на нефтеперерабатывающем заводе в качестве технологической воды, питания котлов, готовности к пожаротушению и охлаждающей воды, и они требуют надлежащего управления перед сбросом в окружающую среду. Кроме того, любые осадки, такие как дождевая вода (чистая или загрязненная), являются еще одним типом воды, который также следует учитывать. Кроме того, санитарные сточные воды, балластные воды и продувочные воды являются другими источниками сточных вод, которые могут потребовать очистки перед сбросом.

Генеральные планы водоснабжения обычно применяются на нефтеперерабатывающих заводах для оптимизации потребления воды. Инвентаризация водных ресурсов иногда очень помогает в управлении водными ресурсами, сопоставляя количество и качество сточных вод. Интеграция и управление водными ресурсами зависят от конфигурации нефтеперерабатывающего завода, качества сырой нефти и требуемого уровня обессоливания, стоимости питьевой воды, наличия дождевой воды и качества охлаждающей воды.

На нефтеперерабатывающем заводе имеется ряд стандартных технологических решений по очистке сточных вод/воды, а также ряд стандартных возможностей для сокращения и повторного использования воды. На большинстве нефтеперерабатывающих заводов некоторые из этих вариантов уже были в той или иной степени реализованы либо в первоначальном проекте, либо путем модернизации.

Дренаж воды применяется на любой промышленной площадке. Она включает в себя полную систему подачи пресной воды, дождевой воды, балластной воды, технологической воды, охлаждающей воды, а также сбор, хранение сточных вод и различные системы очистки сточных вод. Конструкция основана на местных факторах (осадки, приемные водные объекты и т.д.), сегрегации сточных вод, сокращении источников, подходе к первому потоку, гибкой маршрутизации и вариантах повторного использования.

Потоки рециркулированной технологической воды и охлаждающей воды часто очищаются вручную, чтобы предотвратить дальнейшее накопление загрязняющих веществ в потоке (система продувки).

Системы продувки/вентиляции

Большинство технологических установок и оборудования нефтеперерабатывающего завода расположены в сборном блоке, называемом системой продувки/выпуска. Эти системы обеспечивают безопасное обращение и утилизацию жидкостей и газов, а также отключение, очистку и аварийные ситуации. Системы продувки/вентиляции либо автоматически выводятся из технологических установок через клапаны сброса давления, либо вручную выводятся из установок. Часть или все содержимое оборудования также может быть очищено перед отключением перед нормальным или аварийным отключением. Системы продувки/вентиляции используют серию флэш-

ПРОЕКТ DRAFT

барабанов и конденсаторов для разделения продувки на ее паровые и жидкие компоненты.

Генерация сжатого воздуха

Сжатый воздух необходим в качестве полезного вещества на нефтеперерабатывающем заводе. Он обычно вырабатывается электрическими компрессорами и распределяется по всему нефтеперерабатывающему заводу.

Отопление труб

В настоящее время применяется паровое отопление (пар низкого давления), электрическое отопление или горячее масляное отопление линий, если это необходимо. Электрическое отопление обычно вызывает меньше коррозии и, следовательно, его легче обслуживать по сравнению с нагревом с использованием пара. Нагрев горячим маслом используется, когда необходимы высокие температуры.

3.22.2 Текущие уровни выбросов и потребления

Выбросы в ненормальных условиях

Случайные выбросы больших количеств загрязняющих веществ могут происходить в результате ненормальной работы на нефтеперерабатывающем заводе и потенциально представлять серьезную опасность для окружающей среды. Чрезвычайные ситуации обычно регулируются разрешением на нефтеперерабатывающий завод. Количественная оценка этих выбросов затруднена.

Запуск и остановка

Такие условия, как запуск и остановка, происходят довольно редко и обычно непродолжительны. Современные конструкции включают полностью автоматизированные безотказные системы пуска и останова с блокировками для обеспечения максимальной безопасности и сведения к минимуму рисков и выбросов. Запуск и остановка всего нефтеперерабатывающего завода или части установки может привести к значительным выбросам в атмосферу, в основном, ЛОС, SO, CO и твердые частицы. Отвод и очистные сооружения сточных вод такжемогут быть временно перегружены. Проектные и эксплуатационные ограничения нефтеперерабатывающего завода требуют безопасного и экологически приемлемого управления и удаления выбросов, сбросов и отходов в неблагоприятных условиях. Процедуры запуска и останова, а, следовательно, и выбросы и сбросы различаются в зависимости от типа агрегата и цели останова. Если необходимо только сбросить давление в конкретном агрегате и промыть тяжелые компоненты для временной остановки, выбросы будут намного меньше, чем если бы все оборудование необходимо было продуть, пропарить и заполнить воздухом, чтобы рабочие могли войти. Строгие меры безопасности и охраны здоровья являются нормальной практикой на современных нефтеперерабатывающих заводах. Не только персонал, но и подрядчики должны соблюдать эти процедуры. Тем не менее, иногда случаются несчастные случаи, и необходимо регулярно соблюдать меры предосторожности. Отключение или

ПРОЕКТ DRAFT

продувка также могут повлиять на соседние жилые дома (шум и световые факелы).

Очистка теплообменников

Пучки теплообменников периодически очищаются от накипи, шлама и любых маслянистых отходов. Поскольку хром практически исключен как добавка к охлаждающей воде , отходы, образующиеся при очистке пучков теплообменников, больше не составляют значительную часть опасных отходов, образующихся на нефтеперерабатывающих предприятиях. Образующийся шлам (нефть, металлы и взвешенные твердые частицы) может содержать свинец или хром, хотя некоторые нефтеперерабатывающие заводы, не производящие этилированный бензин и использующие нехромовые ингибиторы коррозии, обычно не образуют шлам, содержащий эти компоненты. При очистке теплообменника образуются также нефтесодержащие сточные воды. Выбросы ЛОС могут происходить во время этих процессов.

Управление коммунальными услугами

Управление водными ресурсами

Сточные воды с поверхности носят периодический характер и будут содержать компоненты от разливов на поверхность, утечек в оборудовании и любых материалов, которые могли скапливаться в стоках. К поверхностным стокам также относится вода, поступающая из водостоков с крыш резервуаров для хранения сырой нефти и нефтепродуктов.

Балластная вода важна для этих нефтеперерабатывающих заводов, которые имеют оборудование для приема сырой нефти или обслуживают крупные танкеры-продуктовозы или внутренние баржи. Балластная вода может иметь большой объем и содержание соли (морская вода) и сильно загрязнена нефтью. Это может легко привести к выходу из строя существующих систем очистки сточных вод. Таким образом, использование цистерн балластной воды является важным средством выравнивания для контролируемой подачи воды либо в систему технологической воды, либо в систему с постоянным нефтяным загрязнением, если ХПК ниже 100 ppm. Поскольку все больше и больше танкеров оснащается цистернами изолированного балласта, проблема балластной воды постепенно исчезает.

Вода, используемая в технологических операциях, также составляет значительную часть от общего количества сточных вод. Технологические сточные воды образуются в результате обессоливания сырой нефти, операций по отгонке пара, охлаждения сальника насоса, дренажа орошения барабана фракционирования продукта и продувки котла. Поскольку технологическая вода часто вступает в прямой контакт с маслом, она обычно загрязнена и требует соответствующей обработки перед повторным использованием или сливом.

Использование воды зависит как от цели, так и от сложности нефтеперерабатывающего завода. Хотя обычно есть возможности сэкономить на использовании воды, возможности для значительного сокращения на существующих нефтеперерабатывающих заводах иногда ограничены.

ПРОЕКТ DRAFT

Системы продувки

Газообразный компонент системы продувки обычно содержит углеводороды, сероводород, аммиак, меркаптаны, растворители и другие вещества и либо выбрасывается непосредственно в атмосферу, либо сжигается на факеле. Основными выбросами в атмосферу от систем продувки являются углеводороды в случае прямою выброса в атмосферу и оксиды серы при сжигании на факеле. Жидкость обычно состоит из смесей воды и углеводородов, содержащих сульфиды, аммиак и другие загрязнители, которые направляются на очистные сооружения.

Продувка уплотнительною барабана создает сток 1-2 м/ч и в 10 раз больше в случае аварии, со следующим составом (анализ гидрозатвора после, например, запуска висбрекинга).

3.23 Утилизация тепла дымовых газов

3.23.1 Общие сведения о процессе

Утилизация тепла дымовых газов входит в состав процессов глубокой переработки нефти и предназначена для использования тепла вторичных энергоресурсов, имеющихся на установках в виде горячих дымовых газов с температурой от 440 °С до 600 °С.

В процессе нормальной эксплуатации установок утилизации тепла дымовых газов вырабатывается пар давлением 12 кгс/см^2, который используется для технологические нужды.

В составустановок утилизации тепла дымовых газов входят:

1) блок утилизации дымовых газов регенератора;
2) блок утилизации дымовых газов печей;
3) блок подготовки питательной воды и конденсата;
4) дымовая труба.

Блок утилизации дымовых газов регенератора предназначен для использования физического тепла дымовых газов регенерации катализатора с температурой до 600 °С, что позволяет вырабатывать пар давлением 12 кгс/см^2. Дымовые газы являются продуктом горения кокса в процессе регенерации катализатора в регенераторах. Утилизация тепла дымовых газов регенератора является неотъемлемой частью современных установок каталитического крекинга и позволяет значительно увеличить топливно-энергетический КПД установки.

Блок утилизации тепла дымовых газов печей предназначен для использования физического тепла дымовых газов печей. Дымовые газы являются продуктом горения топлива в технологических печахи содержат физическое тепло, при утилизации (охлаждении газов) которого с температуры 440 °С до температуры 190 °С вырабатывается пар давлением 12 кгс/см^2.

ПРОЕКТ DRAFT

Блок водоподготовки предназначен для подготовки питательной воды из блока очистки воды для котла-утилизатора дымовых газов. Блок водоподготовки включает в себя:

1) деаэрационный узел;
2) насосную станцию;
3) теплообменники.

Получаемые продукты:

1) пар давлением 12 кгс/см^2 с котла-утилизатора П-401 в количестве до 50 т/ч;

2) пар давлением 12 кгс/см^2 с котла-утилизатора П-402/1 в количестве до 17,3 т/ч.

Химическое и физическое тепло дымовых газов регенератора утилизируется в специальном котле-утилизаторе, позволяющем дожигать окись углерода.

Исходным сырьем является Хим. установок утилизации тепла дымовых газов очищенная вода, питательная вода, котловая вода, пар насыщенный которые предназначаются для ведения водно-химического режима котлов-утилизаторов и для технологических нужд установок НПЗ.

3.23.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.103 - 3.105 представлены данные по установкам утилизации тепла дымовых газов, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК (в частности ТОО «ПНХЗ» – Комбинированная установка глубокой переработки мазута КТ-1 и иное вспомогательное оборудование установок НПЗ (котлы – утилизаторы, теплообменное оборудование).

Таблица 3.103 - Потребление энергетических ресурсов установок утилизации тепла дымовых газов

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,081	0,001
Удельное потребление топлива (газообразное топливо)	м^3/ч	2000	120

ПРОЕКТ ДРАФТ

Таблица 3.104 - Выбросы в процессах гидроочистки бензина каталитического крекинга

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, $мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, $мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Дымовая труба	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		Нет данных	Нет данных	Нет данных
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		Нет данных	Нет данных	Нет данных

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.105 - Отходы от процессов гидроочистки бензина каталитического крекинга

Наименование отхода	Условия (метод) и место захоронения, обезвреживание, утилизации	Максимальное кол-во (т/год)
Отходы теплоизоляции	Захоронение на накопителе твердых отходов	50
Отходы Резинотехническихизделий	Передача специализированному предприятию	0,5
Использованные асбестовые материалы, содержащие пыль, волокна	Реагентное хозяйство с последующей отправкой на переработку	0,1

ПРОЕКТ DRAFT

3.24 Комбинированные / комплексные установки НПЗ

3.24.1 Комбинированная установка ЭЛОУ АТ

3.24.1.1 Общие сведения о процессе

Комбинированная установка ЭЛОУ АТ включает в себя следующие процессы

- обезвоживания и обессоливание нефти, описанные в п.п. 3.1
- первичная переработка нефти, описанные в п.п. 3.2.1

3.24.1.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.106 - 3.108 представлены данные по комбинированной установка ЭЛОУ АТ, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.106 - Потребление энергетических ресурсов установки ЭЛОУ АТ

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	6000000	2000000
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	41,042	6,311
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,041	0,004
Удельное потребление топлива	т/т	0,04*	0,021*
Охлаждающая вода	т/т	-	-
Оборотная вода	т/т	-	-
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

Таблица 3.107 - Выбросы установки ЭЛОУ-АТ

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	6,00	65,011	35
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		2,995	63,00	32
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		2,00	516,785	259

ПРОЕКТ DRAFT

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, (мг/Нм^3)
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		4,00	39	21

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.108 - Отходы установки ЭЛОУ -АТ

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	**макс**	**мин**	**макс**	**мин**	**макс**
Нефтешламы	A	2000000	5340281	17807	20624	17807	20624
Ил очистки сточных вод	A	2000000	5340281	63,99	728,07	63,99	728,07
Галогеннесодержащие фильтрационные пластины, использованные адсорбенты, обтирочные ткани, защитная одежда	G	2200000	5340281	10,31	201,511	10,31	201,511
Использованные катализаторы	G	2000000	5340281	36,31	43,351	36,31	43,351

ПРОЕКТ DRAFT

3.24.2 Комбинированная установка ЭЛОУ-АВТ

3.24.2.1 Общие сведения о процессе

Комбинированная установка ЭЛОУ АВТ включает в себя следующие процессы

- обезвоживания и обессоливание нефти, описанные в разделе 3.1
- первичная переработка нефти, описанные в пункте 3.2.1.

3.24.2.2 Комплексные установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (газового конденсата), (ЭЛОУ-АВТ)

Наиболее распространенной установкой первичной перегонки нефти на НПЗ является комплексная установка ЭЛОУ-АВТ. Принципиальная схема приведена на рисунке 3.69.

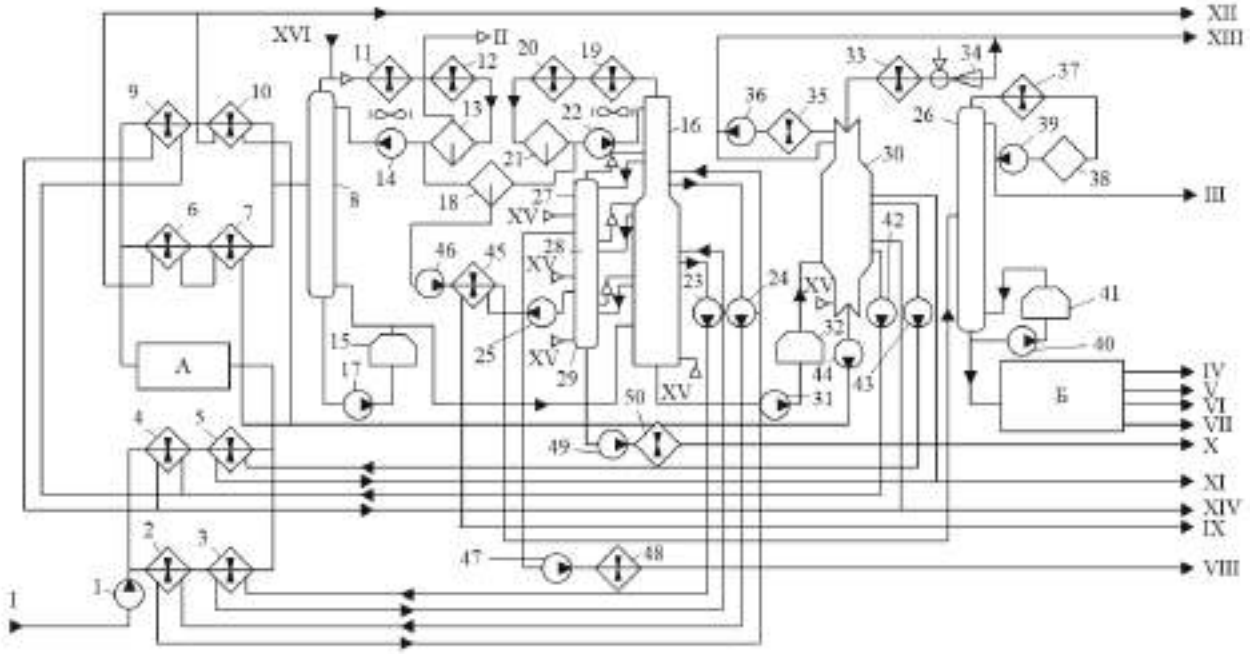


Рисунок 3.69 - Принципиальная схема установки ЭЛОУ-АВТ

Сырая нефть на секцию ЭЛОУ-АВТ подается насосами сырьевого парка и параллельными потоками проходит блок рекуперативного теплообмена, где нагревается за счет тепла продуктовых потоков и циркуляционных орошений.

После блока теплообмена потоки сырой нефти смешиваются для усреднения температуры и одним потоком направляются на блок ЭЛОУ. Для увеличения эффективности процесса обессоливания и обезвоживания нефти в линию сырой нефти предусмотрена подача деэмульгатора.

Обезвоженная и обессоленная нефть, нагретая до температуры 220, поступает в середину отбензинивающей колонны 8. С верха колонны 8 выходят пары бензиновой фракции и углеводородные газы. К ним добавляется ингибитор коррозии, после чего они поступают в аппарат воздушного охлаждения (АВО)

11, далее в холодильник 12 и сепаратор 13.С верха из сепаратора уходят углеводородные газы. Внизу - бензиновая фракция, часть которой насосом 14 возвращается вверх колоны 8 в виде орошения, а часть направляется в емкость 18.

Отбензиненная нефть с низа колоны 8 насосом 17 подается в печь 15, после чего часть возвращается вниз колоны 8 в виде горячей струи, а часть подается в низ основной атмосферной колонны 16. Также в нижнюю часть основной атмосферной колонны для снижения парциального давления нефтепродуктов подается водяной пар (под нижнюю тарелку). С верха уходят пары бензиновой фракции, которая проходит АВО 19, холодильник 20 и собирается в емкости 21, из которой она частично насосом 22 возвращается в колонну 16, а частично подается в емкость 18. Из емкости 18 насосом 46 подается в теплообменник 45, в котором нагревается за счет тепла легкой дизельной фракции. Далее поступает в стабилизационную колонну 26. С верха колонны 26 уходит головка стабилизации, которая проходит холодильник 37 и собирается в емкости 38, откуда насосом 39 частично возвращается в верхнюю часть колонны 26 в виде орошения, а балансовое количество выводится из установки. С низа колонны 26 уходит стабильный бензин, часть которого насосом 40 подается в печь 41 и подается в виде горячей струи в низ колонны 26, а балансовое количество подается на блок вторичной перегонки бензина, откуда уходят узкие бензиновые фракции.

Из колонны 16 отбираются 3 боковых погона в выносных колоннах 27,28,29: верхний - керосиновая фракция, средний - легкая дизельная фракция, нижний - тяжелая дизельная фракция. Под нижнюю тарелку каждой колонны подается водяной пар. Керосиновая фракция из колонны 27 насосом 47 прокачивается через холодильник 48 и выводится с установки. Легкая дизельная фракция из колонны 29 насосом 25 прокачивается через теплообменник 45, в котором охлаждается, нагревая нестабильный бензин, после чего выводится с установки. Тяжелая дизельная фракция насосом 49 прокачивается через холодильник 50 и выводится с установки.

Остаток атмосферной перегонки - мазут насосом 31 подается в печь 32, затем в нижнюю часть вакуумной колонны 30, под нижнюю тарелку которой подается водяной пар. С верха 30 выходят водяные пары, газы разложения, воздух и некоторое количество нефтепродукта (дизельной фракции), которые поступают в конденсатор 33. Не сконденсировавшиеся газы отсасываются многоступенчатым эжектором 34. Верхнее циркуляционное орошение через холодильник 35 насосом 36 частично возвращается в верхнюю часть колоны 30, а балансовое количество выводится с установки (дизельная фракция). Среднее циркуляционное орошение насосом 43 частично подогревает нефть в теплообменнике 5 и возвращается в колонну 30, а балансовое количество выводится с установки (фракция 350-500 °С). Нижнее циркуляционное орошение насосом 42 прокачивается через теплообменники 4 и 9 и возвращается в колонну 30, а балансовое количество выводится с установки (вакуумный газойль).

PROJECT DRAFT

Остаток вакуумной перегонки - гудрон насосом 44 прокачивается через теплообменники 6,7,10 и выводится с установки.

Основные продукты комплексной установки ЭЛОУ-АВТ приведены в таблице 3.109.

Таблица 3.109 - Продукты ЭЛОУ-АВТ

Наименование	Направление использования
Нестабильная прямогонная бензиновая фракция (нафта) НК-150 °С	В блок стабилизации нафты
Керосин для технических целей	В товарный парк керосина
Вакуумный газойль	В товарный парк дизельного топлива.
Топливо печное бытовое	В парк дизельного топлива
Топливо нефтяное - мазут (котельное топливо)	В парк котельного топлива
Углеводородный газ	В топливную сеть

3.24.2.3 Комплексные установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (газового конденсата) с блоком вторичной перегонки дистиллятных фракций

Дистилляты, вырабатываемые на АВТ (кроме топлива ТС-1 или осветительного керосина), подвергают дальнейшей переработке. Она может заключаться в их вторичной перегонке на узкие фракции, очистке от вредных примесей либо в облагораживании химического состава с целью придания дистиллятам определенных свойств. Возможные варианты дальнейшего облагораживания дистиллятов зависят от качества перерабатываемой нефти (малосернистая или сернистая, легкая или тяжелая, мало- или высокопарафинистая, высокоароматизованная и т.д.

Бензин, получаемый из нефти на АВТ, подвергают стабилизации (удалению газов) и разделяют на фракции в соответствии с их дальнейшей переработкой.

С целью дальнейшего получения компонента высокооктанового бензина при вторичной перегонке отгоняют легкую фракцию (до 8 °С), а широкую 85-180 °С (или 90-160 °С) направляют на риформинг. Иногда фракцию НК-85°С разгоняют на две - головную (НК-62 °С), направляемую далее на изомеризацию с получением изо-пентана. (рисунок 3.70).

ПРОЕКТ ДР

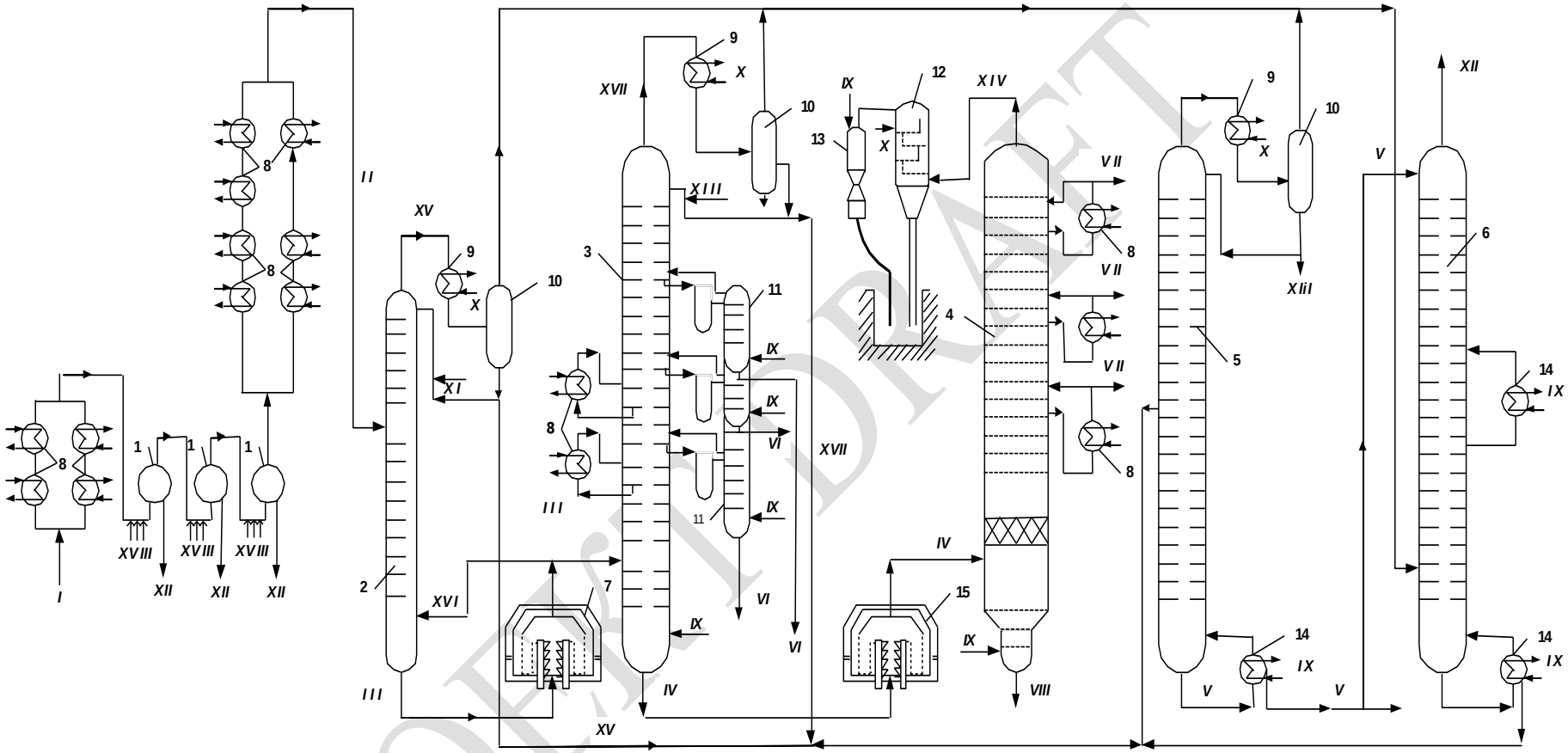


Рисунок 3.70 - Принципиальная схема установки АВТ с блоком вторичной перегонки бензиновых фракций

ПРОЕКТ

Индивидуальныеароматическиеуглеводородыполучаютриформированием фракций 62-85 °С, 85-120 °С и 120-140 °С, концентратов углеводородов C_6, C_7 и C_8соответственно. Это так называемые бензольная, толуольная и ксилольная фракции, из которых получают соответственно бензол, толуол, ксилолы (БТК или ВТХ). Для нефти типа западносибирской выход фракций (в % масс.) на бензин (НК-180 °С) составляет: головная фракция НК-62 °С - 10,6; фракция 62-85 °С - 14,4; фракция 85-120 °С - 23,5; фракция 120-140 °С - 17,5; остаток 140-180 °С - 34,0. В каждой колонне установки (или секции) вторичной перегонки бензина по 60 тарелок, температура верха 80-105 °С, давление 0,18-1,28 МПа.

3.24.2.4 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.110 - 3.112 представлены данные по комбинированной установка ЭЛОУ-АВТ, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК. (в частности ТОО «АНПЗ» и ТОО «СП «CASPI BITUM» - Установка ЭЛОУ-АВТ).

Таблица 3.110 - Потребление энергетических ресурсов установки ЭЛОУ-АВТ

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	501 612	3 300 000
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	7,2	9,438
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,01	0,025
Удельное потребление топлива	т/т	0,001*	0,015*
Оборотная вода	т/т	0,0003	3,78
* - Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.111 - Выбросы установки ЭЛОУ-АВТ

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	1,339	9,68	5
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,929	59,59	30
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		3,342	18,265	18
Углерод оксид Окись углерода, Угарный газ)		2,189	21,206	21

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.112 - Отходы установки ЭЛОУ-АВТ

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешламы	А	501612	3300000	14	500	0	0

ПРОЕКТ DRAFT

3.24.3 Комбинированная установка ЛК-6У

3.24.3.1 Общие сведения о комбинированной установке ЛК-6У

Комбинированные установки ЛК-6У эксплуатируются на 2 НПЗ РК ПНХЗ и ПКОП.

В состав ЛК-6У входят:

Секция 100, ЭЛОУ – АТ

Секция 200/1,200/2. Гидроочистка нафты и каталитический риформинг

Секция 300/1, 300/2. Гидроочистка и гидродепарафинизация дизельного топлива и керосина

Секция 400, ГФУ

Секция 100, ЭЛОУ-АТ, является головной в комбинированной установке ЛК–6У и предназначена для переработки:

- смеси Западно-Сибирских и Башкирской нефтей;
- Кумкольской нефти;
- смеси Западно-Сибирских и Кумкольской нефтей.

В результате технологического процесса получаются нефтяные фракции, которые используются в качестве товарной продукции или сырья смежных секций установки ЛК-6У и других комплексов предприятия.

Процесс проводится с помощью физико-химических методов: обессоливания, обезвоживания, ректификации и теплообмена.

Секция 100 состоит из двух блоков:

- блока ЭЛОУ, предназначенного для электрообессоливания, обезвоживания, поступающей на переработку нефти;
- блока АТ, на котором осуществляется разделение нефти на фракции.

Секция 200/1 Гидроочистка нафты установки ЛК-6У предназначена для снижения содержания сернистых, азотистых, кислородсодержащих, металлоорганических и непредельных соединений в сырьевой смеси бензиновых фракций путем каталитических превращений и получения стабильного гидрогенизата, который направляется на дальнейшее разделение на установку сплиттера нафты тит. B300S.

Производительность секции 200/1 Гидроочистка нафты составляет 1,24 млн т/год по сырью (204,4 $м^3$/ч).

Сырьем секции 200/1 является:

1) прямогонный бензин (нафта) секции С-100 комплекса ЛК-6У,
2) газовый бензин газофракционирующей установки (ГФУ) секции С-400 комплекса ЛК-6У,
3) бензин гидроочистки вакуумного газойля (ГО ВГО),
4) стабильный бензин установки гидроочистки дизельного топлива (ГО ДТ) секции С-300/1 комплекса ЛК-6У,
5) бензина коксования.

Подпиточный водородсодержащий газ (ВСГ) поступает в блок гидроочистки бензина секции С-200/1 из секции ГО керосина С-300/2

ПРОЕКТ DRAFT

каталитического риформинга. Схемой так же предусмотрена возможность работы блока с подачей подпиточного ВСГ из сети предприятия.

Режим работы секции – непрерывный.

Количество часов работы – 8400 часов в год.

Межрегенерационный цикл работы катализатора – 48 месяцев.

Диапазон устойчивой работы секции 200/1 составляет 50÷100 % от номинальной производительности.

Секция 200/2 Каталитический риформинг установки ЛК-6У предназначена для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов и технического водорода, в результате каталитических превращений тяжелой нафты, поступающей с куба сплиттера нафты B300S-K-502 комбинированной установки изомеризации и сплиттера нафты (A100/B300S).

Водородсодержащий газ (технический водород) используется далее в качестве сырья установки производства водорода или в процессах гидроочистки топлив.

Проектная производительность секции составляет 1000 тыс. т/год.

Секция 300/1 гидроочистки дизельного топлива комплекса ЛК-6У предназначена для получения компонента товарного дизельного топлива с пониженным содержанием сернистых и азотистых соединений, соответствующего классу 5 ТР ТС 013/2011.

Сырьем секции 300/1 является:

- прямогонное дизельное топливо секции С-100 ЛК-6У;
- дизельное топливо гидроочистки вакуумного газойля;
- легкий газойль каталитического крекинга установки КТ-1;
- легкий газойль коксования;
- бензин коксования.

Производительность секции равняется 2,3 млн т/год по сырью (320 $м^3$/ч).

Режим работы секции – непрерывный.

Количество часов работы – 8400 ч/год.

Межрегенерационный цикл работы катализатора – 48 месяцев.

Диапазон устойчивой секции составляет 50÷100 % от номинальной производитель-ности.

Секция С-300/2 – секция гидроочистки керосина - предназначена для очистки пря-могонной керосиновой фракции секции 100 установки ЛК-6У (ЭЛОУ-АТ) от серо-, азот-, кислородсодержащих соединений с целью достижения качества топлива ТС-1, Джет А-1, соответствующего требованиям технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 013/2011.

Основным продуктом секции является гидроочищенный керосин, который направ-ляется в товарное производство.

Побочными продуктами являются:

1) нестабильная нафта, используемая в качестве компонента бензина;

2) кислый газ, используемый после очистки в качестве топлива печей ЛК-6У;

PROJECT DRAFT

3) ВСГ, который направляется на секцию С-200/1.

Производительность секции гидроочистки керосина С-300/2 составляет 364,5 тыс. т/год по сырью (55 $м^3$/ч).

Режим работы секции – непрерывный, круглосуточный.

Количество часов работы – 8400 часов в год.

Межрегенерационный цикл работы катализатора – 48 месяцев.

Диапазон устойчивой работы секции 300/2 составляет 50÷100 % от номинальной производительности.

Секция 400 (установка газофракционирования предельных углеводородов) входит в состав комбинированной установки ЛК-6У и предназначена для получения сжиженных углеводородных газов коммунально-бытового и технического назначения, сырья для нефтехимических производств и компонентов автомобильных бензинов путем переработки нестабильных головок первичной переработки нефти, установки гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива и каталитического риформинга.

Предусмотрено два варианта работы установки:

I вариант – получение пропановой и изобутановой фракций, фракции н-бутана, фракции C_5 и выше;

II вариант – получение смеси пропана и бутана технических (СПБТ), бутана технического, изопентана, фракции C_5 и выше.

Установка введена в эксплуатацию в 1978 году.

Мощность установки – 450000 т в год по сырью.

3.24.3.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.113 - 3.115 представлены данные по комбинированной установка ЛК-6У), полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетирования НПЗ РК.

Таблица 3.113 - Потребление энергетических ресурсов установки ЛК-6У

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
Переработка сырья	т/год	5 400 746	4 493 312
Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	30,134	18,539
Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0825	0,0688
Удельное потребление топлива	т/т	0,04[1)]	0,03[1)]
Охлаждающая вода	т/т	-	-
Оборотная вода	т/т	-	-
[1)] Удельное потребление топлива зависит от множества критериев, в том числе необходимо учитывать возможности НПЗ по выработке более калорийного топлива. Также необходимо рассматривать СТ РК 3520.			

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.114 - Выбросы комбинированной установки ЛК-6У

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Источник образования выбросов	Минимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Максимальная концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)	Средняя концентрация загрязняющего вещества выбросов, ($мг/Нм^3$)
Азот (II) оксид (Азота оксид)	Технологические печи	8,942	198,13	103
Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		3,1	184,375	93
Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		20,51	271,924	92
Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		1,2	184,739	184

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.115 - Отходы комбинированной установки ЛК-6У

Наименование отхода	Уровень опасности	Объем производства, т/год		Объем образования отходов, т/год		Объем размещения отходов, т/год	
		мин	макс	мин	макс	мин	макс
Нефтешламы	A	4493312	5400746	389,2	616	389,2	616
Использованные катализаторы	G	4493312	5400746	290	350	290	350

ПРОЕКТ DRAFT

3.25 Методы снижения выбросов

3.25.1 Общие сведения о процессе

Методы предотвращения загрязнения атмосферы выбросами токсичных веществ разделяются на предупреждающие и «на конце трубы». Количество веществ, образующееся в результате сгорания топлива - оксиды азота, углерода - можно сокращать за счет модернизации конструкции печей, обращая внимание не только на их энергоэффективность, но и на предотвращение образования некоторого количества перечисленных токсикантов. Другой способ предотвращения их образования - регулирование процесса горения, в том числе за счет мониторинга отходящих газов. Даже если могут внедряться некоторые предупреждающие технологии или первичные меры, загрязняющие вещества, такие как NOx, твердые частицы, H_2S, SO_2, другие серные соединения и летучие органические соединения, как правило, удаляются технологиями «на конце трубы». Одной из самых распространенных общеобъектовых систем очистки выбросов на НПЗ является борьба с H_2S. Эти системы обычно содержат систему аминовой очистки и установку сероочистки для преобразования H_2S в серу (процесс Клауса), которая является побочным продуктом нефтепереработки.

Факельные установки - другой метод, используемый на НПЗ для охраны окружающей среды от нештатных загрязнений атмосферы выбросами.

Факельная установка предназначена для утилизации горючих паров или газов, также используется для сброса и последующего сжигания углеводородов, получаемых при нарушении технологического режима.

Факельные установки бывают: общезаводские, в которых сжигают близкие по составу газовые выбросы (например, углеводороды) с различных производств предприятия, и специальные (в составе отдельных технологических установок или производств).

Существует 2 основных вида конструкции факельных установок - это факельные установки закрытого и открытого типа.

Открытая факельная система, как правило, подразумевает прямолинейный проход газа через факельный ствол, установленный вертикально и имеющий высоту не менее 4 м.

Закрытые факельные системы (называемые также наземными факелами, факелами для густонаселенных районов или «факелами термического окисления») изготавливаются мобильными (на трейлерах), на треногах, горизонтальными и редко - высотными. Закрытые факельные установки получили еще одно название: «наземные».

Горизонтальные факельные установки предназначены для бездымной утилизации постоянных, аварийных и периодических факельных сбросов.

В связи с тем, что нефтеперерабатывающие заводы часто расположены недалеко от населенных пунктов или непосредственно в населенных пунктах, то на НПЗ, как правило, применяются закрытые факелы.

Преимущества закрытых факельных систем:

ПРОЕКТ DRAFT

1) отсутствие дыма, пара, видимого пламени, запаха;
2) низкий уровень шума;
3) небольшие и контролируемые выбросы;
4) отсутствие теплового шлейфа;
5) простая система управления с легким доступом ко всем управляющим органам;
6) удобство обслуживания всех узлов с земли (например, дежурные горелки могут быть сняты без остановки всей системы);
7) отсутствие теплового излучения (нет необходимости сооружать специальный тепловой экран);
8) безопасное и надежное уничтожение любых жидких и газообразных отходов. Закрытая факельная система может быть оснащена одной из двух типов систем
9) утилизации тепла: это может быть предварительный нагрев (через теплообменник) потока холодных отходов с целью более эффективного их сжигания или котел для получения водяного пара.

Если рекуперативная энергия на данном объекте может быть использована, то при проектировании есть смысл рассматривать вопрос о применении и той и другой системы утилизации.

3.25.2 Текущие уровни выбросов и потребления

В таблицах 3.116 - 3.118 представлены данные от факельных установок, полученные по результатам опыта НПЗ Российской Федерации и Евразийского союза, а также анкетированием НПЗ РК

Таблица 3.116 - Потребление энергетических ресурсов факельными установками

Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	36,9	567,2
Удельное потребление пара	Гкал	0,0018	2,5
Охлаждающая вода	$м^3$/т	0,003	0,004
Удельное потребление топлива	т.у.т.	0,023	0,12

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.117 - Средние значения выбросов загрязняющих веществ факельных установок

Наименование загрязняющего вещества выбросов	Годовая масса выбросов загрязняющего вещества, т	Минимальный выброс загрязняющего вещества, г/с	Максимальный выброс загрязняющего вещества выбросов, г/с	Средний выброс загрязняющего вещества, г/с
Азота оксид	0,23 - 34,4	0,007	2,6	5,05
Азота диоксид	1,01 - 211,8	0,03	104,6	52,3
Серы диоксид	0,05 - 5774,9	0,052	272,1	-
Углерода оксид	12 - 1764,8	0,38	697,28	348,83

Сточные воды очищаются на централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса, см. пункт 3.27 настоящего раздела.

Таблица 3.118 - Отходы факельных установок

Наименование отхода	Класс опасности отхода для ОС	Масса образования отхода в референт-ном году, т	Наименование способа утилизации (вторичное использование) или обезвреживания отхода
Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	3	20	Переработка
Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти и нефтепродуктов 15 % и более)	3	0,4 - 4	Переработка
Отходы минеральных масел турбинных	3	0,07 - 8,3	Вторичное использование
Масла индустриальные отработанные	3	8,3	Вторичное использование

ПРОЕКТ DRAFT

3.26 Очистка сточных вод

Сточные воды содержат охлаждающую воду, технологическую воду, воду от бытового использования и ливневые воды. Количество сточных вод генерируется, а их характеристики зависят от технологической конфигурации НПЗ. Характеристики могут меняться с течением времени и могут изменяться от одного объекта к другому, в зависимости от сложностей НПЗ, изменений исходного сырья, интеграции с нефтехимическими комплексами и т.д.

Сточные воды обычно очищаются на локальных и централизованных системах очистки сточных вод и затем выпускаются в места сброса. Вода и потоки продувки из нефтеперерабатывающих установок могут стать загрязненными растворенными газами, растворенными и эмульгированными углеводородами и взвешенными частицами. Почти все процессы НПЗ потребляют пар для интенсификации процессов дистилляции и разделения. Это приводит к образованию кислых потоков воды (конденсатов), которые содержат аммиак, сероводород и углеводороды. Эти воды должны быть очищены перед канализированием или повторным использованием в качестве промывочной воды.

В зависимости от преобладающего климата, ливневые и дождевые воды могут также образовывать на НПЗ значительные потоки, которые необходимо очищать. Дождевая вода также может приходить в контакт с возможными поверхностями, загрязненными нефтепродуктами (поверхностные сточные воды). Кроме того, коммунальные сточные воды, сбросы из охлаждающих систем и пожарная вода являются источниками загрязненных вод, которые необходимо контролировать и направлять либо на очистку, и/или возможное повторное использование. Основные показатели загрязненности сточных вод перечислены в разделе 1.6.3.

Наибольшую опасность представляют сточные воды электрообессоливающих установок (ЭЛОУ), содержащие до 30-40 г/л нефтепродуктов, до 15 г/л хлоридов; их высокая минерализация препятствует их использованию в оборотном водоснабжении. Остальные виды сточных вод НПЗ содержат нефтепродукты (от нескольких до сотен миллиграммов на 1 л), сероводород, аммиак, меркаптаны, сульфиды, фенолы. БПК колеблется от 100 до 850 мг(О)/дм^3, ХПК - от 150 до 1700 мг(О)/дм^3. Периодически образуются сернисто-щелочные сточные воды, нуждающиеся в специальной очистке. Кроме того, на очистные сооружения заводов часто подаются хозяйственно-бытовые сточные воды от завода и жилых массивов.

3.26.1 Методы очистки сточных вод

Сточные воды НПЗ имеют различные источники образования (см. таблицу 1.17 раздела 1.6.3) в зависимости от которых обусловлен их состав. К производственным сточным водам присоединяются и ливневые воды с площадок

PROJECT DRAFT

технологических установок. Характеристика сточных вод по группам типового НПЗ представлена в таблице 3.119.

Таблица 3.119 - Характеристика сточных вод типового НПЗ

Виды сточных вод	Концентрация веществ, мг/л				
	Фенол	Взвешенные в-ва	Нефте продукты	Сульфиды	Сухой остаток
Нефтесодержащие нейтральные	-	100 - 300	1000 - 8000	-	700 - 1500
Солесодержащие (стоки ЭЛОУ)	10 - 20	300 - 800	1000 - 10000	30000 - 40000	30000 - 40000
Сернисто-щелочные	6000 - 12000	300	8000 - 14000	30000 - 50000	-
Кислые	-	-	2500	-	-

На нефтеперерабатывающих заводах предусматриваются две основные системы:

I система - для отведения и очистки нефтесодержащих нейтральных производственных и производственно-ливневых сточных вод.

II система - для отведения и очистки производственных сточных вод, содержащих нефть, нефтепродукты и нефтяные эмульсии, соли, реагенты и другие органические и неорганические вещества.

Сточные воды проходят на очистных сооружениях заводов очистку по схеме: песколовка - нефтеловушка - первичные радиальные отстойники - флотаторы - аэротенки -вторичные радиальные отстойники - флотаторы доочистки - буферный пруд -сбросной коллектор - пруды-накопители (пруды-испарители).

Для очистки сточных вод НПЗ в зависимости от загрязненности и требований к качеству очищаемой воды используют схему очистки, включающую в себя три основные стадии очистки:

1) механическая очистка от грубодисперсных примесей;

2) физико-химическая очистка от коллоидных частиц;

3) биологическая очистка от органических растворенных примесей.

Механическая очистка является одним из основных и самым распространенным методом обработки сточных вод нефтеперерабатывающих заводов. Она применяется для выделения нерастворенных примесей. Механическую очистку осуществляют в песколовках, отстойниках, гидроциклонах, центрифугах, флотаторах и фильтрах.

Эмульгированные нефтепродукты и взвешенные вещества удаляют фильтрацией на кварцевом песке, дробленом антраците и т.д. Воздушная флотация обеспечивает удаление из сточных вод эмульгированных веществ и коллоидных частиц размером менее 150 мкм.

PROJECT DRAFT

Механическая очистка сточных вод из бытовых стоков выделяет 60-70 % нерастворимых примесей, а из промышленных до 95 %. Схема механической очистки ливневых стоков представлена на рисунке 3.71.

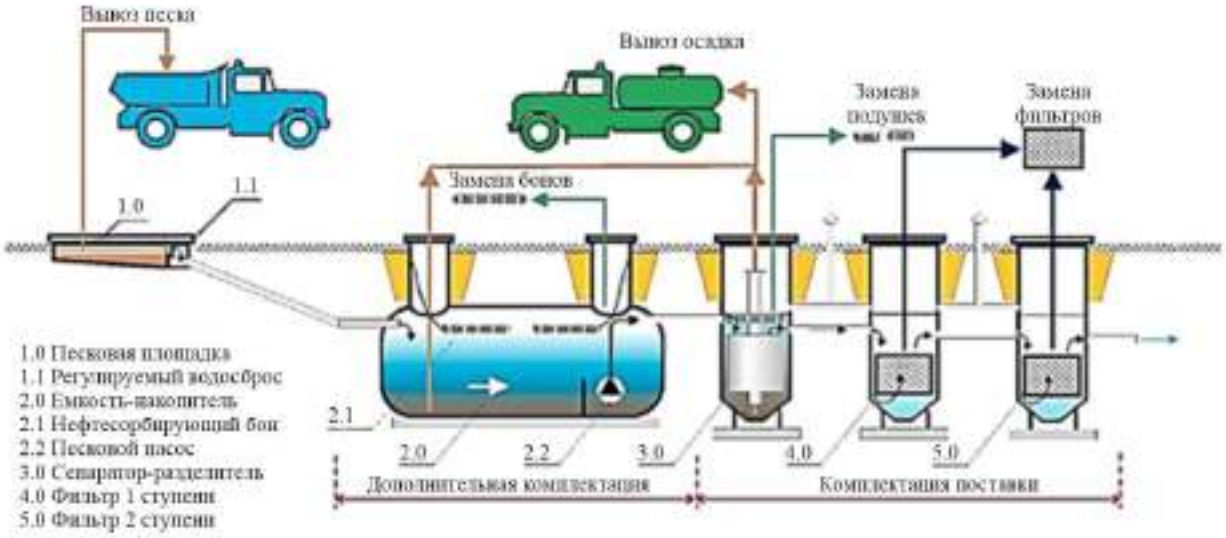


Рисунок 3.71 - Схема механической очистки ливневых стоков

Физико-химические методы применяют для очистки нефтесодержащих сточных вод от коллоидных и растворенных загрязнений, количество которых в воде после сооружений механической очистки остается практически неизменным.

Наиболее часто применяются такие физико-химические методы, как коагуляция, электрокоагуляция, флокуляция и сорбция.

Адсорбция широко применяется для удаления из сточных вод органических веществ, трудно поддающихся бактериальной атаке. Активированный уголь является наиболее распространенным промышленным адсорбентом. Он селективно адсорбирует хлоруглеводороды, красители, фенолы, нитропроизводные и т.д. Схема устройства для очистки сточных вод представлена на рисунке 3.72.

ПРОЕКТ ДЛ

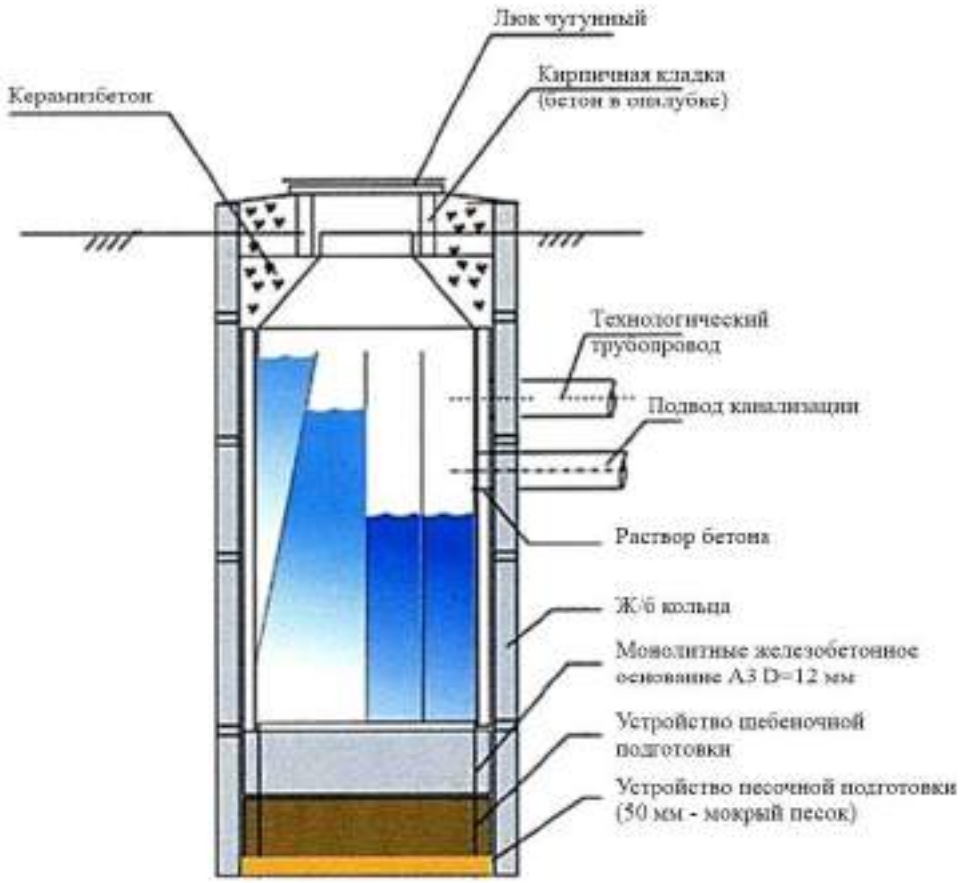


Рисунок 3.72 - Схема устройства для очистки сточных вод

Биохимическая очистка является одним из основных методов очистки сточных вод НПЗ как перед сбросом, так и перед повторным использованием в системах оборотного водоснабжения. Биохимические методы основываются на естественных процессах жизнедеятельности гетеротрофных микроорганизмов. Микроорганизмы способны использовать углеводороды разных классов простого и сложного строения.

При биологической очистке растворенные органические вещества подвергаются с помощью микроорганизмов биологическому распаду в присутствии кислорода (аэробный процесс) или же в отсутствие кислорода (анаэробный).

Аэробный способ очистки вод на НПЗ является самым распространенным. Для очистки используются аэротенки, в которые поступает кислород и насыщает воду.

Аэротенк работает вместе с вторичным осветлителем. Происходит процесс окисления микроорганизмами органических веществ, для которого созданы благоприятные условия в биореакторе (рисунок 3.73).

ПРОЕКТ

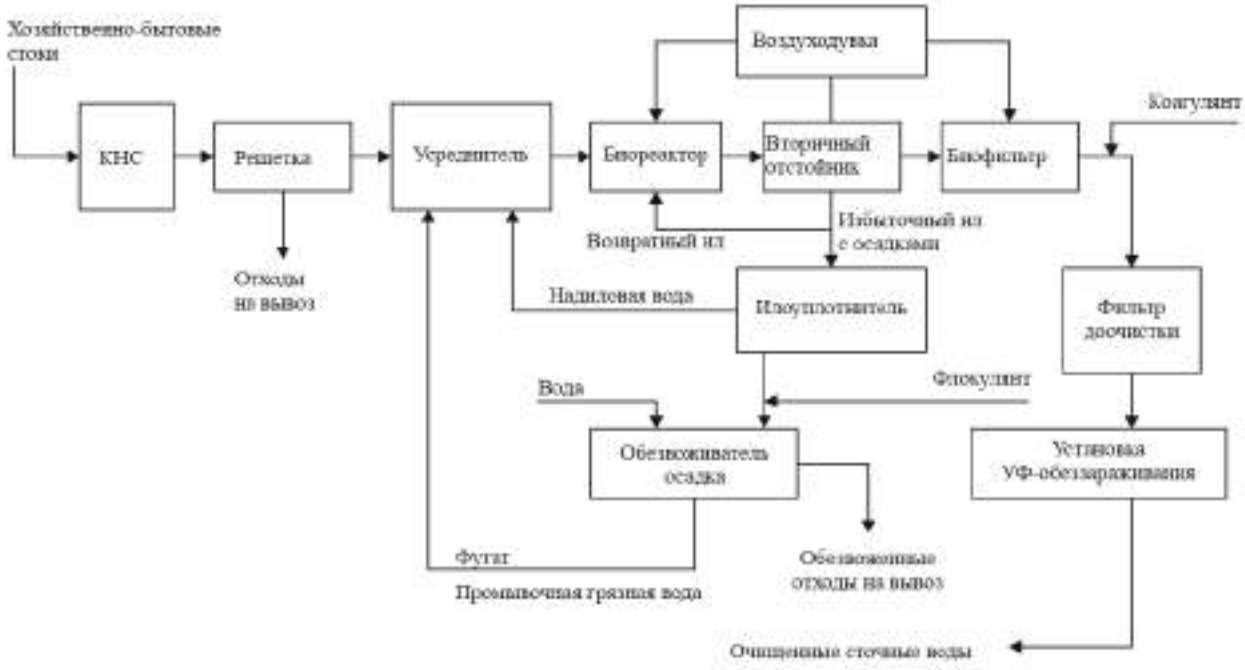


Рисунок 3.73- Схема биологической очистки сточных вод

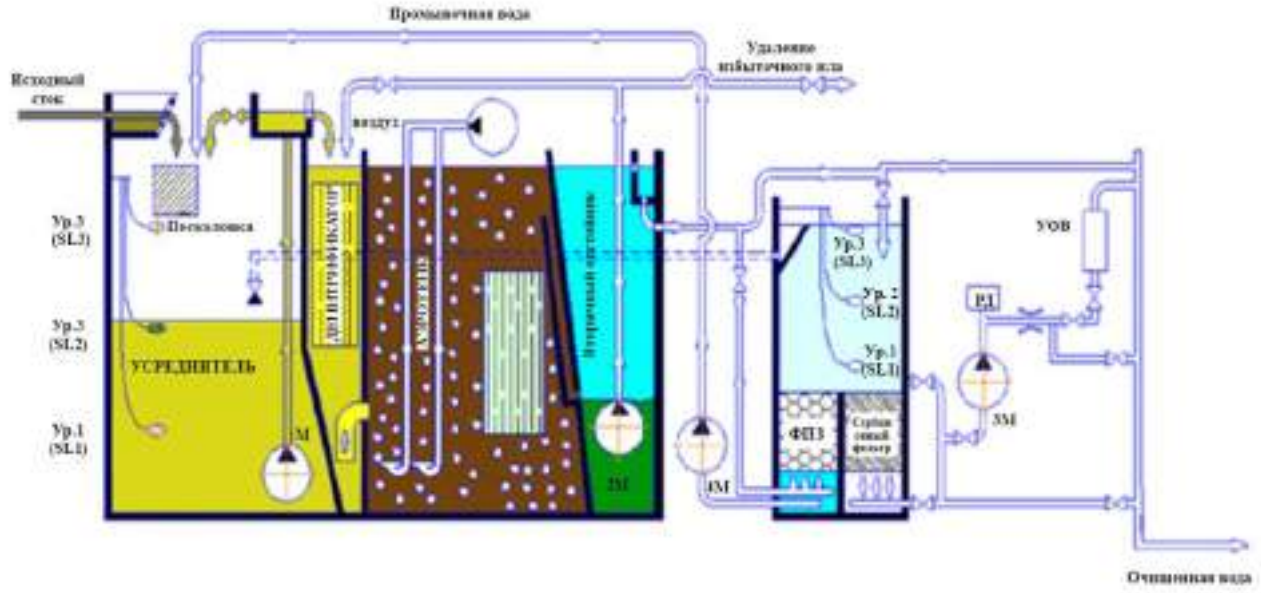


Рисунок 3.74 - Схема установки биологической очистки сточных вод (БИО)

Утилизация нормативно-очищенной воды

Заводы отводят сточные воды по категории «нормативно-очищенные» в пруд-накопитель. Пруды-накопители относятся к искусственным водным объектам, предназначенным для естественной биологической очистки сточных вод. Параметры приемника сточных вод пруда-накопителя устанавливаются на основании технических, морфологических и гидрологических характеристик, необходимых для проведения расчета лимита сброса загрязняющих веществ со сточными водами.

Пруды – накопители, являются накопителем сточных вод не только завода, в него могут направляться стоки со всех объектов промышленного и коммунального назначения.

3.26.2 Текущие уровни сбросов загрязняющих веществ.

Информация по общему объему водоотведения от предприятий, включенных в экспертную оценку, по валовым значениям загрязняющих веществ в сбросах рассматриваемых предприятий, а так же по удельным значениям сбросов основных загрязняющих веществ, представлены в Разделе 1.6.3.

Предприятия нефтепереработки РК имеют один общезаводской выпуск сточных вод, через который в пруд –накопитель после очистки сбрасываются смешанные производственные, хозяйственно-бытовые сточные и дренажные воды (см. 1.6.3). ПДК загрязняющих веществ в воде прудов-накопителей принимаются в соответствии с [126].

В качестве предельно допустимых концентраций в целях нормирования сбросов в водные объекты принимаются концентрации, соответствующие виду водопользования водного объекта.

Расчет предельно-допустимых сбросов (ПДС) производится согласно [127].

Нормативы предельно-допустимых сбросов ПДС для НПЗ устанавливаются с учетом предельно допустимой концентрации ПДК загрязняющих веществ в местах водопользования, ассимилирующей способности водного объекта, оптимального распределения массы, сбрасываемых веществ, фоновых концентраций пруда-накопителя.

Контроль за соблюдением нормативов ПДС на предприятиях осуществляется непосредственно в точке выпуска сточных вод и в пруду-накопителе. В случае превышения по сравнению с нормативно установленными параметрами по результатам анализов должны предусматриваться мероприятия по улучшению работы очистных сооружений или качеству отбора проб и выполнения анализов. При этом следует выяснить причину изменения состава сточных вод и предпринять меры по устранению аварийного сброса сточных вод или иной сложившейся ситуации.

Нормирование качества воды состоит в том, чтобы установить совокупности допустимых значений показателей состава и свойств воды прудов-накопителей, в пределах которых отсутствует воздействие на окружающую среду, в первую очередь, на подземные воды. Согласно Программы производственного мониторинга НПЗ, замеряются: взвешенные вещества, нитраты, нитриты, БПК полное, сульфаты, хлориды, нефтепродукты, азот аммонийный, фенолы (летучие), поверхностно-активных веществ.

Для действующих предприятий нормативы ПДС уточняются по результатам мониторинга окружающей среды, проводимого ежегодно.

ПРОЕКТ DRAFT

Установленные ПДС и соответствующие концентрации загрязняющих веществ в сточных водах пересматриваются не реже одного раза в десять лет.

Перечень загрязняющих веществ в составе сточных вод НПЗ, сбрасываемых в пруд-накопитель с указанием ПДК и лимитирующего признака вредности, по которому установлена предельно - допустимая концентрация в воде водоприемника, приведён в таблице 3.120.

Таблица 3.120 - Перечень загрязняющих веществ в составе сточных вод НПЗ

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/дм^3	Лимитирующий признак вредности
Взвешенные вещества	-	$C_{факт}$+ 0,75	-
Хлориды	4	350	Органолептический
Сульфаты	4	500	Органолептический
Нитраты	3	45	Санитарно-токсикологический
Нитриты	2	3,3	Санитарно-токсикологический
Фенольный индекс	-	0,25	-
Азот аммонийный	3	2,0	Санитарно-токсикологический
БПК полное (мг O_2/дм ^{3})	-	6,0	-
ПАВ	-	0,5	-
Сухой остаток	-	1000 (1500)	-
Нефтепродукты	4	0,3	Органолептический

Нормативы сбросов загрязняющих веществ со сточными водами объектов НПЗ в пруды-накопители на момент разработки настоящего Справочника по проектам ПДС НПЗ, приведены в таблице 3.121.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 3.121 - Допустимые концентрации $С_{ПДС}$ загрязняющих веществ в сточных водах НПЗ

Наименования загрязняющих веществ	$С_{фон}$ воды накопителя, мг/дм^3				ПДК, мг/дм^3				$С_{факт}$ на сбросе, мг/дм^3				$С_{ПДС}$ допустимое, мг/дм^3			
	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум
Взвешенные вещества, мг/дм^3	13,5	19,792	9,6	-	$С_{фон}$ +0,75	$С_{фон}$ +0,75	$С_{фон}$ +0,75	$С_{фон}$ +0,75	7,44	20,9	13,7	8,47	108,82	20,542	13,7	35
БПК полн.	19,41	8,08	11,6	0,81	6,00	6,00	6,00	6,00	15,34	15,79	18,00	3,10	8,57	15,79	18,00	6,00
Нефтепродукты, мг/дм^3	2,57	0,81	2,30	-	0,30	0,30	0,30	0,30	2,00	3,12	4,60	0,26	0,10	3,12	4,60	4,00
Азот аммонийный, мг/дм^3	45,60	42,33	6,70	6,24	2,00	2,00	2,00	2,00	9,78	55,20	13,10	0,88	2,00	55,20	13,10	2,00
Нитриты, мг/дм^3	11,61	0,15	4,50	-	3,30	3,30	3,30	3,30	2,63	2,40	7,70	0,12	3,30	2,40	7,70	3,30
Нитраты, мг/дм^3	68,67	5,76	43,00	20,40	45,00	45,00	45,00	45,00	108,27	26,88	44,00	1,75	45,00	26,88	44,00	45,00
Хлориды, мг/дм^3	1131,70	378,92	193,03	20719,00	350,00	350,00	350,00	350,00	717,29	167,00	960,00	500,68	350,00	167,00	730,00	1400,00
Сульфаты, мг/дм^3	1338,52	1376,9	312,20	3925,00	500,00	500,00	500,00	500,00	620,01	642,00	1550,0	667,50	500,00	642,00	1025,00	1500,00
Фенолы, мг/дм^3	0,18	0,008	0,0048	-	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24	0,09	0,20	-	0,04	0,09	0,20	-

ПРОЕКТ DRAFT

Наименования загрязняющих веществ	$C_{фон}$ воды накопителя, мг/дм^3				ПДК, мг/дм^3				$C_{факт}$ на сбросе, мг/дм^3				$C_{ПДС}$ допустимое, мг/дм^3			
	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум	АНПЗ	ПНХЗ	ПКОП	Каспи Битум
СПАВ, мг/дм^3	0,6	0,27	0,18	0,10	0,50	0,50	0,50	0,50	0,68	0,52	2,20	-	0,50	0,52	2,20	6,00
Железо	1,26	-	-	0,425	0,3	0,3	0,3	0,3	0,62	-	-	0,3	0,3		-	0,30
ХПК	69	-	44,5	225	30	30	30	30	68,52	-	53,3	53,54	30		53,3	90,00
Сухой остаток	3647	-	999,03	-	1000-1500	1000-1500	1000-1500	1000-1500	3348,7	-	5200	-	1500		5200	-
фосфаты	6,90	-	0,40	-	3,50	3,50	3,50	3,50	9,34	-	16,2	0,12	3,5		16,20	3,50
Сульфиды	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	2,20	-	-	-	2,20	-

ПРОЕКТ DRAFT

4 ОБЩИЕ НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНИКИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И/ИЛИ СОКРАЩЕНИЯ ЭМИССИЙ И ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕСУРСОВ

В настоящем разделе описываются общие техники, которые обладают потенциалом для достижения высокого уровня экологической защиты, энергетических показателей, ресурсосбережения в рамках области применения, охватываемой настоящим справочником.

Настоящий раздел охватывает системы управления охраны окружающей среды, интегрированные в технологические процессы производственного цикла. Рассматриваются вопросы предотвращения образования и утилизации отходов, а также техники, позволяющие сократить потребление сырья, воды и энергии за счет оптимизации и многократного использования. Описанные техники охватывают меры, используемые для предотвращения или ограничения экологических последствий.

В разделе 2 установлен ряд критериев для отнесения техник к НДТ. Стандартная структура, приведенная в таблице 4.1, используется для изложения информации по каждой технике, чтобы можно было сравнить техники и дать оценку в соответствии с методологией отнесения к НДТ, установленной в разделе 2.

Таблица 4.1 – Информация по каждой технике, описанной в данном разделе

Заголовки в разделах
Описание
Техническое описание
Достигнутые экологические выгоды
Экологические показатели и эксплуатационные данные
Кросс-медиа эффекты
Применимость
Экономика
Эффект от внедрения
Пример завода(-ов)
Справочная литература

Раздел не охватывает исчерпывающий перечень техник. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды.

В таблице 4.2 приводится количество техник, рассматриваемых в разделе 4 и 5, для каждого описанного вида деятельности или процесса переработки. В таблице 4.2 представлен обзор количества техник, рассмотренных в разделах 4 и 5.

PROJECT DRAFT

Таблица 4.2 – Количество техник рассмотренных в разделах 4 и 5

Раздел главы (подпункт)	**Деятельность/процесс**	**Количество техник для процессов:**
4.1 – 4.8	Общие техники	8
5.1	Процессы обезвоживания и обессоливание нефти	5
5.2	Первичная перегонка нефти	3
5.3	Процесс вакуумной перегонки	2
5.4	Гидрогенизационные процессы	5
5.5	Каталитический риформинг	3
5.6	Изомеризация	2
5.7	Висбрекинг и другие термические реакции	3
5.8	Этерификация	1
5.9	Каталитический крекинг	15
5.10	Олигомеризация	
5.11	Процессы адсорбции	
5.12	Процессы коксования	11
5.13	Производство битума	5
5.14	Переработка сероводорода	
5.15	Производство водорода	4
5.16	Производство ароматических углеводородов	
5.17	Хранение и транспортировка нефтеперерабатывающих материалов	19
5.18	Подготовка и переработка природного газа и попутного газа	6
5.19	Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа	8
5.20	Системы охлаждения	3
5.21	Энергетическая система	20
5.22	Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом	
5.23	Утилизация тепла дымовых газов	
5.24	Комбинированные / комплексные установки	
5.25	Методы снижения выбросов	12
5.26	Минимизация отходящих газов и их обработка	10
5.27	Очистка сточных вод	5
5.28	Предотвращения и уменьшения шума	1
	ИТОГО:	**151**

К снижению нагрузки на окружающую среду приводят общие организационные мероприятия по совершенствованию подходов к управлению и организации производства, учет аспектов воздействия на окружающую среду объектов переработки углеводородного сырья на стадии разработки проектной документации, выбору материалов и реагентов с минимально возможным негативным воздействием на окружающую среду, мероприятия по переходу на малоотходные/безотходные технологии, логистика производства, контроль эффективности производственного процесса, внедрение автоматизированных систем управления производственными процессами, обеспечение безаварийной

ПРОЕКТ DRAFT

эксплуатации производства, подготовка и повышение квалификации персонала и др.

4.1 Система экологического менеджмента

Описание

Система экологического менеджмента (СЭМ) – это часть системы менеджмента, используемая для управления экологическими аспектами, выполнения принятых обязательств и учитывающая риски и возможности.

Техническое описание

СЭМ - это техника, позволяющая операторам производственного процесса систематически и наглядно решать экологические проблемы. СЭМ наиболее действенна и эффективна там, где она является неотъемлемой частью общего управления и эксплуатации произвостенного процесса.

СЭМ фокусирует внимание оператора на экологических характеристиках производственного процесса путем применения четких рабочих процедур как для нормальных, так и для других, отличных от нормальных условий эксплуатации, а также путем определения соответствующих сфер ответственности.

Все эффективные СЭМ включают концепцию непрерывного совершенствования процесса управления окружающей средой. Существуют различные модели управления, но большинство СЭМ основаны на цикле Деминга (PDCA): «планирование-исполнение-проверка-совершенствование (корректировка)», который широко используется в других контекстах управления компанией. Цикл Деминга представляет собой итеративную динамическую модель, в которой завершение одного цикла перетекает в начало следующего (см. рисунок 4. 1).

ПРОЕКТ DRAFT

Рисунок 4.1– Системное совершенствование модели СЭМ

СЭМ может содержать следующие компоненты:

1) лидерство и приверженность руководства, включая высшее руководство;

2) определение и понимание среды обитания (контекста) предприятия и факторов, влияющих на все аспекты его деятельности;

3) определение области применения СЭМ и экологических аспектов, которыми может предприятие управлять;

4) определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование производственного процесса руководством;

5) определение рисков и возможностей, относящихся к:

– экологическим аспектам;

– принятым обязательствам;

– другим факторам и требованиям, определенными в соответствии со средой обитания (контекстом) предприятия и потребностями и ожиданиями заинтересованных сторон;

6) планирование и установление необходимых процедур, целей и задач в сочетании с финансовым планированием и инвестициями, а также с учетом воздействия на окружающую среду в результате возможного вывода установки из эксплуатации на этапе проектирования новой установки и в течение всего срока ее эксплуатации;

7) осуществление процедур, уделяющих особое внимание:

– структуре и ответственности;

– обучению, осведомленности и компетентности;

– связи;
– вовлечению сотрудников;
– документации;
– эффективному управлению технологическим процессом;
– программам технического обслуживания;
– готовности к чрезвычайным ситуациям и реагированию на них;
– обеспечению соблюдения экологического законодательства;

8) проверка производительности и принятие корректирующих мер с особым вниманием:
– мониторингу и измерению;
– корректирующим и предупреждающим действиям;
– ведению записей;
– проведению независимого (где практически осуществимо) внутреннему и внешнему аудиту с целью определения соответствия СЭМ запланированным мероприятиям и была ли она должным образом внедрена и поддерживается ли;

9) анализу СЭМ и ее постоянной пригодности, соответствия и эффективности высшим руководством;

10) подготовке регулярной экологической декларации;

11) валидации органом по сертификации или внешним верификатором СЭМ;

12) применению отраслевого бенчмаркинга на регулярной основе.

Достигнутые экологические выгоды

СЭМ способствует управлению экологическими аспектами и поддерживает постоянное улучшение экологических показателей производственного процесса.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Данное НДТ не имеет экологических и эксплуатационных показателей.

Кросс-медиа эффекты

Систематический анализ первоначального воздействия на окружающую среду и возможностей для улучшений в контексте СЭМ закладывает основу для оценки наилучших решений для всех направлений деятельности и сохранения экологической среды.

Применимость

Компоненты, входящие в систему экологического управления, описанные выше, могут применяться ко всем видам технологических процессов в рамках настоящего Справочника. Объем (например, уровень детализации) и характер СЭМ (например, стандартный или нестандартный) будут связаны с характером, масштабом и сложностью технологического процесса, а также с уровнем

ПРОЕКТ DRAFT

экологических воздействий, которые он может оказать.

Экономика

Определение затрат и экономических выгод от внедрения и поддержания результативной СЭМ оценить затруднительно. Существующие экономические выгоды, являющиеся результатом использования СЭМ, широко варьируют от процесса к процессу. Экономические выгоды формируются от сокращения потребления природных ресурсов, снижения платы за пользование природной средой, оптимизации процессов и др.

Эффект от внедрения

Достигаемые эффекты при внедрении СЭМ:

– улучшение экологических показателей;

– улучшение понимания экологических аспектов компании, которые могут быть использованы для выполнения экологических требований клиентов, регулирующих органов, банков, страховых компаний или других заинтересованных сторон (например, людей, живущих или работающих в непосредственной близости от объекта);

– усовершенствованная основа для принятия решений;

– повышение мотивации персонала (например, менеджеры могут быть уверены в том, что воздействие на окружающую среду контролируется, а сотрудники, что работают в экологически ответственной компании);

– дополнительные возможности для снижения эксплуатационных затрат и повышения качества продукции;

– улучшение имиджа компании.

Пример завода(-ов)

СЭМ внедрена на всех крупных заводах по переработке нефти газа в Республике Казахстан.

Справочная литература

[66], [82], [83], [84].

4.2 Управление водными ресурсами

Описание

Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные вещества».

Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие шаги:

1) Установление перечня веществ, которые могут сбрасываться на объектах нефтепереработки и выделение из них «маркерных веществ», которые

ПРОЕКТ DRAFT

характеризуют отдельный технологический процесс или совокупность технологических процессов.

2) Включение в программу мониторинга, которая разрабатывается на предприятии, методы, периодичность, представление результатов и ответственность за использование результатов мониторинга для управления процессом очистки сточных вод.

3) Формирование графика отбора проб в рамках выполнения программы мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (периодического или постоянного графика).

4) Определение наиболее подходящего периода для периодического графика обора проб в рамках выполнения программы мониторинга, например, шестимесячного или ежегодного, если значения контролируемых показателей очень низкие.

5) Анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих «маркерных веществ», которые будут включены в СЭМ, например включение в перечень контролируемых веществ в график постоянного мониторинга. В случае превышения нормативных значений концентраций контролируемых веществ или значений валового сброса следует проводить анализ причин превышения, по результатам анализа разрабатывать мероприятия по снижению сбросов контролируемых веществ или включать соответствующие технические изменения в программу модернизации производства.

Техническое описание

Описание данного НДТ не устанавливает конкретные шаги и представляет возможность действий владельцу предприятия для улучшения показателей сброса в окружающую среду «маркерных веществ».

Достигнутые экологические выгоды

Постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ нефтепереработки. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.

Применимость

Применимо к существующим процессам и установкам НПЗ.

Экономика

Затраты варьируют в зависимости от общего количества контролируемых веществ и продолжительности программы периодического мониторинга, которая имеет специфику для конкретного объекта. В некоторых случаях может потребоваться вычисление объема загрязняющих веществ в воде, потребляемой на НПЗ, что потенциально может увеличить количество проб и анализов.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Соблюдение принципов «зеленой технологии».

4.3 Управление выбросами в атмосферу на уровне производственных объектов с применением концепции «колпака» загрязнений

Описание

НПЗ и ГПЗ являются потребителями газообразных и жидких видов топлива, которые в свою очередь являются побочными продуктами различных технологических процессов. В части используемого топлива НПЗ отличаются от других отраслей промышленности, которые покупают все топливо извне. На современном НПЗ существуют многочисленные взаимосвязи выбросов в зависимости от исходного сырья, типами процессов и вариациями в различных условиях эксплуатации в зависимости от качества продукции и требований к качеству продукции. Кроме того, НПЗ работает, используя на разных заводах и в разное время различные виды топлива, которые завод производит самостоятельно.

Одной из техник управления выбросами в атмосферу на уровне производственных объектов известна техника концепция «колпака» загрязнений.

Концепция «колпака» загрязнений - это общий инструмент для выражения и сравнения уровня выбросов, достигнутого или ожидаемого на уровне НПЗ, из четко определенного набора установок для сжигания и технологических установок, а также для данного вещества или параметра. Как показано на рисунке 4.2, данная концепция заключается в рассмотрении всех соответствующих выбросов совокупно, как проходящих через «виртуальную единую трубу».

Рисунок 4.2 – Единая «виртуальная дымовая труба» концепции «колпака» загрязнений [2]

ПРОЕКТ DRAFT

Данная концепция считается подходящей для переработки нефти, где требуется гибкость для выражения или оценки экологических показателей на уровне производственных объектов в целом. Гибкость, в частности, оправдана следующими факторами:

– сложность систем очистки с множеством установок для сжигания и технологических установок, часто взаимосвязанных для обеспечения их сырьем и энергией;

– частые (например, еженедельные или ежедневные) наладки установок, необходимые в зависимости от качества получаемой сырой нефти;

– техническая необходимость для многих производственных объектов продолжать сжигать часть своих внутренних остатков в качестве энергетического топлива и часто корректировать топливную смесь производственных объектов в соответствии с требованиями технологических установок;

– необходимость обеспечения, количественной оценки и мониторинга чистого сокращения выбросов на уровне производственных объектов для участков, где некоторые ключевые конкретные меры контроля за установкой были должным образом обоснованы как невозможные и должны быть компенсированы в других местах.

Рассматриваемая методология состоит из внедрения в системе управления НПЗ и ГПЗ соответствующих целевых показателей, специальных процедур и специальных инструментов мониторинга с тем, чтобы оператор мог:

– установить четкие целевые показатели выбросов на уровне производственных объектов;

– проводить постоянный мониторинг экологических показателей производственного объекта в соответствии с установленными целевыми показателями;

– оптимизировать возможные потребности в энергии на производственном объекте вместе с соответствующими выбросами;

– определить наиболее экономически эффективные точки технологического процесса для применения новых первичных методов или методов в конце производственного цикла для дальнейшего сокращения выбросов;

– улучшать подготовку и предвидеть трудности;

– максимизировать доступность и стабильность процессов и оборудования для борьбы с выбросами.

Техническое описание

При применении методологии управления выбросами на уровне производственного объекта, основанной на концепции «колпака» загрязнений следует акцентировать внимание на главных пунктах:

1) Периметр «колпака» загрязнений

ПРОЕКТ DRAFT

Точный периметр «колпака», который следует учитывать для конкретного производственного объекта, будет зависеть от цели, для которой используется инструмент «колпака». Предлагаемая методология, предназначена для охвата, при необходимости, всех источников постоянных выбросов НПЗ или ГПЗ: например, установки для сжигания отходов, установки каталитического крекинга, установки извлечения серы, установки прокалки кокса и другие процессы, где это уместно.

2) Вещества или параметры «колпака»

Рассмотрена возможность одновременного охвата всех основных параметров загрязнения (CO, PM, NO_X, SO_2 и, при наличии, ЛОС) в рамках концепции «колпака» загрязнений с целью последовательного решения проблемы энергопотребления и атмосферных выбросов на производственном объекте и обеспечения одинаковой гибкости на уровне производственного объекта для всех этих параметров загрязнения, которые очень часто взаимозависимы.

Количество SO_2 и NO_X является двумя параметрами, которые заслуживают приоритета в общей методологии настоящего справочника, как «маркерные вещества» для расчета допустимых уровней воздействия (ДУВ), выраженного суммарным количеством ПДВ на уровне производственных объектов, и для которых было предоставлено достаточно подтверждающей информации и данных.

Поэтому методология «колпака», сосредоточена на SO_2 и NO_X и основана на имеющихся данных об уровне концентраций и объема выбросов. Тем не менее, не исключается распространение на другие загрязнители (например, PM, CO) этой методологии.

3) Период усреднения «колпака»

Период усреднения показателей загрязнения будет зависеть от цели, для которой используется инструмент «колпака». В контексте настоящего документа предложенная методология была основана главным образом на среднегодовом показателе, поскольку долгосрочный период считался наиболее подходящим для отражения наилучших показателей, достижимых в нормальных условиях эксплуатации, и предоставления достаточного времени и гибкости для интеграции необходимых корректировок сырья, процесса и топлива.

Однако эффективный контроль за ежегодным «колпаком» требует очень частого или непрерывного режима мониторинга всех соответствующих выбросов. Краткосрочный «колпак» может быть получен из долгосрочного «колпака» с использованием результатов мониторинга.

4) Расчет «колпака»

«Колпак» на уровне производственных объектов представляет собой совокупность двух групп.

Первая группа относится к энергетической системе, включая, по крайней мере, все печи, автономные котлы, центральные ТЭЦ или обычные электростанции и газовые турбины. Вторая группа относится к технологическим

DRAFT DRAFT

установкам, включая, по крайней мере, одну установку ФКК, при наличии, и УПС. Эти группы определяются подходящими концентрациями ДУВ или конкретными диапазонами выбросов, ожидаемыми для каждой из них при применении НДТ.

В контексте настоящего документа и с целью выражения значимых ДУВ на полном или частичном уровне производственных объектов определение «колпака» всегда должно основываться на концентрациях и конкретных диапазонах выбросов, ожидаемых со всех соответствующих установках при применении НДТ, и должно включать следующие шаги:

- Шаг 1: исчерпывающая идентификация и картографирование или нанесение на схемы всех включенных источников;
- Шаг 2: определение объемного вклада отходящих газов, ожидаемого от всех включенных источников;
- Шаг 3: определение ожидаемых массовых вкладов от всех включенных источников;
- Шаг 4: определение режима мониторинга (периодичность и объем измерений), связанного с «колпаком».

Достигнутые экологические выгоды

Предоставляя гибкость в принятии решений в том, как сократить выбросы НПЗ, концепция «колпака» загрязнений фокусирует внимание на экологических выгодах (снижение общих выбросов завода), а не на отдельных источниках.

Примеры того, как достичь экологических целей с помощью различных средств сокращения выбросов, представлены ниже.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Пример 1 - нефтеперерабатывающий завод с небольшой установкой ФКК, которая в настоящее время использует 32 % жидкого технологического топлива и имеет УПС, которая имеет коэффициент извлечения серы 98 %. Для сокращения выбросов серы считаются потенциально применимыми следующие варианты:

- замена части сжигаемого жидкого топлива природным газом;
- использование серосодержащих присадок (SRA) на установке ФКК;
- установка мокрого газоочистителя в установке ФКК;
- модернизировать установку очистки остаточных газов для извлечения серы, которая может быть доведена до двух уровней, соответствующих выбранному процессу.

Текущий общий выброс SO_2 «колпака» производственного объекта составляет 1165 мг/Нм^3 (при содержании O_2 3 %), с вкладами:

- 795 мг/Нм^3 из системы сгорания;
- 2500 мг/Нм^3 от установки ФКК;
- и 19000 мг/Нм^3 из УПС.

ПРОЕКТ DRAFT

Система сжигания обеспечивает 88 % дымовых газов, вклад установки ФКК составляет 11 % и УПС составляет 1 %.

По массе выбросов система сжигания составляет 60 %, вклад установки ФКК составляет 24 % и УПС составляет 16 % от общего количества SO_2.

В таблице 4.3 показан эффект применения различных вариантов управления. На рассматриваемом НПЗ базовая мощность ограничена, и это требует максимального использования SRA, которые должны быть регенерированы. Считается, что две ступени замены жидкого технологического топлива отражают тот факт, что это не коммерческое топливо, и необходимо будет рассмотреть вопрос о конверсии.

Вариант 1 рассматривает меры по всем трем источникам (сжигание, установка ФКК и УПС): замена части жидкого технологического топлива для сжигания, применение удаления SRA до 30 % и модернизация установки остаточного газа УПС до системы точки росы ниже точки росы. Причина такого выбора заключается в том, что существующая установка представляет собой двухступенчатую установку Клауса, которая не дешевле установки супер-Клауса. Это позволяет сократить массовые выбросы на 31 %.

Вариант 2 фокусируется на исключении сжигания жидкого топлива. Это позволяет сократить выбросы на 42 %.

Вариант 3 фокусируется на модернизации процесса от установки остаточного газа УПС до установки SCOT, но обеспечивает лишь сокращение выбросов на 16 %.

Вариант 4 фокусируется на очистке выбросов от установки ФКК и обеспечивает сокращение выбросов на 21 %.

Варианты 5, 6, 7 и 8 рассматривают комбинированные действия, основанные на полном переключении подачи на сжигание в качестве топлива природного газа, дополненные действиями по установке ФКК (вариант 5), УПС (варианты 6, 7) и по установке ФКК и по УПС (вариант 8). Постепенные улучшения в снижении массы варьируют от 7 % (вариант 5) до 15 % (вариант 7) по сравнению только с переключением подачи топлива.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 4.3 – Пример вариантов сокращения выбросов SO_2 при управлении на уровне производственных объектов

% Объем дымовых газов	100 %	88%	11%	1%	Сочетание
	Общий «колпак» мг/Нм^3	Система сжигания мг/Нм^3	Уствновка ФКК мг/Нм^3	УПС мг/Нм^3	
Текущая ситуация	1 165	795	2 500	19 000	Установка ФКК: 32 % сжигание жидкого топлива + УПС 98 %
Вариант 1	802	583	1 750	9 700	Частичное переключение на газовое топлива + установка ФКК SRA 30 % + УПС 99 %
Вариант 2	675	239	2 500	19 000	Полное переключение на газовое топлива
Вариант 3	984	795	2 500	990	УПС 99,9 %
Вариант 4	917	795	250	19 000	Скруббер установки ФКК 90 % SO_2 удаление
Вариант 5	593	239	1 750	19 000	Переключение топлива и установка ФКК SRA 30 %
Вариант 6	582	239	2 500	9 700	Переключатель топлива и УПС 99 %
Вариант 7	495	239	2 500	990	Переключение топлива и УПС 99,9 %
Вариант 8	500	239	1 750	9 700	УПС 99 %, ФКК SRA 30 % и переключатель топлива
Примечание: Пример 1: 32 % сжигания углеволородов, маленькая установка ФКК, УПС 98 %. *Источник:* [87]					

Пример 2 рассматривает варианты управления выбросами NO_X. Система сжигания на заводе состоит из множества небольших установок, подключенных к общим трубам. Температура дымовых газов в дымовых трубах слишком низкая, чтобы СКВ мог быть технически применим к системе сжигания. Существуют незначительные выбросы NO_X из УПС. В этом случае управление системой сжигания, включающее полный переход на газовое топливо и модернизацию системы горелок (вариант 1), позволило бы сократить выбросы NO_X на 58 %. Меры по обоим источникам NO_X (вариант 3), включающие частичное переключение топлива и применение СНКВ к установке ФКК,

ПРОЕКТ DRAFT

позволят добиться сокращения на 35 %. Меры только по установке ФКК (вариант 2) неэффективны, что приводит к сокращению только на 11 %. Пример вариантов сокращения выбросов NO_X при управлении на уровне производственных объектов представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Пример вариантов сокращения выбросов NO_X при управлении на уровне производственных объектов

Текущая ситуация	Общий «колпак» мг/Нм^3	Система сжигания мг/Нм^3	Установка ФКК мг/Нм^3	Примечание
	501	492	600	
Вариант 1	210	161	600	Замена жидкого топлива + горелки LNB
Вариант 2	446	492	100	Установка ФКК и УПС 84 %
Вариант 3	327	332	300	Частичное переключение топлива + горелки LNB + установка ФКК СНКВ (50 %)
Примечание: Пример 2: 32 % сжигания жидкого топлива, установка ФКК малой мощности. Источник: [87]				

Примеры 1 и 2 показывают, что несколько способов сокращения общих выбросов от НПЗ могут отличаться по своей эффективности.

Кросс-медиа эффекты

Когда процесс оптимизации рассматривается и оценивается только с помощью эквивалентных концентраций, установленных на уровне производственных объектов (завода в целом), а не на уровне установки, теоретически это может привести к возможной обеспокоенности, связанной с тем, что на отдельных установках (например, УПС) более высокий уровень выбросов. Тем не менее несмотря на то, что все источники находятся внутри «колпака», могут существовать дополнительные ограничения на выбросы из конкретных источников, например из низких дымовых труб, которые должны быть ограничены установленными требованиями к качеству воздуха.

Применимость

Данная техника полностью применима при условии, что установки и процессы, производящие выбросы, оснащены соответствующими системами непрерывного мониторинга, включая измерения выбросов или мониторинг параметров процесса сжигания топлива, который позволяет контролировать состав выбросов.

Экономика

Мониторинг выбросов до предела «колпака» на конкретном производственном объекте не отличается от мониторинга для отдельных

ПРОЕКТ DRAFT

источников, достигая следующие две цели:

– обеспечить защиту окружающей среды в целом, постоянно проводя мониторинг общего объема выбросов и позволяя контролировать их;

– предоставлять данные измерений/расчетов для подтверждения соответствия индивидуальным предельным значениям, если они установлены.

При мониторинге с применением концепции «колпака» загрязнения вся информация, необходимая для оценки выбросов по всему объекту, должна быть собрана автоматизированным способом, для получения репрезентативных данных. Мониторинг включает в себя объединение различных типов информации, полученной различными способами, например, аналитические выборки, непрерывный сигнал датчика, дискретные измерения с интерполяционными вычислениями.

Система сбора данных объекта должна обрабатывать необходимую информацию и своевременно генерировать соответствующие управленческие отчеты, обеспечивая динамическое управление. Это во многом та же самая система, которая должна быть создана для управления индивидуальным источником.

Поэтому дополнительные затраты на мониторинг «колпака» должны быть небольшими и связаны с получением официальных информационных данных, которые могут быть использованы для отчетности на месте, наряду с данными по выбросам на месте в режиме реального времени.

Эффект от внедрения

Управление и сокращение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и связанная с этим экономическая эффективность.

Пример завода(-ов)

Ряд европейских НПЗ и ГПЗ уже внедрили полномасштабную систему контроля и мониторинга для управления выбросами SO_2, NO_X, PM и CO на уровне объекта.

Примеры управления объектами атмосферных выбросов двух бельгийских НПЗ описаны в отчете EIPPCB от 17.05.2011. Подход Великобритании к определению значений атмосферных выбросов SO_2 на основе краткосрочных требований к качеству воздуха показан в отчете EIPPCB от 16.11.2011.

Справочная литература

[85], [87], [108].

ПРОЕКТ DRAFT

4.4 Техники энергосбережения

Техническое описание

Согласованные методы, основанные на комплексном подходе к сокращению энергопотребления, улучшению операционной деятельности, поддержанию рациональной организации производства, а также управлению и выборочным инвестициям. Ниже в таблице 4.5 приводится список техник, которые рассматриваются для определения НДТ в нефтегазоперерабатывающем секторе.

Таблица 4.5 Техники энергосбережения

Описание техники	Производительность и замечания
Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
Ускорить развитие системы контроля и отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей
Инициировать систему стимулирования энергосбережения	Содействовать выявлению областей требующих улучшения
Регулярно проводить энергоаудиты	Для обеспечения соответствия деятельности установленным требованиям (внешним и внутренним)
Планирование снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
Проводить кампании по оптимизации горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/ топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
Участие в мероприятиях по ранжированию/бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками на НПЗ может быть неоптимальной. Исследования на энергоемкость

Достигнутые экологические выгоды

Все меры по снижению потребления энергии приводят к экономии ресурсов и сокращению выбросов, включая CO_2. Любое действие по энергосбережению оказывает влияние на загрязнение окружающей среды из-за предельного расхода топлива.

Применимость

Особенно применимо к НПЗ с очень высоким удельным потреблением энергии (см. Раздел 3.10.1).

Справочная литература

[68].

ПРОЕКТ DRAFT

4.5 Управление производством

Описание

Для обеспечения полного использования ключевых техник снижения выбросов (обеспечение их наличия, а также производительности) могут быть определены некоторые процедуры для конкретных условий, при которых эксплуатационные параметры отходящего газа или системы очиски отходящих газов могут оказывать значительное влияние на общую достигнутую эффективность очистки (например, количество щелочного реагента, рабочая температура, расход отходящего газа, операции байпаса).

Особые процедуры могут быть определены для конкретных условий эксплуатации, в частности:

- операции пуска или остановки;
- другие особые операции, которые могут повлиять на надлежащее функционирование системы (например, регулярные и чрезвычайные работы по техническому обслуживанию и очистке печи и/или системы очистки отходящих газов или серьезные сбои в производстве);
- недостаточный расход или температура отходящих газов, препятствующие использованию системы на полную мощность.

4.6 Повышение энергоэффективности

Описание

Непрерывное согласование производства и потребления с наименьшими затратами должно осуществляться на всех организационных уровнях. Энергетический менеджмент может быть включен в систему надлежащего управления объектом. Энергоаудит, энергетическое обследование – комплекс мероприятий направленный на выявление нерационального использования энергетических ресурсов и выработки мер по повышению энергетической эффективности. Основной задачей энергоаудита предприятия является разработка и внедрение мероприятий, обеспечивающих сокращение расходов на энергоресурсы, а также повышение эффективности и надежности работы оборудования. Ежегодный инвестиционный план по сокращению потребления энергии необходимо включить в качестве метода, который следует учитывать при определении НДТ.

Сопоставление производства и потребления – это метод, позволяющий повысить энергоемкость на НПЗ или ГПЗ. Более эффективные заводы рационально используют энергию, производимую на заводе. Для оценки энергоэффективности существует несколько методологий, включая индекс энергоэффективности Соломона (наиболее подробный), удельное потребление энергии и (менее точный и более простой) индекс, связывающий потребление энергии с количеством перерабатываемого сырья.

ПРОЕКТ DRAFT

Методы повышения энергоэффективности описаны в следующих разделах этой главы.

Достигнутые экологические выгоды

Повышение энергоэффективности НПЗ или ГПЗ оказывает прямое влияние на сокращение выбросов в атмосферу и косвенно на образование сточных вод и отходов. Более низкое потребление топлива или большая экономия энергии увеличивают вероятность того, что запас топлива на НПЗ или ГПЗ будет достаточным.

Кросс-медиа эффекты

Трудности при сборе данных об энергоемкости НПЗ или ГПЗ, связанные с конфиденциальностью данных для участия в сравнительном анализе (бечмаркинг) между заводами.

Применимость

Полностью применим. Широкий диапазон энергопотребления на НПЗ или ГПЗ означает, что на некоторых заводах может быть достигнуто значительное снижение энергопотребления. Согласованные и хорошо управляемые меры, основанные на комплексном подходе к сокращению потребления энергии.

Экономика

Потребление энергии может составлять около 50-65 % от общих эксплуатационных затрат НПЗ или ГПЗ (например, 50 % - типичное значение для эксплуатационных затрат на энергию в США, 65% для некоторых стран ЕС в секторе нефтепереработки). Как следствие, снижение энергопотребления или повышение эффективности завода снижает общие эксплуатационные расходы.

Эффект от внедрения

Снижение объемов потребления энергетических ресурсов обеспечивает не только сокращение операционных издержек заводов, но и влечет за собой повышение надежности их работы.

Пример завода(-ов)

На нефтеперерабатывающих заводах действует система энергоменеджмента, выпускаются ежегодные отчеты о показателях энергопотребления. Исследования мирового рынка широкого спектра нефтеперерабатывающих заводов (конфигурации/мощности) на основе эквивалентных мощностей могуть быть полезными для сравнения производительности нефтеперерабатывающих заводов.

Справочная литература

[119], [120].

ПРОЕКТ DRAFT

4.7 Организация работ по переработке и утилизации отходов

Данный раздел дополняет предыдущие, относящиеся к отдельным технологическим процессам или установкам. В настоящем разделе содержится узконаправленная информация о ключевых методах управления, сокращения и мер борьбы с отходами, образующимися в результате переработки нефти и газа. С целью минимизации воздействия отходов на окружающую среду разрабатывается Программа «Управления отходами». Процесс управления отходами включает в себя:

- предупреждение и минимизацию образования отходов;
- учет и контроль накопления отходов;
- сбор;
- переработку;
- обезвреживание;
- удаление отходов.
- другие виды восстановления свойств, например, утилизацию отходов в качестве топлива.

Представленная информация дополняет другие разделы по следующим аспектам: экологические преимущества, воздействие на различные компоненты окружающей среды, технико-эксплуатационные данные и вопросы применимости, которые не будут повторяться в других разделах.

Образующиеся отходы НПЗ обычно следующие: нефтешламы, отработанные технологические катализаторы, глина для фильтрования и топочная зола. Кроме того, это - отходы обессеривания дымовых газов, летучая зола, золошлаковые отходы, отработанный активированный уголь, пылевой фильтр, неорганические соли (сульфат аммония и окись кальция), полученные в результате предварительной очистки воды, загрязненная нефтью почва, битум, технический мусор, отработанные кислотные и едкие растворы, химические вещества и другое. Обработка этих отходов включает: сжигание, обработку земли за пределами объекта, захоронение на месте, захоронение за пределами объекта, химическую фиксацию, нейтрализацию и другие методы.

Описание

Система экологического менеджмента (раздел 4.1) может включать программу предотвращения образования отходов. Применяемые методы:

– комплексный план по сокращению количества образующегося нефтешлама;

– отбор проб замкнутого цикла;

– переработка и обезвреживание в специально построенных и выделенных объектах;

– применение специальных дренажных систем;

– создание оптимальных условий для работы катализатора, чтобы продлить его срок службы;

ПРОЕКТ DRAFT

– регулирование концентрации натрия в сырье установки висбрекинга, чтобы уменьшить образование кокса;

– оптимизация процесса образования и повторного использования нефтепродуктов, не соответствующих техническим характеристикам;

– тщательная утилизация едкого натра;

– сортировка отходов, например бетона и металлолома, выбирая экономически выгодные способы утилизации и устранения риска нахождения нежелательных включений;

– асбестовая обшивка: специальное оборудование для прессования и упаковки;

– обработка перманганатом для устранения следов тетраэтилсвинца и тетраметилсвинца (TEL/TML) в шламах (там, где необходимо);

– для нефтесодержащих механических примесей (грунта): обезмасливание в нефтеотделителе, нейтрализация: смешивание катализатора полимеризации (H_3PO_4) с окисью кальция;

– применение технологической обработки паром, промывкой или регенерацией до утилизации: фильтрация через глину и песок; катализаторы.

Дополнительно:

– Механические примеси, попадающие в канализационную систему сточных вод, составляют большую часть нефтешламов на НПЗ. Такие примеси (в основном частицы грунта, взвешенных частиц) покрываются нефтью и осаждаются в виде нефтешламов в API сепараторе нефть-вода или во флотаторе. Поскольку, в основном, содержание механических примесей в шламе составляет от 5 до 30 % мас./мас.%, предотвращение попадания одного кг примесей в канализационную систему может устранить от 3 до 20 кг нефтешлама. Исследование Amoco/US EPA показало, что на заводе в Йорктауне 1 000 тонн механических примесей в год попадает в канализационную систему НПЗ. Методы регулирования содержания механических примесей следующие: использование уборочной машины на мощеных участках, мощение неасфальтированных участков, посадка растительного покрова на немощеных участках, очистка канализационных каналов, удаление примесей из канав и ливневого коллектора, а также сокращение осадкообразования в теплообменниках антифолиантами в системе охлаждающей воды.

– Значительная часть отходов НПЗ образуется из нефтешламов, образуемых в комбинированных технологических/ливневых каналах. Отделение относительно чистого стока дождевой воды от технологических потоков уменьшает количество образующихся нефтешламов. Кроме того, концентрированные технологические потоки более пригодны для извлечения нефтепродуктов.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Программа управления отходами нацелена на предотвращение образования и сокращения отходов и их окончательной утилизации.

Справочная литература

[119], [120].

4.8 Имитационное моделирование

Описание

Имитационное моделирование – метод исследования, при котором изучаемая система заменяется моделью, с достаточной точностью описывающей реальную систему (построенная модель описывает процессы так, как они проходили бы в действительности), с которой проводятся эксперименты с целью получения информации об этой системе. Такую модель можно «проиграть» во времени, как для одного испытания, так и заданного их множества. При этом результаты будут определяться случайным характером процессов. По этим данным можно получить достаточно устойчивую статистику. Экспериментирование с моделью называют имитацией (имитация — это постижение сути явления, не прибегая к экспериментам на реальном объекте).

Техническое описание

Имитационные модели позволяют анализировать системы и находить решения там, где другие методы не способны. После выбора соответствующего уровня абстракции разработка имитационной модели является более простым процессом, чем аналитическое моделирование. Структура имитационной модели естественным образом отражает структуру реальной системы. Имитационная модель позволяет измерить значения любых переменных, соответствующих выбранному уровню абстракции. Возможность анимации в модели (большая убедительность, по сравнению с таблицами или презентациями).

Существует четыре основных подхода имитационного моделирования: динамическое моделирование, системная динамика (СД), дискретно-событийное (ДС) и агентное моделирование. Также следует отметить метод статистических испытаний - метод Монте-Карло (МК). (см. рисунок 4.3)

Кросс-медиа эффекты

Сбой программного обеспечения, технические ошибки при построении модели, и некорректные исходные данные для моделирования.

ПРОЕКТ DRAFT

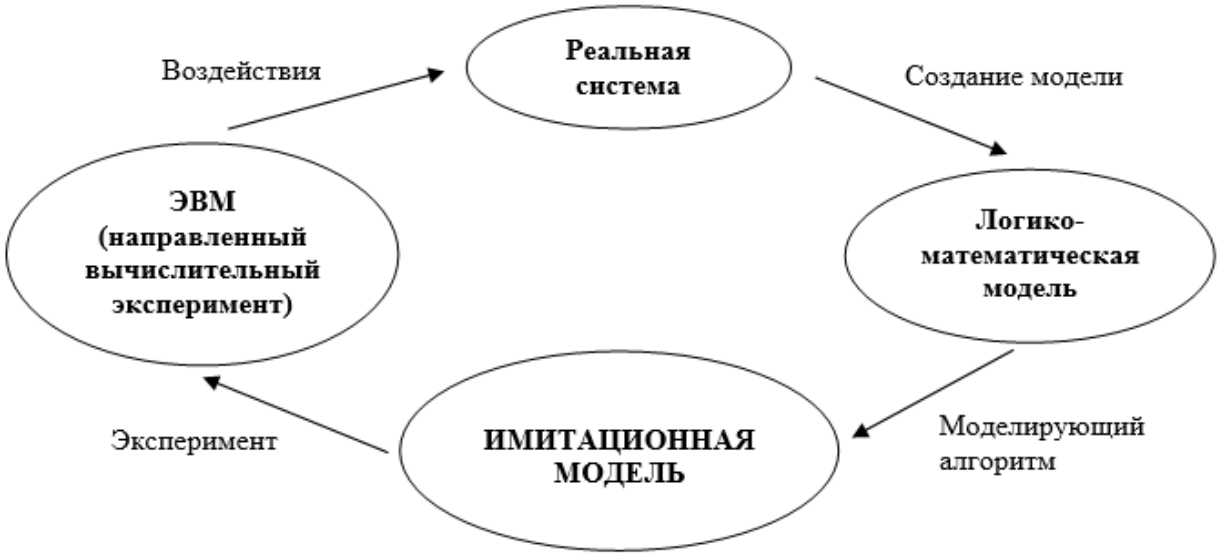


Рисунок 4.3 – Схема процесса имитационного моделированияная

Применимость

Имитационное моделирование является экспериментальной и прикладной методологией и применяется на всех НПЗ и ГПЗ.

Экономика

Экономическая выгода в использовании имитационного моделирования зависит от сложности моделируемой системы и технологического процесса, а также применяемого программного обеспечения.

Эффект от внедрения

Имитационное моделирование применяется для следующих целей:

а) описать работу системы;

б) построить теории и гипотезы, которые могут объяснить наблюдаемое поведение;

в) использовать данные теории для предсказания будущего поведения системы.

Применяемые программные обеспечения: MvStudium, MATLAB, Mathcad, Mathematica, Arena, GPSS, Extend, iThinkAnalyst, ProcessModel, PowerSim, AnyLogic, VisSim, Simulink, и др.

Пример завода(-ов)

Подходы имитационного моделирования применяется на всех этапах производства, при проектировании, определении рабочих параметров при выборе технологического режима работы, и т.п.

ПРОЕКТ ДРАФТ

5 ТЕХНИКИ, КОТОРЫЕ РАСМАТРИВАЮТСЯ ПРИ ВЫБОРЕ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНИК

Общий обзор

Настоящий раздел следует рассматривать как основную справочную информацию для определения наилучших доступных техник в области переработки нефти и газа. Техники, которые считаются устаревшими, не включены. Настоящий раздел не включает в себя все техники, применяемые на НПЗ и ГПЗ и описанные в разделе 3. В настоящий раздел включены только техники с доказанной экологической результативностью.

Настоящий раздел может не содержать исчерпывающий перечень техник, которые могут быть применены в данной отрасли. Могут использоваться другие техники при условии обеспечения уровня защиты окружающей среды, не превышающего установленных технологических показателей.

В разделе рассматриваются методы/технологии производства, предотвращения, контроля, минимизации и рециркуляции. Данные технологии/методы могут быть реализованы многими способами, такими как использование производственных технологий, которые загрязняют меньше, чем другие, изменение условий эксплуатации, сокращение материальных затрат, реинжиниринг процессов для повторного использования отходов производства, улучшение методов управления или замены токсичных химических веществ. В настоящем разделе представлена информация о некоторых общих и конкретных достижениях в области предотвращения загрязнения и борьбы с ним, которые были реализованы в промышленности в целом и в нефтеперерабатывающей промышленности в частности.

Каждый пункт настоящего раздела посвящен процессу или деятельности НПЗ и ГПЗ и содержит процесс и технику по борьбе с выбросами, которые следует учитывать при определении НДТ. Если для одного процесса/деятельности применимы различные техники, они обсуждаются в соответствующем разделе о действии процесса. Разделы 5.2-5.29 были составлены таким же образом. Каждый из этих разделов содержит, основные техники предотвращения загрязнения, применимые в упомянутом разделе процесса/деятельности, и, техники очистки в конце производственного цикла (EOP), которые могут быть применимы для сокращения выбросов для процесса/деятельности. Техники EOP сгруппированы по категориям среды/загрязнителей, чтобы уточнить последовательность применяемых техник.

Настоящий раздел включает три раздела, содержащие техники EOP, применяемые к отходящим газам, сточным водам и организации работ по переработке и утилизации отходов. А также разделы, содержащие описания техник EOP, которые могут быть применимы к нескольким процессам/деятельности НПЗ и ГПЗ, а также к некоторым другим процессам EOP.

PROJECT DRAFT

5.1 Процессы обезвоживания и обессоливание нефти

5.1.1 Оптимальные методы обессоливания

Описание

Описание процесса обесоливания представлено в разделе 3, пункт 3.1, который включает в себя:

1) многоступенчатые обессоливатели, комбинированное использование полей переменного и постоянного тока обеспечивает высокую эффективность опреснения, а также экономию энергии;
2) рециркуляция в многоступенчатых обессоливателях части раствора сточной воды обессоливателя второй ступени на первую ступень, сводя к минимуму количество промывочной воды;
3) предотвращение турбулентности в сосудах обессоливателя за счет использования более низкого давления воды.

Достигнутые экологические выгоды

Повышенная эффективность обессоливателей может снизить потребление пресной промывочной воды. Еще одним экологическим преимуществом может быть экономия энергии за счет более эффективного электрического поля.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Двухступенчатые процессы достигают 95 % или более высокой эффективности (из сырой нефти удаляется более 95 % солей/взвешенных веществ). Высокая эффективность обеспечивает преимущества процесса, так как в установках, использующих меньше добавочной воды, меньше коррозии и меньше дезактивации катализатора, например, натрием.

Применимость

Двухступенчатое или трехступенчатое обессоливание используется либо в том случае, когда требования к содержанию солей для последующего процесса является очень строгой, либо для предотвращения технологических сбоев и обеспечения функциональности (например, когда тяжелые остатки обрабатываются далее в процессах каталитической конверсии).

Эффект от внедрения

Повышение эффективности процесса обессоливания.

Справочная литература

[8], [9], [26].

PROJECT DRAFT

5.1.2 Улучшение процесса разделения нефти и воды перед сбросом в сточные воды водоочистных сооружений

Описание

Методы, которые могут быть применены, заключаются в следующем:

1) Передача сточных вод из установок обессоливания в отстойную ескость, где может быть достигнуто дальнейшее разделение нефти и воды. Нефть из воды может быть непосредственно извлечена в системе обработки нефтезагрязненных сточных вод.

2) Выбор оптимальных регуляторов межфазового уровня. В зависимости от удельного веса и диапазона обрабатываемого сырья необходимо рассматривать наиболее точные датчики уровня среди вытеснителей, емкостных зондов или детекторов радиоволн. Точность регулировки межфазового уровня имеет основополагающее значение для корректной работы обессоливателя.

3) Оптимальное улучшение разделения нефти и воды может быть достигнуто с помощью добавок «смачивающих» агентов, предназначением которых является удаление взвешенных загрязняющих веществ, которые ответственны за значительный унос нефти в воду.

4) Использование нетоксичных, биоразлагаемых, негорючих специальных деэмульгирующих химических веществ, улучшающих процесс слияния капель воды.

Достигнутые экологические выгоды

Описанные выше методы улучшают разделение нефтепродуктов и воды, снижая уровень нефтепродуктов при очистке сточных вод и рециркуляцию их в технологический процесс, а также снижая образование нефтяного шлама. При применении первого метода, упомянутого выше, в сепараторы поступает на 10-20 % меньше нефти. Второй может отделить от водной фазы около 5-10 % нефти.

Кросс-медиа эффекты

Некоторые из предложенных методов требуют применения химических веществ.

Применимость

Полностью применим.

Эффект от внедрения

Увеличение степени разделения нефти и воды.

Справочная литература

[68].

ПРОЕКТ DRAFT

5.1.3 Разделения взвешенных веществ/воды и нефти

Описание

Взвешенные вещества, поступающие в установку перегонки сырой нефти, сорбируют больше нефти и образуют дополнительные эмульсии и шламы. Поэтому количество взвешенных веществ, удаляемых из установки обессоливания, должно быть максимальным. Для сведения к минимуму содержание взвешенных веществ, выходящих из обессоливателя вместе с сырой нефтью, используется ряд методов:

1) Использование смесительных устройств с низким сдвигом для смешивания промывочной воды обессоливателя и сырой нефти.

2) Использование низкого давления воды в обессоливателе, чтобы избежать турбулентности.

3) Замена струи воды глинистым раствором. Они вызывают меньшую турбулентность при удалении осевших взвешенных веществ.

4) Водная фаза (суспензия) может быть разделена в пластинчатом сепараторе под давлением. В качестве альтернативы можно использовать комбинацию гидроциклонного обессоливателя и гидроциклонного нефтеотделителя.

5) Оценка эффективности системы промывки образующегося осадка. Промывка осадка - это периодический процесс, предназначенный для перемешивания водной фазы в обессоливателе, чтобы приостановить и удалить взвешенные вещества, накопившиеся на дне сосуда. Этот процесс очистки повышает эффективность обессоливателей во время нормальной работы, особенно при длительных циклах.

Достигнутые экологические выгоды

При применении данных методов, содержание нефти в образующихся шламах может быть уменьшено, а отделение шламов от водной фазы может быть улучшено.

Кросс-медиа эффекты

При применении данных методов увеличивается образование шлама на нефтеперерабатывающем заводе. При содержании механических примесей в сырой нефти 0,015 % мас./мас. теоретически 1500 т/год шламов может образовываться на нефтеперерабатывающем заводе мощностью 10 млн т/год.

Применимость

Там, где донные отложения, осадки и вода имеют решающее значение в последующих технологических установках, обессоливатели оснащены системой промывки дна для удаления осевших взвешенных веществ.

Эффект от внедрения

Усиливает разделение нефтяной и водной фазы за счет удаления

PROJECT DRAFT

взвешенных веществ, накопленных на дне обессоливателя.

Пример завода(-ов)

Распространены обессоливатели с устройствами для удаления осадков. Обессоливателей остатков атмосферной перегонки недостаточно, но их количество увеличивается с увеличением сложности нефтеперерабатывающих заводов в переработке остатков. На нескольких нефтеперерабатывающих заводах обессоливатели были оснащены системой донной промывки.

Справочная литература

[68].

5.1.4 Повторное использование воды для обессоливателя

Описание

Вода, используемая в других процессах, может быть повторно использована в обессоливателе. Например, если очищенная кислая вода используется в качестве промывочной воды обессоливателей, содержащийся в ней аммиак, сульфиды и фенолы могут в некоторой степени реабсорбироваться сырой водой.

Следующие потоки технологической воды могут быть пригодны для использования в качестве промывочной воды для обессоливателя:

– Использование воды, полученной в результате конденсации в сепараторе установки перегонки сырой нефти. Как правило, количество такой воды составляет 1-2 % мас./мас. на сырье.

– Конденсаты пара после стрипингов керосина и дизельного топлива и конденсат пара вакуумной колонны (около 3,5 % мас./мас. на сырье).

– Очищенная кислая вода, а также другие потоки технологической воды, не содержащие взвешенных веществ. Вода для скруббера или охлаждающая вода загрязнена и требует разделения нефти и взвешенных частиц перед биообработкой и/или повторным использованием в качестве промывочной воды обессоливателя. Кислая вода направляется в устройство для очистки кислой воды до её повторного использования и/или окончательной очистки в очистных сооружениях для сточных вод.

Достигнутые экологические выгоды

Используя воду такими способами, нефтеперерабатывающий завод снижает гидравлическую нагрузку на установки очистки сточных вод и снижает потребление воды.

Кросс-медиа эффекты

Необходимо избегать рециркуляции потоков воды, которые могут образовывать эмульсии, поскольку это приводит к ухудшению разделения фазы нефть/вода в обессоливателе, что, в свою очередь, приводит к чрезмерному

ПРОЕКТ DRAFT

выносу нефти с водой. Потоки с высоким содержанием растворенных взвешенных веществ не следует использовать в качестве промывочной воды обессоливателя из-за снижения движущей силы для извлечения соли из сырой нефти в воду.

Применимость

Примерами сточных вод, которые могут образовывать эмульсии в обессоливателе, являются: установки окисления битума, гидрокрекинга, замедленного коксования (мелкие частицы могут стабилизировать эмульсии), другие установки глубокой конверсии (нерастворимые сульфиды металлов, которые могут стабилизировать эмульсии) и установки HF-алкилирования (коррозионные отложения фтора). Возможность повторного использования воды обессоливателя в качестве промывочной воды для обессоливателя полностью применима к новым нефтеперерабатывающим заводам, но затруднено для применения на существующих нефтеперерабатывающих заводах.

Экономика

Необходимо учитывать затраты на сбор, обработку, перекачку и транспортировку этих вод по трубопроводам.

Эффект от внедрения

Нефтеперерабатывающий завод снижает гидравлическую нагрузку на установки очистки сточных вод и снижает потребление воды.

Справочная литература

[9], [26].

5.1.5 Удаление соляного раствора обессоливателя

Описание

Метод состоит из очистки воды обессоливателя от углеводородов, кислых компонентов и удаления аммиака перед тем, как направить на очистку сточных вод. Извлеченные углеводороды могут быть смешаны с несколькими потоками нефтепереработки. Дозировка кислоты для оптимизации pH также может быть использована для улучшения очистки воды от эмульгированной нефти.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания углеводородов, серы или аммиака (в зависимости от диапазона pH) в сточных водах, образующихся в обессоливателе. Например, выбросы бензола могут быть сокращены на 95 %.

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На нефтеперерабатывающем заводе мощностью 8,7 млн т/год образуется поток сточных вод в сырой установке объемом 1,3 $м^3$ в минуту, содержащий 90 кг фенолов в сутки. Сброс воды из обессоливателей содержит максимум 20 ppm бензола, а количество промывочной воды обессоливателя эквивалентно 4-8 % об/об подачи нефти. Сброс из сепараторов с уровнем бензола в диапазоне 20 ppb затем направляется в систему очистки сточных вод. Перед колонной отпарки кислых стоков устанавливается емкость для улавливания углеводородов. На нефтеперерабатывающих заводах с помощью описанного метода можно уменьшить содержание фенолов в воде до 90 %.

Кросс-медиа эффекты

Описанный метод требует потребление пара, введения кислоты и других химических веществ.

Применимость

Предварительная обработка раствора обессоливателя обычно применяется при обработке очень тяжелой сырой нефти.

Экономика

Нет полученной информации.

Эффект от внедрения

Описанный метод позволяет уменьшить количество бензола в сточных водах, тем самым снижая выбросы ЛОС бензола в водоотводящих сооружениях.

Пример завода(-ов)

Нет информации.

Справочная литература

[9], [26].

ПРОЕКТ DRAFT

5.2 Первичная перегонка нефти

В соответствии с 3.2-3.3, установки атмосферной и вакуумной перегонки являются крупными потребителями тепла. Техники, которые следует рассмотреть для применения в печах, описаны в разделе, посвященном энергетической системе (раздел 3).

5.2.1 Установка дробной перегонки

Техническое описание

Установка дробной перегонки со встроенной атмосферной колонной/высоковакуумной установкой, которая экономит до 30 % от общего потребления энергии для этих установок (рисунок 5.1). Метод включает атмосферную перегонку (предварительное отбензинивание нефти), вакуумную перегонку, фракционирование бензина, стабилизатор нафты, если требуется, и газовую установку.

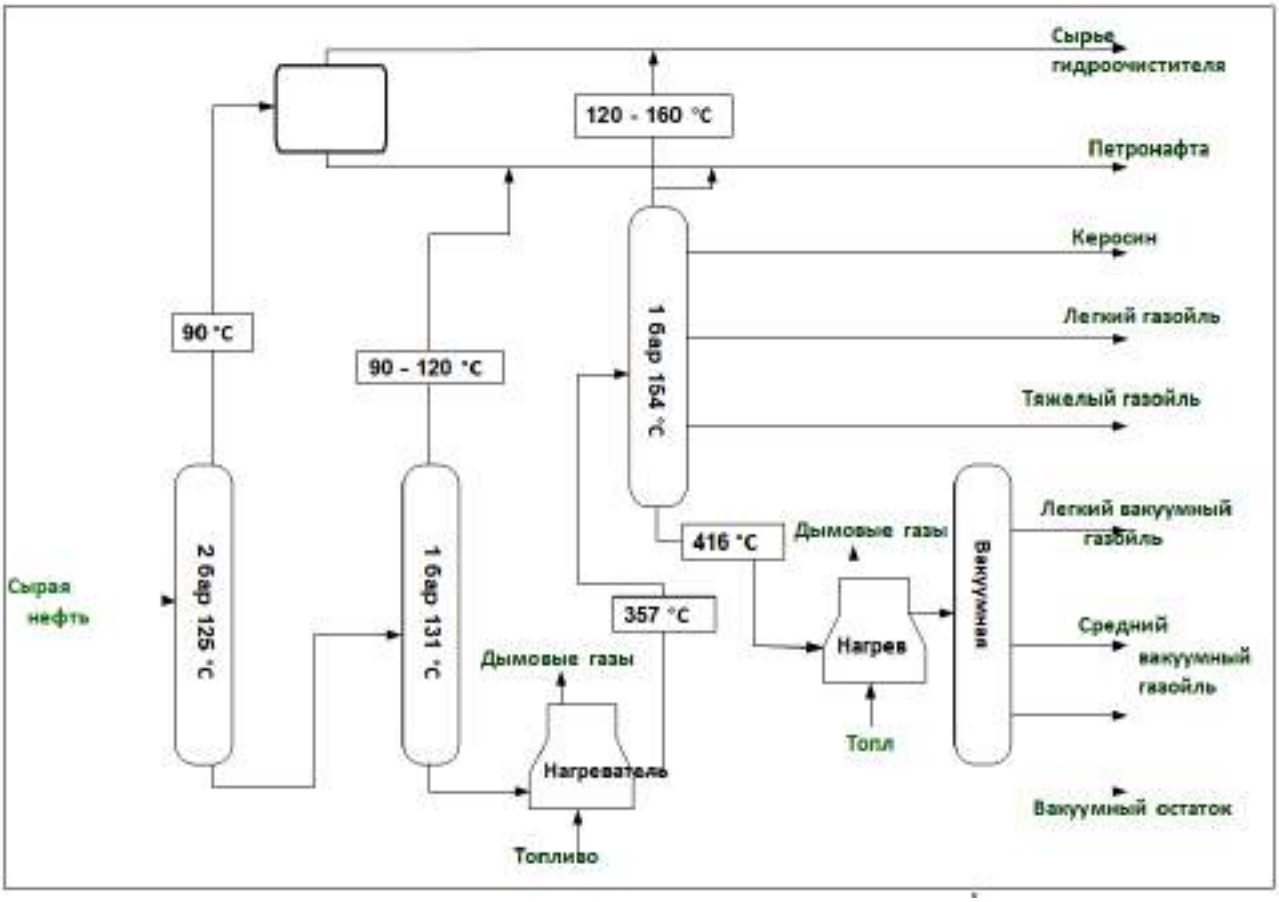


Рисунок 5.1 – Технологическая схема установки дробной перегонки

Достигнутые экологические выгоды

Технологическая нагрузка нагревателя (МВт·ч/100 т сырой нефти) при мощности перегонки 10 млн т/год составляет около 17,3 для легкой сырой нефти.

DRAFT

При использовании дробной перегонки сырой нефти она снижается до 10,1. Удельное потребление энергии (общее потребление энергии в тоннах топливного эквивалента на 100 т сырой нефти) при мощности перегонки 10 мил.т/год составляет 1,7 – 2,0 для легкой сырой нефти, в то время как использование установки дробной перегонки потребляет только 1,15. Экономия энергии на НПЗ мощностью 9,7 млн т/год составляет 50000 т тяжелого топлива по сравнению с традиционными методами.

Общее потребление первичной энергии

Для легкой нефти или смеси: 1,25 т топлива на 100 т сырой нефти. Для арабской тяжелой нефти: 1,15 т топлива на 100 т сырой нефти.

Дробная перегонка - это крайняя точка тепловой интеграции между атмосферной и вакуумной перегонками. Метод также предотвращает перегрев легких фракций до температур выше, чем строго необходимо для их разделения, и это предотвращает ухудшение тепловых уровней, связанных с отводом тяжелых фракций.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Экологические показатели и эксплуатационные данные представлены в таблицах 5.1– 5.2.

Таблица 5.1 – Потребление энергии при дробной перегонке сырой нефти, когда одна и та же установка используется для переработки двух видов сырой нефти

Наименование энергетических ресурсов	Тяжелая нефть (887 кг/м^3) 6,5 млн т/год			Нефть (810 кг/м^3) 5 млн т/год		
	потребление	т.н.э./ч	т.н.э./100 т	потребление	т.н.э./ч	т.н.э./100 т
Топливо (МВт·ч/ч)	67,5	5,81	0,75	67,5	5,81	1,04
Пар (т/ч)	15,95	0,8	0,11	21,0	1,05	0,19
Потребление электроэнергии (МВт·ч/ч)	6,4	1,41	0,18	6,4	1,41	0,25
Итого		8,02	1,04		0,27	1,48
Примечание: Потребление энергии определяется в соответствии со следующей гипотезой: т.н.э.(тонна нефтяного эквивалента) = 11,6 МВт·ч. кг пара низкого давления = 0,581 кВт·ч. Выход электроэнергии электростанции = 39 %. Продукты отправляются на хранение (при холодной температуре).						

PROJECT DRAFT

Таблица 5.2 – Стандартные требования к инженерному обеспечению на тонну сырья

Стандартные требования к инженерному обеспечению на тонну сырья	Показатель	Единицы измерения
Сжигаемое топливо	107 – 140	кВт/ч
Энергия	6,6 – 8,8	кВт/ч
Пар, 4,5 бар и.д.	0 – 17	кг
Водяное охлаждение (ΔT = 15 ºC)	1,4 – 2,8	$м^3$
Примечание: Данные пересчитаны с использованием среднего значения 1 т для 7,3 баррелей сырой нефти.		

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено воздействие на различные компоненты окружающей среды.

Применимость

Данный процесс применим ко всем или части этих установок при их сооружении, а также может быть использован при реконструкции для проверки узких мест. Это включает в себя, например, добавление колонны предварительного испарения для снижения расхода топлива.

Экономика

Снижения расхода топлива и, как следствие, снижение эксплуатационных расходов установок перегонки.

Эффект от внедрения

Снизить расход топлива на НПЗ.

Пример завода(-ов)

На некоторых европейских НПЗ используется установка дробной перегонки с встроенной атмосферной колонной/высоковакуумной установкой

Справочная литература

[3], [4], [5].

5.2.2 Тепловая интеграция на установках перегонки сырой нефти

Описание

Для оптимизации рекуперации тепла из атмосферной колонны перегонки два или три потока флегмы непрерывно циркулируют в нескольких точках на верхнем и среднем уровнях циркуляционного орошения. В современных конструкциях достигается интеграция с высоковакуумной установкой, а иногда и с установкой термического крекинга. Некоторые применяемые техники приведены ниже.

Оптимизация рекуперации тепла, посредством изучения и внедрения

ПРОЕКТ DRAFT

оптимальной интеграции энергии. Метод исследования на энергоемкость появился в качестве инструмента для оценки общих проектов систем, помогая сбалансировать инвестиции с экономией энергии.

Применение метода исследования на энергоемкость к тепловой интеграции в установке предварительного нагрева сырой нефти. Увеличение температуры предварительного нагрева и сведение к минимуму потери тепла в воздух и охлаждающую воду.

Увеличение давления в колонне перегонки сырой нефти с двух до четырех. Необходимо повторно нагреть боковые очистители с помощью топливного теплоносителя, а не с помощью паровой очистки.

Теплопередача при предварительном нагреве сырой нефти может быть улучшена с помощью специальной обработки веществами, препятствующими обрастанию в системе теплообменника сырой нефти. Такие вещества выпускаются многими химическими компаниями и во многих областях применения эффективны для увеличения продолжительности рабочего цикла теплообменников; вещества, препятствующие обрастанию, могут предотвратить закупорку трубчатых теплообменников, улучшить рекуперацию тепла и предотвратить гидравлические потери, в зависимости от характера загрязнения. Одновременно повышаются коэффициенты обслуживания различных агрегатов/технологических линий, а также рекуперация тепла (энергоэффективность).

Применение усовершенствованного управления технологическим процессом для оптимизации использования энергии в установке сырой нефти.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Снижение расхода топлива на нагрев в ректификационных колоннах.

Кросс-медиа эффекты

В случае высокоинтегрированных установок нефтеперерабатывающий комплекс в целом становится более восприимчивым к нестабильным условиям, возникающим на отдельных установках.

Применимость

Интеграция зависит от доступного пространства участка для размещения и возможности выполнения этих изменений в доступное время завершения работы. За исключением очень немногих случаев, применяется данная технология.

Эффект от внедрения

Снижение потребления энергии и связанных с этим выбросов CO_2 на НПЗ.

Пример завода(-ов)

Процедуры тепловой интеграции широко применяются в установках

ПРОЕКТ DRAFT

сырой нефти. Дробная перегонка - это поток тепловой интеграции между атмосферной и вакуумной перегонками.

Справочная литература
[6], [7], [8].

5.2.3 Использование вакуумных насосов и поверхностных конденсаторов

Описание

Данная техника заключается в использовании вакуумных жидкостно-кольцевых компрессоров вместо паровых эжекторов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Вакуумные насосы и поверхностные конденсаторы в значительной степени заменили барометрические конденсаторы на многих НПЗ, чтобы удалить данный поток нефтесодержащих сточных вод. Замена паровых эжекторов вакуумными насосами позволит снизить расход кислой воды с 10 $м^3$/ч до 2 $м^3$/ч. Вакуум может создаваться комбинацией вакуумных насосов и эжекторов для оптимизации энергоэффективности.

Кросс-медиа эффекты

Замена паровых эжекторов вакуумными насосами увеличит потребление электроэнергии для создания вакуума, но снизит потребление тепла, потребление охлаждающей воды, потребление электроэнергии для охлаждающих насосов и потребление агентов, используемых для кондиционирования охлаждающей воды. На НПЗ существует множество процессов, в которых избыточный пар может быть извлечен и использован для производства вакуума. Однако анализ управления энергопотреблением поможет решить, является ли использование избыточного пара для выброса пара вместо применения вакуумных насосов более эффективным, чем использование избыточного пара для других целей. Также следует учитывать надежность обеих систем, так как обычно паровые эжекторы более надежны, чем вакуумные насосы.

Применимость

Может не применяться в случаях модернизации. Для новых установок необходимы вакуумные насосы либо в сочетании с паровыми эжекторами, либо без них для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.), а также запасные части на случай отказа вакуумного насоса.

Эффект от внедрения

Сокращение образования кислых сточных вод.

PROJECT DRAFT

Пример завода(-ов)

В настоящее время вакуумные насосы используются чаще, чем эжекторные установки.

Справочная литература

[6], [8].

5.3 Процесс вакуумной перегонки

5.3.1 Снижение вакуумного давления в установке вакуумной перегонки

Описание

Снижение давления вакуума, например, до 20-25 мм рт.ст., позволит снизить температуру на выходе из печи при сохранении той же точки целевой фракции вакуумного остатка.

Достигнутые экологические выгоды

Данная технология даст некоторые преимущества, как с точки зрения энергосбережения, так и с точки зрения сокращения загрязнения. Экологические преимущества заключаются в следующем:

- пониженный потенциал крекинга или коксования в печных трубах;
- сокращение крекинга сырья для более легких продуктов;
- пониженная мощность сжигания и, следовательно, снижение расхода топлива.

Кросс-медиа эффекты

Энергия (электричество или пар) необходима для создания вакуума.

Применимость

Применимость обычно ограничена мощностью башни, температурой конденсирующейся жидкости или другими материальными ограничениями.

Эффект от внедрения

Уменьшить тепловую нагрузку процесса вакуумной перегонки.

Справочная литература

[62], [68].

ПРОЕКТ DRAFT

5.3.2 Очистка неконденсирующихся веществ вакуумным эжектором из конденсатора

Описание

Данные техники контроля выбросов из вакуумных установок включают такие процессы, как очистка амина (см. пункт 5.27.1), систем топливного газа НПЗ и сжигание в технологических печах других установок или оба процесса вместе. Газы из некоторых установок могут содержать значительное количество воздуха, и такие газы, как правило, лучше всего сжигать на месте. Возможно, потребуется тщательно применять технологии очистки аминов, поскольку загрязнение углеводородами может вызвать проблемы с пенообразованием в установках регенерации аминов.

Неконденсируемые вещества из воздушных конденсаторов могут передаваться в системы очистки или рекуперации легких паров или системы топливных газов НПЗ; кислые неконденсируемые газы, выпускаемые из герметичных барометрических насосов установок вакуумной перегонки, должны извлекаться и обрабатываться способом, соответствующим свойствам кислого газа.

Данная техника контроля, применимая к неконденсируемым выбросам, выбрасываемым из вакуумных эжекторов или насосов, состоящая из сброса в системы продувки или системы топливного газа НПЗ и сжигания в печах или котлах-утилизаторах.

Достигаемые экологические преимущества

Конденсаторы колонны вакуумной перегонки могут выделять 0,14 кг/м^3 подачи под вакуумом и могут быть уменьшены до незначительного уровня, если они сбрасываются в нагреватель или печь дожига. Снижение загрязнения достигается, если вакуумные газовые потоки (отходящий газ) направляются в соответствующую установку очистки аминов, а не сжигаются непосредственно в промышленном нагревателе. Направление вакуумного отходящего газа на очистку требует значительных инвестиций из-за затрат на компрессор.

Эффективность технологий контроля загрязнения для сжигания, как правило, превышает 99 % в отношении выбросов неметановых ЛОС.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Неконденсируемые потоки вакуумной дистилляции, которые в настоящее время направляются в печь, обычно включают небольшой расход с высокой концентрацией H_2S. По оценкам, это составляет около 15 % от общего объема выбросов серы на нефтеперерабатывающих заводах. В настоящее время осуществляется проект по очистке этих потоков с помощью аминной установки,

ПРОЕКТ DRAFT

чтобы таким образом сократить эти выбросы. Аналогичные проекты представлены и для других нефтеперерабатывающих заводов.

Кросс-медиа эффекты

В технологии сжигания необходимо учитывать продукты сгорания.

Повторное использование сточных вод, образующихся в верхней емкости для флегмы, может повлиять на pH опреснителя и выход некоторых компонентов при обессоливании.

Применимость

Полностью применим.

Эффект от внедрения

Сократить выбросы загрязняющих веществ, например, в контексте концепции «колпака» загрязнений.

Пример завода(-ов)

Применяется на некоторых европейских нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература

[68], [97].

5.4 Гидрогенизационные процессы

5.4.1 Процессы гидродесульфуризации

Описание

См.Раздел 3.4

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания серы в различных фракциях. Современные методы позволяют снизить содержание серы в дистиллятах до менее чем 10 ppm. Например, применение одностадийного гидрирования с помощью катализатора Co/Mo (30-40 бар) к средним дистиллятам снижает содержание серы более чем на 90 % (до примерно 100 ppm), в зависимости от продукта, содержания серы в сырье и условий реакции. Если спрос на дизельное топливо увеличивается, при его производстве необходимо использовать дополнительные соединения (например, легкий рецикловый газойль (ЛРГ) после установки ФКК). Однако это сырье содержит множество ароматических соединений, которые необходимо гидрировать в тяжелых условиях (высокая температура, высокое давление, высокоактивные катализаторы, двухступенчатые процессы).

ПРОЕКТ DRAFT

Текущие технические условия дизельного топлива могут быть выполнены в обычных одноступенчатых установках гидроочистки путем снижения почасовой скорости жидкости с 3,7 в условных единицах до 0,8-1,1, путем последовательного внедрения реактора в существующие установки и применения последнего поколения катализаторов, доступных для установок гидроочистки газойля. При переработке российской экспортной смеси с 1,3 % весового соотношения серы и промежуточным содержанием серы перед установкой окончательной десульфуризации 0,12 % серы, конечное содержание серы в рафинате может быть достигнуто при нормальной эксплуатации, равное 8 ppm серы.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Установки гидроочистки газойля нуждаются в дополнительной установке для промывки амином под высоким давлением в потоке рециркуляции водорода для поддержания чистоты водорода в потоке рециркуляции с углеводородами из свежего сырья. Установка будет работать под давлением 45 бар, используя 40 $Нм^3$ водорода на тонну сырья в виде газойля с расчетным сроком эксплуатации - 30 месяцев.

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии, образование отходов, сточные воды и атмосферные выбросы.

Применимость

Применимо к дистиллятам от нафты до тяжелых остатков.

Экономика

Предполагаемые затраты на установку процесса десульфуризации с пониженным содержанием сырой нефти (из расчета 132 $м^3$/ч) составляют 47 млн евро. В таблице 5.3 приведены инвестиционные затраты в установку гидроочистки системы десульфуризации остатков для подготовки сырья для флюид каталитического крекинга остатков.

Таблица 5.3 – Инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание

Наименование энергетических ресурсов	Значение
Скорость подачи сырья, Мт/год	3,8
Срок эксплуатации, дни	335
Коэффициент эксплуатации	0,92
Инвестиции во внутренние объекты, млн евро	272
Общая стоимость внешних объектов (30 % от стоимости внутренних объектов), млн евро	82
Расходы катализатора на одну загрузку, млн евро	10
Примечание: Представлены данные по Побережью Мексиканского залива США за 2 квартал 1995 года.	

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

По данным ЕС снижение содержания серы в исходном сырье составляет 10 мг/кг (10 ppm.).

Пример завода(-ов)

На НПЗ существует множество процессов десульфуризации.

Справочная литература

[78].

5.4.2 Каталитическая перегонка

Описание

Каталитическая перегонка для десульфуризации бензина как двухступенчатый процесс.

Достигнутые экологические выгоды

Содержание серы снизилось более чем на 95 % в бензине установки ФКК, содержащем 1800 ppm серы. Данный тип техники потребляет меньше энергии, чем стандартные процессы десульфуризации.

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии, образование отходов, сточные воды и выбросы в атмосферу.

Применимость

Полностью применим. Данная техника также может быть использована для восстановления бензола в продукте реформинга.

Экономика

Двухступенчатый процесс предназначен для очистки 7950 м^3/сут бензина, полученного после установки ФКК, содержащего 1800 ppm серы. Его производительность оценивается в 95 %, а инвестиционные затраты составляют около 20 миллионов евро.

Эффект от внедрения

По данным ЕС снижение содержания серы в исходном сырье составляет 10 мг/кг (10 ppm.) [Директива 2009/30/ЕС].

Пример завода(-ов)

В Европе имеется, по крайней мере, одна установка каталитической перегонки для десульфуризации 7950 м^3/сут. бензина, полученного после установки ФКК. В 2010 году в Российской Федерации была разработана

ПРОЕКТ DRAFT

установка ФКК мощностью 1,26 млн т/год с запатентованным процессом каталитической перегонки, отвечающим требованиям к выбросам Евро-5.

Справочная литература
[5].

5.4.3 Каскадная очистка нефтепродуктов щелочными растворами

Описание
Общий расход едкого натра на установках мокрой очистки газов снижается, если часть отработанного едкого натра из одной установки повторно используется на другой. Примером такой процедуры является вывод регенерированного едкого натра на стадии предварительной промывки и демеркаптанизация некатализированного бензина. Например, очистка крекинг-бензина от меркаптанов, извлечение H_2S или тиофенолов.

Достигнутые экологические выгоды
Сокращение использования едких растворов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Необходимо соблюдать особую осторожность при работе с отработанным едким натром из-за наличия на установке соединений серы.

Экономика
Данные о затратах, связанных с различными процессами демеркаптанизации бензина и дистиллята представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные о затратах, связанных с различными процессами демеркаптанизации бензина и дистиллята

Продукт	Виды процессов демеркаптанизации бензина	Сметные капитальные расходы, млн евро	Сметные эксплуатационные расходы, евро/м^3
Сжиженный газ	Извлечение[1)]	2,2	0,05
Легкая нафта	Minalk	1,1	0,04
	Без едкого натра	1,1	0,15
Тяжелая нафта и керосин	Неподвижный слой стандартного образца	2,6	0,18
	Без едкого натра	2,6	0,40

[1)] Включают установки предварительной и последующей очистки.

Примечание: Представлен пример экономических показателей процесса MEROX, применяемого в ходе непрерывной эксплуатации многофункциональной установки, мощностью 1590 м^3/по данным по побережью Мексиканского залива США. Капитальные расходы относятся к модульному проектированию, изготовлению и монтажу установок по технологии MEROX. Расчетная стоимость модульного проектирования находится в границах ответственности, франко-борта местонахождения изготовителя (побережье Мексиканского залива США). Расчетные эксплуатационные расходы включают стоимость катализаторов, химреагентов, прокладки инженерных коммуникаций и рабочей силы.

ПРОЕКТ DRAFT

Процесс демеркаптанизации экономичнее гидроочистки, как с точки зрения капитальных вложений, так и эксплуатационных затрат. Едкий натр обычно полностью регенерируется. В результате отводится только его малая часть.

Справочная литература
[93], [97].

5.4.4 Методы использования отработанного едкого натра

Описание

Едкий натр поглощает и извлекает сероводород, меркаптаны и фенольные загрязнения из нефтепродуктов на промежуточной и финальной стадии очистки. На некоторых установках демеркаптанизации отработанные растворы едкой щелочи имеют неприятный запах. Поэтому операции с ними проводятся в герметичных установках. До сброса в систему сточных вод их очищают, при этом скорость потока регулируется. Существует несколько эффективных методов повторного использования едкого натра на НПЗ - переработка на НПЗ или за его пределами, уничтожение в печах сжигания отходов.

Рассматриваемые методы:

- Нейтрализация и отпарка.
- Сжигание, как альтернатива очистки сточных вод, из-за очень высокой концентрации крезолов, нафтенов, меркаптанов и других органических соединений в отработанных едких растворах (ХПК>>50 г/л).
- Обработка и утилизация сухого отработанного едкого натра предотвращает образование пыли. Его захоронение запрещено.
- Повторное использование отработанного едкого натра на НПЗ.
- Борьба с коррозией на установках перегонки сырой нефти с использованием отработанного, а не свежего едкого натра. На электрообессоливающей установке нестабильные формы хлоридных (магниевых) солей не извлекаются из сырой нефти. При нагревании в дистилляторе сырой нефти они растворяются и образуют хлоридную коррозию. С целью предотвращения образования коррозии в установку с сырой нефтью вводят небольшое количество едкого натра (натрия). В результате образуется стабильная форма хлорида натрия, которая нейтрализует хлоридные компоненты. Для нейтрализации продуктов хлоридного разложения часто используется отработанный едкий натр. Он также уменьшает образование отходов.
- Повторное использование едкого натра на электрообессоливающей установке с сырой нефтью или установке отпарки кислых стоков.

ПРОЕКТ DRAFT

– Использование едкого натра на установке биологической очистки в качестве дополнительного средства контроля pH сточных вод.

– Повторное использование едкого натра, содержащего фенолы - значение pH щелочи снижают до тех пор, пока фенолы перестанут растворяться. Таким образом, жидкости расслоятся. Затем щелочь обрабатывается в системе очистки сточных вод на НПЗ.

– Повторное использование отработанного едкого натра (обычно разделяемый на: сульфидный, крезоловый и нафтеновый) за пределами НПЗ.

– На бумажном комбинате (только сульфидно-щелочной раствор).

– В качестве сырья для Na_2SO_3 (может потребоваться разделение видов щелочей).

– На предприятиях химической переработки, где концентрация фенола или сероводорода высокая. Возможно потребуется увеличить концентрацию фенолов в едком натре. Такая перестройка технологических процессов на НПЗ позволит сократить расходы на извлечение загрязняющих веществ из нефтепродуктов.

– Регенерация или окисление отработанного едкого натра происходит в результате:

– очистки перекисью водорода;

– применения катализатора с неподвижным слоем;

– продувки сжатым воздухом: 120-320 °C; 1,4 -20,4 МПа;

– применения биологической системы очистки.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов пахучих веществ в атмосферу и использования едкого натра.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Необходимо соблюдать особую осторожность при работе с отработанным едким натром из-за наличия на установке соединений серы.

Кросс-медиа эффекты

Отмечены следующие воздействия загрязнений одной среды на другую при различных методах очистки нефтепродуктов:

– Присутствие едкого натра на установке сырой нефти способствует образованию кокса на последующих установках по потоку нефти.

– Увеличение содержания фенолов, бензолов, толуолов и ксилолов на установке очистки сточных вод. Как следствие, такая концентрация вредных веществ снижает производительность установки очистки сточных вод либо увеличивается количество сбросов очистных сооружений. Меркаптаны, крезолы и нафтены негативно сказываются на производительности установок биоочистки.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Уменьшить применение едкого натра.

Пример завода(-ов)

Ряд НПЗ располагают функциональной возможностью регенерировать отработанный едкий натр. Однако другие НПЗ вынуждены утилизировать его излишки после щелочной промывки нефтепродукта. В результате остается небольшое количество едких веществ и, как правило, их используют на установках очистки сточных вод. В противном случае их сдают на утилизацию на бумажный комбинат и целлюлозный завод, где они используется в качестве отбеливающего реагента. Некоторые НПЗ отдают на реализацию отработанную концентрированную щелочь с фенолом. Ее применяют для извлечения крезоловых кислот из нефтяных продуктов. Некоторые НПЗ самостоятельно перерабатывают такую концентрированную щелочь. Извлеченный дисульфид реализуют в качестве готового продукта или отдают на переработку в печь сжигания отходов.

Справочная литература

[13], [15].

5.4.5 Каталитическая депарафинизация

Описание

Удаление парафинов из нефтяных фракций снижает температуру застывания смазочного масла. Сольвентная депарафинизация подразумевает смешивание растворителя с исходной фракцией, последующее отделение охлаждением и фильтрации выпавших в осадок парафинов.

Процесс каталитической депарафинизации происходит с использованием избирательных катализаторов с пористой структурой. При таком методе смазочные масла обладают более низкой температурой застывания, чем при сольвентной депарафинизации. В результате вместо парафинов вырабатываются горючие компоненты.

Достигнутые экологические выгоды

При применении каталитической депарафинизации содержание пахучих веществ и серы в нефтепродуктах ниже, чем при сольвентной. Продукты, образованные в результате гидрокрекирования парафина, остаются в составе нефтепродукта.

Кросс-медиа эффекты

Расход водорода, как правило, составляет 20-62 $м^3$/тонна сырья (100-300 ст.куб.фт./барр.н).

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Полностью применим на новых установках. Метод каталитической депарафинизации с малой вероятностью можно внедрить на существующих установках депарафинизации, поскольку представляет собой совершенно другой процесс. При каталитической депарафинизации температура застывания ниже, но выше индекс вязкости, чем в методе с применением растворителей.

Экономика

В таблице 5.6 сравниваются относительные затраты на: 1) оснащение НПЗ установкой (сольвентной) депарафинизации нефти мощностью от 300 кт/год до 500 кт/год; 2) строительство нового комплекса мощностью 200 кт/год; 3) внедрение метода каталитической депарафинизации на одну из установок НПЗ.

Таблица 5.5 – Данные о затратах на установку (сольвентной) депарафинизации масел мощностью 200 кт.

Параметры расходов	Новая установка (200 кт/год) (% от общей стоимости)	Внедрение на действующую установку (от 300 до 500 кт/год) (% от стоимости установки (сольвентной) депарафинизации масел)
Изменение капитала	36	24-36
Постоянные затраты	20	7-9
Переменные затраты	8	8
Стоимость углеводородов	35	11
Итого	100	50-64
Примечание: Инвестиции согласно: 795 м^3/сут базового смазочного масла без учета топлива установки гидрокрекинга. Общая сумма (1998 год, побережье Мексиканского залива США): 80 млн долл.США.		

Эффект от внедрения

Получение дистиллята с низким содержанием парафина.

Пример завода(-ов)

Один из НПЗ ЕС применяет процесс депарафинизации и производит дистилляты с низким содержанием парафина.

Справочная литература

[118].

ПРОЕКТ DRAFT

5.5 Каталитический риформинг

5.5.1 Очистка регенерационных отработанных газов

Описание

Регенерационный вентиляционный газ может содержать следы HCl, Cl_2, CO, SO_2, углеводородов, диоксинов и фуранов. Хранение и обращение с органическими хлоридами, используемыми во время регенерации, также может привести к выбросам в атмосферу. В некоторых конструкциях установок регенерационный вентиляционный газ может направляться через адсорбционный слой, через скруббер или в сочетании с основной системой промывки отходящих газов водой.

Достигнутые экологические выгоды

Адсорбционные слои, водяные скрубберы или скруберы, орашаемые водным раствором едкого натра и основные системы промывки воды приводят к сокращению выбросов микрокомпонентов в регенерационном вентиляционном газе и удалению большинства диоксинов и фуранов из выбросов в атмосферу. Однако из-за гидрофобных свойств диоксинов и фуранов часть может проскакивать через такие системы очистки.

Кросс-медиа эффекты

Когда конструкция включает скруббер, рециркулированные и отбираемые потоки из регенерационной промывки отработанных газов должны направляться на станцию (установку) очистки сточных вод. Из-за низкого pH данного потока сточных вод может потребоваться нейтрализация перед биологической очисткой. Использование скрубберов может привести к переходу некоторых диоксинов из воздуха в воду.

Применимость

Полностью применимо к новым блокам и с общими положениями о модернизации существующих блоков с учетом текущей конструкции (влияние на баланс давления и температуры, существующие конструкции, наличие площадей на участке и т.д.)

Экономика

Нет данных, доступных для данной конкретной техники.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов в атмосферу.

Справочная литература

[108], [106].

ПРОЕКТ DRAFT

5.5.2 Электрофильтр для очистки регенерационного отработанного газа

Описание

Регенерационные отработанные газы, содержащие HCl, H_2S, небольшие количества мелких частиц катализаторной пыли и следы Cl_2, SO_2 и диоксинов, могут быть отправлены в электрофильтр перед выбросом в атмосферу. Выбросы, образующиеся в результате других видов деятельности, таких как вентиляция во время регенерации или замены катализатора и очистки установки, могут направляться в электрофильтр.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания взвешенных частиц в отработанных газах, поступающих из регенератора.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Отсутствуют доступные данные. Общие сведения см. пункт 5.26.8.

Кросс-медиа эффекты

См. пункт 5.26.8.

Применимость

Особого внимания требуют выбросы из секций непрерывной регенерации. Не было зарегистрировано ни одного примера электрофильтра, используемого для непрерывной регенерации катализатора.

Экономика

Отсутствуют доступные данные. Общие сведения см. пункт 5.26.8.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов взвешенных частиц при регенерации катализатора.

Справочная литература

[104]

5.5.3 Сокращение выбросов полихлорированных дибензо-п-диоксинов и дибензофуранов (ПХДД/Ф) в результате каталитического риформинга

Описание

Ссылаясь на Разделы 3.5 и 5.5 Справочника, описывающие каталитический риформинг, диоксины обычно образуются в трех типах (непрерывном, циклическом и полурегенеративном) каталитического риформинга во время регенерации катализатора.

ПРОЕКТ DRAFT

Реакция De novo - это синтез макромолекул диоксинов и фуранов из максимально простых предшественников, при хлорировании органических молекул. Эта реакция максимально протекает в диапазоне температур от 200 °C до 450 °C и при наличии частиц оксида железа, образующихся в результате коррозии, которые действуют в качестве катализатора.

Если регенерационные отработанные газы обрабатываются в водяном скруббере (например, пункт 5.26.10) диоксины могут определяться в сточных водах из скруббера, но они не обнаруживаются после очистки сточных вод, возможно, из-за эффектов разбавления.

В некоторых других случаях из-за использования других методов, таких как фильтры с фиксированным слоем, происходит комбинированное снижение содержания хлора и диоксинов. В некоторых случаях для удаления диоксинов использовался активированный уголь. Другой метод, который был использован, включает рециркуляцию вентиляционных газов; однако неясно, как он может уменьшить выброс диоксинов.

Достигнутые экологические выгоды

Знание происхождения и контроля выбросов диоксинов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В 2001 году на нефтеперерабатывающем заводе Preem Lysekil (SE) был установлен контур рециркуляции газа непрерывной регенерации. Отработанный газ из регенерации рециркулируется в катализатор, где хлориды, хлорированные углеводороды и диоксины повторно адсорбируются. Выброс диоксинов из реформатора до установки составлял 0,323 г 2,3,7,8-тетрахлордибензо-п-диоксин (ТХДД или TCDD)-экв/год. Выбросы после установки метода борьбы с выбросами были на уровне 0,0045 г TCDD-экв/год (в среднем). Было достигнуто следующее снижение диоксинов и других параметров:

- диоксины: 99 %;
- хлорбензол: 94 %;
- полихлорированные дифенилы (ПХД): 93 %;
- хлориды: 83 %.

Аналогичная методика применяется с прерывистой регенерацией на заводе Preem в Гетеборге. В этом случае газы обрабатываются в скруббере, а затем вода фильтруется через активный уголь.

Кросс-медиа эффекты

Некоторые диоксины из регенерационных газов могут быть перенесены в воду путем очистки.

DRAFT DRAFT

Применимость
Информация отсутствует.

Экономика
Информация отсутствует.

Эффект от внедрения
Понимание об образовании диоксинов при регенерации катализаторов.

Пример завода(-ов)
Некоторые нефтеперерабатывающие заводы ЕС уже применяют и контролируют выбросы диоксинов из установок каталитического риформинга. Сообщалось, что такие методы, как ловушки хлора и рециркуляция вентиляционных газов, не применяются к полурегенеративным установкам риформинга из-за использования в этих конструкциях основных систем промывки водой. Эффективные методы борьбы с выбросами используются на двух шведских нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература
[18]

5.6 Изомеризация

5.6.1 Процесс изомеризации цеолитов

Описание
Более подробная информация приведена в разделе 3.6. Некоторым НПЗ требуется более высокое октановое число из легкой прямогонной бензиновой фракции (нафты), чем это возможно в процессе цеолитной изомеризации О-Т. Затем можно использовать технологию адсорбции для удаления непрореагированных нормальных парафинов.

Достигнутые экологические выгоды
В этих процессах не используются хлоридные соединения. Цеолитный и сульфатированный циркониевый катализатор можно регенерировать несколько раз, прежде чем отправлять катализатор в регенератор для извлечения платины.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Цеолитный катализатор используется при более высокой температуре (250-275 °C) и давлении (28 бар), что делает его более устойчивым к действию загрязнителей, несмотря на это, октановое число повышается незначительно.

ПРОЕКТ DRAFT

Кросс-медиа эффекты

Более высокая температура процесса, требующая большего нагрева.

Применимость

Цеолитовый катализатор в основном используется для негидроочищенных потоков сырья. Более низкие температуры реакции предпочтительнее более высоких температур, поскольку равновесное превращение в изомеры усиливается при более низких температурах.

Нефтеперерабатывающие предприятия с простаивающим оборудованием для гидрообработки, таким как старые каталитические риформеры или установки гидродесульфуризации, могут рассмотреть возможность перевода этого оборудования на процесс однократной изомеризации на цеолитах. При изомеризации может быть достигнуто увеличение октанового числа от 10 до 12 для легкой нафты C_5 - 71 ºC.

Экономика

Ориентировочная стоимость процесса реакции составляет 4654 евро за $м^3$/сутки. Для процесса поглощения инвестиции составляют евро 18900 – 25160 за $м^3$/сутки. Стоимость катализатора и адсорбента составляет около 1700 евро за $м^3$/сутки.

Эффект от внедрения

Производственный процесс. Выбор схемы однократного или повторного использования зависит от таких факторов, как количество легкой нафты, подлежащей смешиванию в бензиновом пуле, требуемое октановое число бензинового пула и наличие других высокооктановых компонентов бензиновой смеси. Если продукт изомерата имеет октановое число, превышающее 87, единственным вариантом является схема рециркуляции. Выбор схемы на основе фракционирования или схемы на основе абсорбции зависит от состава сырья и в определенной степени от требований к продукту. В целом можно сказать, что схема, основанная на фракционировании, требует меньшие инвестиции, но значительно более высокие эксплуатационные расходы в результате высоких требований к энергии.

Справочная литература

[78], [4], [26].

5.6.2 Процесс изомеризации катализатора на основе активного хлорида

Описание

Более подробная информация процесса изомеризации приведена в разделе 3.6.

DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Более высокая эффективность процесса по сравнению с цеолитными катализаторами и более низкие температуры реакции (меньшее потребление энергии).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Высокоактивный катализатор на основе хлорида, и катализатор с хлорированным глиноземом (содержащий платину) работают при относительно низкой температуре (150-175 °C и 20 бар) и дают наибольшее повышение октанового числа. В таком реакторе сырье должно быть свободным от источников кислорода и серы, включая воду, чтобы избежать проблем дезактивации и коррозии. Дезактивация кислорода необратима, тем не менее сера может быть десорбирована с поверхности катализатора. Этот процесс десорбции сернистых частиц из катализатора требует инженерное обеспечение и энергию.

Кросс-медиа эффекты

Катализатор хлорированного глинозема, стимулированный хлоридом (содержащий платину), требует добавления очень небольшого количества органических хлоридов для поддержания высокой активности катализатора, что приводит к образованию хлористого водорода в реакторе. Катализатор на основе хлорида не может быть регенерирован.

Применимость

Катализатор очень чувствителен к сере, поэтому требуется глубокая десульфуризация сырья до 0,5 ppm.

Экономика

Оценка инвестиций (на основе ISBL, US Gulf Coast, 1998): EUR 4 150 – 10 400 за $м^3$/сут.

Инвестиции в установку (на основе: 22nd quarter 1998 US Gulf Coast) были оценены в 1590 $м^3$/сут. мощности по производству сырого сырья в размере 8,8 млн евро (±50 %).

Эффект от внедрения

Оптимизация производственного процесса.

Справочная литература

[13]

ПРОЕКТ DRAFT

5.7 Висбрекинг и другие термические реакции

5.7.1 Установка теплового термического крекинга газойля

Описание

Полное описание эксплуатационных работ см. в Разделе 3.7, описывающим установку теплового термического крекинга газойля.

Установка теплового термического крекинга газойля позволяет преобразовывать остатки вакуумной перегонки с использованием двухступенчатого термического крекинга и последующего разделения на фракции газойля и нафты.

Достигнутые экологические выгоды

По сравнению с обычной установкой висбрекинга, процесс термического крекинга газойля позволяет значительно повысить конверсию вакуумного остатка в более легкие продукты. Выход конверсии достигает около 40 % мас./мас. вместо 15 % мас./мас. Качество полученных нефтепродуктов сразу оцениваются в потоке со светлыми фракциями. Они используются в производстве дизельного топлива, бензина и нафты.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Установка теплового термического крекинга газойля эксплуатируется на НПЗ компанией OMV в г. Швехат (Австрия) с весны 2009 года. Производительность установки составляет 2000 т/сут. Тепло, необходимое для процесса, обеспечивается газовой турбиной, работающей на природном газе, с номинальной тепловой мощностью около 80 МВт. Газовая турбина поставляет 27 МВт дополнительной электроэнергии в сеть НПЗ вместе с технологическим паром, генерируемым в установке системы утилизации тепла этого завода.

Кросс-медиа эффекты

Применение такого процесса увеличивает потребление энергии на объекте и связанные с этим выбросы в атмосферу. Необходим большой расход полезной энергии для преобразования вакуумного остатка. Этот процесс также способствует образованию дополнительных сильно загрязненных углеводородами сточных вод, подлежащих очистке на сооружениях по очистке сточных вод.

Применимость

Этот процесс полностью применим на новых заводах. Внедрение такого процесса на действующих установках висбрекинга невозможна.

EROKT DRAFT

Экономика

Инвестиции составляют 2400-3000 дол. США (1900-2500 евро) за баррель в сутки, без учета очистных сооружений и в зависимости от мощности и конфигурации установки (исходная точка Европа: 2004).

Эффект от внедрения

Увеличение коэффициента термической конверсии производства в сторону переработки «без остатка».

Пример завода(-ов)

По всему миру установлено около 12 установок. Один завод эксплуатируется компанией OMV с 2009 года в г. Швехат (Австрия).

Справочная литература

[10], [51], [26]

5.7.2 Висбрекинг-установка с реакционной камерой

Описание

Поток нефтепродукта после печи направляется в выносную реакционную камеру крекинг установки, где происходит низкотемпературный процесс с большим временем контакта.

Достигнутые экологические выгоды

Выход и свойства готового продукта аналогичны, но реакционная камера имеет следующие преимущества - низкое энергопотребление (30–35 %) и длительное время работы перед остановом, чтобы удалить кокс из труб печи. Время работы 6–18 месяцев по сравнению с 3-6 месяцами работы при печном висбрекинге.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Время работы печных висбрекинг установок составляет от 3 до 6 месяцев и от 6 до 18 месяцев для висбрекинг установок с реакционной камерой. Расход топлива - около 11 кг мазутного эквивалента/т. Мощность и расход пара аналогичны расходу змеевика печи. Рабочая температура на выходе из реакционной камеры составляет 400-420 ºC.

Кросс-медиа эффекты

Преимущество в отдельных очистительных мероприятиях змеевиках печи частично уравновешивается сложностью очистки реакционной камеры.

Пример завода(-ов)

Некоторые НПЗ Европы оснащены висбрекинг установками с реакционной

PROJECT DRAFT

камерой.

Справочная литература
[8], [68].

5.7.3 Снижение коксообразования в установках висбрекинга

Описание
Во время термического крекинга образуется некоторое количество кокса, который осаждается на трубах печи. При необходимости кокс следует счищать. Присадки регулируют содержание натрия в исходном сырье. Также используются едкий натр в качестве каустика или другие специальные присадки, вводимые в исходное сырье на установки, расположенные выше по потоку нефтепродукта.

Достигнутые экологические выгоды
Снижение образования кокса и, как следствие, сокращение отходов после очистки.

Эффект от внедрения
Такой метод обычно применяется в целях избежания очистки.

Справочная литература
[8].

5.8 Этерификация.

5.8.1 Этерификация. Каталитическая перегонка

Описание
Процесс каталитической перегонки объединяет реакцию и фракционирование в единую операцию установки. Для этого требуется конструкция с двумя реакторами, где один из них представляет собой реактор с фиксированной температурой кипения с последующим окончательным преобразованием в колонне каталитической перегонки. В реакторах используется катализатор на основе кислотной ионообменной смолы. См. дополнительные сведения в разделе 3.8.

Достигнутые экологические выгоды
Повышенная эффективность процесса конверсии снижает потребление энергии в системе на тонну произведенного продукта.

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Преимущества процесса, в котором катализатор реакции находится в колонне перегонки, включают в себя практически полную конверсию изоолефинов. Получение простых эфиров может быть применено для производства МТБЭ, ЭТБЭ или ТАМЭ. Конверсия 98 % изобутилена является стандартной для сырья НПЗ. Конверсия немного меньше для ЭТБЭ, чем для МТБЭ. Для ТАМЭ достижимы конверсии изоамилена >95 % (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание

Стандартные требования к инженерному обеспечению, на $м^3$ продукта	Диапазон в зависимости от лицензиара технологии	Установки
Потребление электроэнергии	1,3 – 3,1	кВт/ч
Пар (10,3 бар)	600 – 1 150	кг
Пар (3,4 бар)	100 – 1 150	кг
Водяное охлаждение (ΔT = 17 ºC)	1,5 – 4	$м^3$

Кросс-медиа эффекты

Данный метод требует установки дополнительного реактора. Обращение с катализатором в высоко расположенных узлах во время установки и замены катализаторов может привести к угрозе безопасности.

Экономика

Инвестиционные затраты: 18850 евро за $м^3$/сут продукта МТБЭ.

(Расчет затрат на основе курса 1999 года EUR = 1,168 0 USD для единицы измерения мощности в 1500 баррелей за эксплуатационные сутки и затраты 3500 долл.США за баррель МТБЭ за эксплуатационные сутки.)

Пример завода(-ов)

Данный метод широко применяется.

Справочная литература

[51], [4].

5.9 Каталитический крекинг

5.9.1 Гидроочистка сырья на установках каталитического крекинга (КК)

Описание

Гидроочистка сырья на установках КК проводится также как и гидроочистка нефтяного топлива и мазута (см. Разделы 3.4). На всё большем количестве НПЗ перед установкой ФКК применяют установки обессеривания

ПРОЕКТ DRAFT

или гидрокрекинга, главным образом для получения бензина и дизельного топлива с низким содержанием серы и (<10 ppm) и оптимизации параметров процесса - максимально быстрой переработки тяжелых нефтяных остатков и получения средних дистиллятов. В то же время дополнительная очистка этими установками способствует сокращению выбросов от установки ФКК, что приводит к существенному сокращению концентрации оксида серы (SO_2). Использование установок также влияет на выбросы оксида азота (NO_X), но их концентрация в большей степени будет зависеть от температуры регенератора и процесса сжигания.

Достигнутые экологические выгоды

Гидроочистка сырья установки ФКК снижает содержание серы до <0,1–0,5 % мас./мас. (в зависимости от качества сырья). Учитывая, что около 9 % от этого содержания серы обычно выбрасывается в дымовые газы регенератора, в результате гидроочистки выбросы оксида серы (SO_2) из регенератора уменьшаются до 90 %. Полученная среднесуточная концентрация дымовых газов остается в диапазоне 25–600 мг/Нм^3 (при 3 % содержания кислорода O_2) в зависимости от качества сырья. На одном из НПЗ отмечается, что объем выбросов увеличился до 600 мг/Нм^3, это связано с колебаниями в значениях содержания серы на 0,5 %. Сообщается, что среднегодовая концентрация выбросов снижена до 89 мг/Нм^3 (при 3 % содержания кислорода O_2) [10].

Выбросы соединений азота также снижены до 75–85 % (процент меньше при неполном сжигании), хотя такое сокращение концентрации соединений азота не приводит к эквивалентному снижению концентрации оксида азота (NO_X). В этом случае, если содержание азота в сырье уменьшено до 70–80 %, то максимальный процент концентрации оксида азота (NO_X) снижается до 50-60 %. Итоговая среднесуточная концентрация дымовых газов остается в диапазоне 50–180 мг/Нм^3 (при 3 % содержания кислорода O_2) в зависимости от качества сырья, при этом среднегодовая концентрация составляет всего 71 мг/Нм^3 (при 3 % содержания кислорода O_2) [10].

Этот технологический процесс также снижает выбросы металлов (например, никеля, ванадия) в атмосферу и продлевает срок службы катализатора установки каталитического крекинга.

Преимуществом этого процесса является более низкая концентрация меркаптанов в нефтепродуктах. Процесс каталитического крекинга влияет на следующую стадию процесса переработки - утилизацию меркаптана. Он приводит к уменьшению количества используемого едкого натра и сокращению сбросов в сточные воды.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эффективность удаления серы, достигаемая гидроочисткой, зависит от диапазона кипения сырья установки каталитического крекинга. Чем тяжелее сырье, тем больше энергии требуется для достижения одинаковой

ПРОЕКТ DRAFT

эффективности при удалении серы. Вода, используемая для секций с различными катализаторами, превращается в кислую воду со скоростью 20– 40 $м^3$/ч.

Доля сырья в установке каталитического крекинга, которое подвергается гидроочистке, довольно сильно варьирует в зависимости от схемы компоновки НПЗ и его системы организации. В качестве сырья могут выступать:

- фракция вакуумного газойля 375–560 °C (основное сырье);
- фрации атмосферной перегонки (> 375 °C);
- другие фракции, включая импортируемые.

Данные о влиянии гидроочистки сырья на выбросы взвешенных частиц установки крекинга также представлены в разделе 3.

На рисунках 5.2 и 5.3 представлены данные по производительности, полученные после ввода в эксплуатацию в середине 2005 года на европейском НПЗ новой установки гидрокрекинга мощностью 1 млн т/год, применяемой перед установкой ФКК мощностью 1,5 млн т/год. Усредненное значение выбросов от установки ФКК сократилось с 1650 (значение за год) до 670 т/год (на 60 %), в то время как концентрация серы в сырье снизилась с 1,5-1,7 % до 0,25-0,35 %. В данном случае вышеуказанный удельный показатель расхода водорода находится в диапазоне 8–9 кг водорода (H_2) на тонну гидроочищенного сырья.

Кросс-медиа эффекты

Влияние загрязнения одной среды на другую подразумевает повышение энергозатратности установок и последующее увеличение выбросов углекислого газа (CO_2) в основном из-за производства водорода. Например, общие затраты энергии на НПЗ увеличились примерно с 2 до 2,5 ГДж/тонн. Энергозатраты оптимизировались после введения в эксплуатацию установки гидрокрекинга (3 млн т/год) и дополнительной установки парового риформинга метана для производства водорода (H_2) (220000 т/год).

Несмотря на то, что гидроочистка требуется для получения нефтепродуктов, с высокими техническим характеристикам, при оценке взаимовлияния загрязнений рекомендуется учитывать уже имеющиеся характеристики нефтепродуктов.

В результате гидроочистки катализаторы удаляют соединения сероводорода (H_2S) и его выработку, что напрямую влияет на работу установки отпарки кислых стоков и установки извлечения серы (где, возможно, потребуется расширить или заменить установки). Кроме того, тяжелые металлы сырья установки ФКК попадут на катализатор установки гидроочистки. Глубокая гидроочистка за счет снижения количества металлов в сырье также приведет к снижению производительности ЭСФ.

Применимость

ПРОЕКТ DRAFT

Полностью применим. Этот технологический процесс более экономически оправданный, если на НПЗ имеется достаточное количество водорода, и завод оснащен установками отпарки кислых стоков и извлечения серы. Основной ключевой момент применения этого процесса заключается в оптимизации схемы компоновки НПЗ.

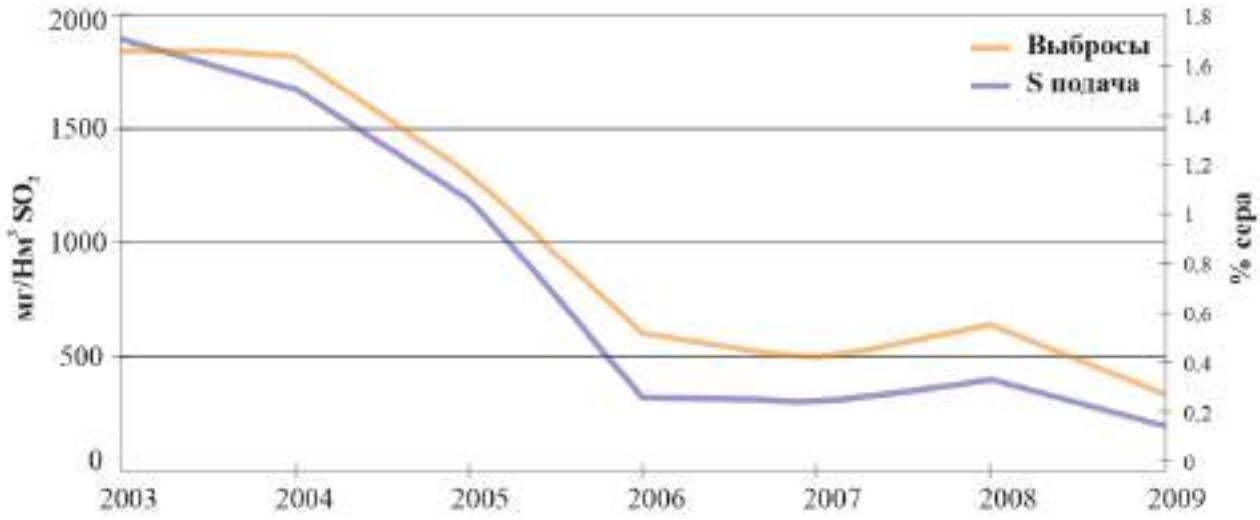


Рисунок 5.2 – Динамика изменений концентрации серы в сырье и выбросов оксида серы (SO_2) после гидроочистки сырья на установке каталитического крекинга

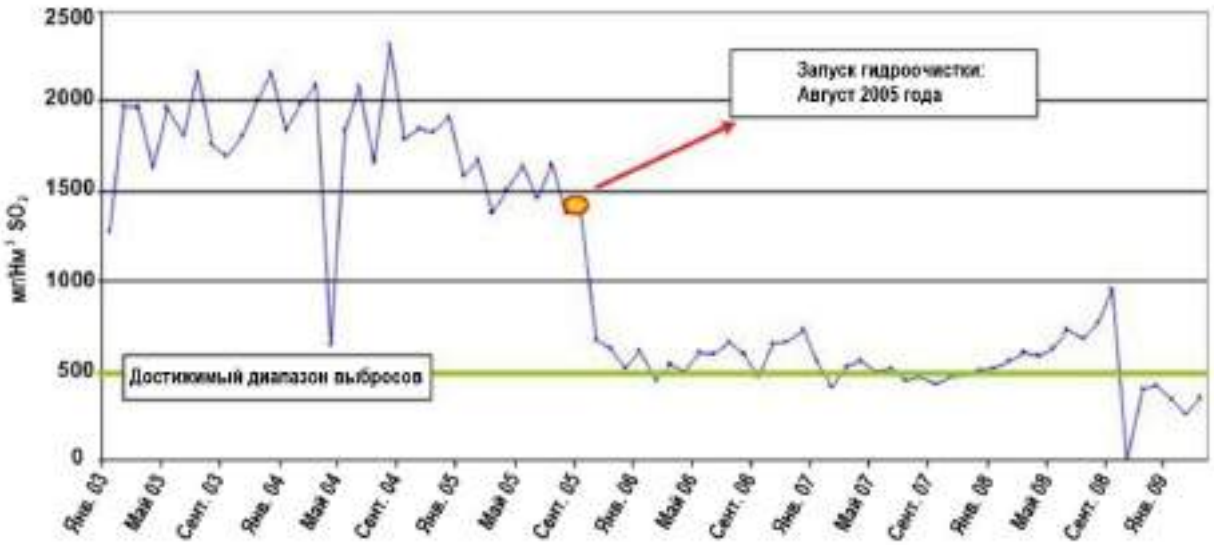


Рисунок 5.3 – Среднемесячные выбросы оксида серы (SO_2) после гидроочистки сырья на установке каталитического крекинга

Экономика

В таблице 5.7 и таблице 5.8 приведены примеры затрат, связанных с гидроочисткой сырья на установке ФКК.

Таблица 5.7 – Гидроочистка сырья на каталитическом крекинге (стандартный тип сырья - мазут и вакуумный газойль)

Размер/мощность (килотонна/год)	Стандартные капитальные/фактические затраты (млн евро) включают необходимость объединить межпроизводственные объекты с действующими установками	Издержки эксплуатации (млн евро/г)
1250	198	9
2 500	303	17
3 750	394	26
Примечание: Подобные расходы предполагают наличие большой площадки на заводе и мощности действующих установок производства серы (УПС) и установок отпарки кислых стоков. Если в дальнейшем появится необходимость в установке производства водорода, то такая установка с процессами гидроочистки или гидрокрекинга сырья на базе установки ФКК мощностью 2500 кт/год, как правило, будет стоить около 60-75 млн евро. Затраты, актуализированные CONCAWE, 2010 год Источники: [11], CONCAWE 2010		

Таблица 5.8 – Диапазоны затрат, связанные с гидроочисткой на установке ФКК мощностью 1,5 млн т/год в соответствии с некоторыми стандартными схемами компоновки.

Параметры расходов	Обессеривание дистиллятного сырья	Обессеривание углеводородных остатков	Гидроочистка сырья для сокращения концентрации оксида азота (NO_X) в газовом потоке
Производственная мощность процесса	1,5 млн т/год	1,5 млн т/год	1,5 млн т/год на установке ФКК: с котлом дожига угарного газа
Инвестиционные расходы, млн евро	80-100[3)] 45-50[1),2)]	200-300[2),3)]	80-100
Эксплуатационные расходы, млн евро/год	4-9	15-25[3)] 30-50 [2)]	4-9
[1)] За исключением установок по производству и работе с водородом (H_2) и сероводородом H_2S. [2)] [12] [3)] [13].			

По результатам анализа процессов гидроочистки 56 % сырья на установке каталитического крекинга с мощностью 1,5 млн т/год дает следующую информацию по затратам:

- общий объем инвестиций (2005 год): 230 млн евро, включая три очистные установки (суммарная мощность 1,05 млн т/год), модернизированная установка каталитического крекинга, а также установка извлечения серы и установка по очищению кислых стоков;

- затраты на электроэнергию: 7,15 евро/т очищенного сырья (2009 год);

- приблизительные затраты на водород (в год): 0,5 млн евро (за фиксированный период времени) плюс 1420 евро/т полученного водорода (2009 год), при удельном расходе 8-9 кгH_2/т очищенного сырья;

- общие эксплуатационные расходы (включая водород (H_2) за фиксированный период времени) составляют 7,75 евро/т очищенного сырья, удельные расходы - 6640 евро/т переработанного оксида серы (SO_2).

ПРОЕКТ DRAFT

В другом примере, приводятся следующие данные по гидроочистки 3 млн тонн сырья установки ФКК:

- выбросы оксидов серы (SO_2) сократились на 3,7 кг/т в результате очистки сырья;
- масштабы расходов составляют 9,6 кг водорода (H_2), электроэнергии израсходовано на 30,8 кВт/ч и топлива - 556 МДж на тонну очищенного сырья;
- общие эксплуатационные расходы оцениваются в 19,3 евро за тонну очищенного сырья, а удельные расходы составляют 5200 евро за тонну переработанного оксида серы (SO_2).

Примечание: улучшение характеристик нефтепродукта частично влияет на эксплуатационные издержки гидроочистки, т.к. в итоге - это основная цель гидроочистки.

Эффект от внедрения

Реализация этого процесса зависит от технических характеристик нефтепродукта, поскольку его быстрая переработка достигается с использованием гидроочищенного сырья. Большинство нефтепродуктов, полученных установкой каталитического крекинга без предварительной гидроочистки, нуждаются в ее дальнейшей очистке в соответствии с техническими характеристиками этих нефтепродуктов. Кроме того, на НПЗ дымовые газы из регенератора значительно влияют на общий объем выбросов оксидов серы (SO_X) и азота (NO_X). Обессеривание или легкий гидрокрекинг сырья является одним из вариантов сокращения этих выбросов.

Пример завода(-ов)

16 из 56 европейских объектов, о которых сообщили члены ТРГ, использовали этот технологический процесс.

Справочная литература

[5], [8], [9], [11], [12],[14], [13], [15].

5.9.2 Котел-утилизатор и детандер, утилизирующие дымовые газы, отходящие из регенератора установки ФКК

Техническое описание

Тепло дымовых газов, отходящих из регенератора, утилизируется в котле-утилизаторе или в котле дожига угарного газа. Тепло из паров реакторного блока утилизируется в главную фракционную колонну из установки путем переноса ненасыщенными газами или дымососами, а также путем предварительного подогрева дымовых газов, паров с остаточным теплом отходящих от нефтепродуктов. Пар, генерируемый в котле дожига угарного газа (CO), обычно уравновешивает количество пара, расходуемого установкой ФКК. Если разместить детандер на пути потока дымовых газов, отходящих из регенератора,

ПРОЕКТ DRAFT

энергоэффективность установки каталитического крекинга возрастет. На Рисунке 5.4 приведена упрощенная схема работы котла-утилизатора.

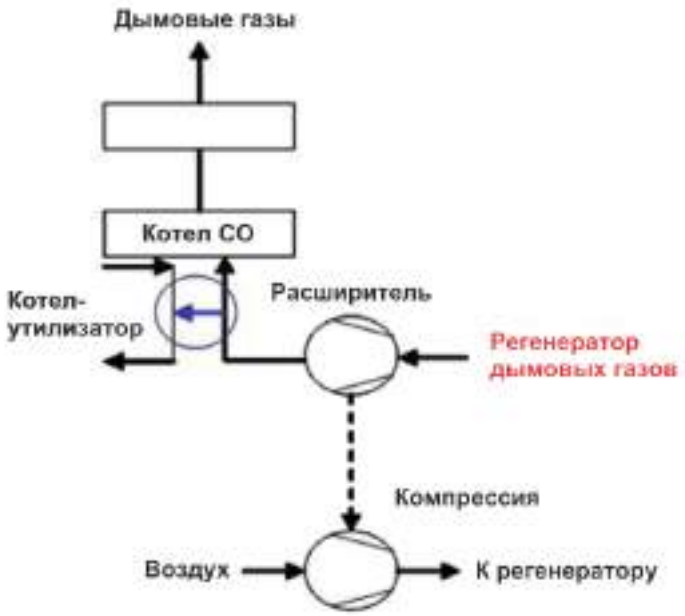


Рисунок 5.4 – Котел-утилизатор и детандер, используются для утилизации тепла дымовых газов, поступающие из регенератора установки ФКК.

Достигнутые экологические выгоды

Котел-утилизатор утилизирует тепло от дымовых газов, а детандер частично восстанавливает давление для сжатия воздуха в регенераторе. Пример применения детандера позволил сэкономить 15 МВт утилизации дымовых газов, генерируемых установкой ФКК мощностью 5 млн т/г.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Получение топлива за счёт утилизации отходов из газа регенерации снижает производственную мощность котла дожига угарного газа (CO), но способствует общей регенерации энергии, вырабатываемой установкой ФКК.

Кросс-медиа эффекты

Большое количество уносимой катализаторной пыли собирается в котле-утилизаторе. Более новые котлы-утилизаторы не используют катализатор, используя другое типоисполнение, например, циклоны или установки, которые удаляют скапливаемые мелкие частицы непрерывно (например, воздуходувки для удаления сажи), но самые ранние котлы-утилизаторы обычно продували сажу один раз в смену. При очистке испарительной поверхности (или продувке сажи) котлов дожига угарного газа (CO) выбросы взвешенных частиц и металла увеличиваются примерно на 50 %.

Примеры трех немецких НПЗ, на которых используют процессы выдувания сажи в установке ФКК, приведены в таблице 5.9.

ПРОЕКТ Б

Таблица 5.9 – Примеры влияния процесса выдувания сажи по трем немецким НПЗ

НПЗ	Мощность	Используемое сырье	Условия эксплуатации	Взвешенные частицы		Металлы [2),3)]	
				концен-ция[1)], мг/Нм^3	расход жидкости, кг/ч	концен-ция[1)], мг/Нм^3	расход жидкости, г/ч
НПЗ 1	82 %	мазут, непереработан. газойль нефть	нормальные	11,7	1,07	0,091	8,4
			продувка сажи	18,7	1,71	0,140	12,9
НПЗ 2	79 %	мазут, смеси тяжелых и легких углеводородов	нормальные	6,70	0,53	0,076	6,1
			продувка сажи	10,2	0,80	0,115	9,0
НПЗ 3	79 %	нет данных	нормальные	6,70	0,95	0,033	3,5
			продувка сажи	9,70	1,43	0,052	7,7

[1)] Концентрации представляют собой средние значения (3*30 минут) в мг/Нм^3 при 3% кислорода O_2 (сухой газ), основанные на непрерывной системе мониторинга выброса.

[2)] Металлы содержат никель, за исключением НПЗ 1, где они включают в себя никель, медь и ванадий.

[3)]Металлы, выбранные из компонентов взвешенных частиц и нанесенные на кварцевые фильтры в соответствии с национальными требованиями.

Источник: TWG 2010

Применимость

Переоснащение этого оборудования вызовет сложность из-за нехватки свободной площади на НПЗ. Для небольших установок или установок низкого давления детандеры экономически не оправданы.

Экономика

Стоимость установки детандера, утилизирующая газ из регенератора, завышена из-за необходимости внедрения дополнительных систем высокотемпературной фильтрации частиц. Турбодетандеры экономически невыгодны, как и установка утилизации отходящего тепла.

Эффект от внедрения

Получение топлива за счёт утилизации отходов

Пример завода(-ов)

Получение топлива за счёт утилизации отходов из детандера в дымовых газах регенератора применяется только на крупных, недавно возведенных установках.

Справочная литература

[9], [16], [17].

ПРОЕКТ DRAFT

5.9.3 Оптимизация технологического процесса каталитического крекинга

Описание

В целях сокращения концентрации NO_X условия эксплуатации установки ФКК и применяемые методы поддаются корректировке. Этот комплекс методов оптимизации процессов включает, но не ограничивается:

- снижение концентрации избыточного кислорода в дымовых газах;
- снижение температуры кипящего слоя регенератора;
- ступенчатая подача воздуха в котле дожига угарного газа (CO) (в режиме неполного сжигания).

Достигнутые экологические выгоды

В зависимости от конструкции и условий эксплуатации котла дожига угарного газа (CO) (см. ниже).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На одном из немецких НПЗ был проведен ряд испытаний с целью определения максимального сокращения концентрации оксида азота NO_X, достигаемого при ступенчатой подачи воздуха в котел дожига угарного газа (CO) (на установке ФКК в режиме неполного сжигания). Изменяя расход воздуха в трех точках подачи воздуха: «горелки 1-3», «1 ступень» и «2 ступень» (дожиг), содержание концентрации NO_X в дымовых газах установки ФКК снижается до 100 мг/Нм^3. Снижение концентрации окиси азота достигается перемещением воздуха, поступающего из горелок на вторую зону горения.

Исходное значение в начале потока около 375 мг/Нм^3 (без подачи воздуха на вторую ступень). В конце испытания содержание концентрации NO_X в дымовых газах сокращается примерно до 270-290 мг/Нм^3 (при 14 000 Нм^3/ч подачи воздуха на вторую ступень). При этом процесс сжигания CO или температура в камеры сжигания котла не меняется.

При данной конкретной конфигурации и условиях эксплуатации установки (7,5 % об./об. CO в дымовых газах регенератора, содержание азота в сырье 300-400 мг/кг) выбросы снижаются до усредненных значений в 350 мгNO_X/Нм^3 без применения дополнительных устройств.

Кросс-медиа эффекты

Для того, чтобы сжечь CO до конца требуется ввести избыточный кислород O_2 в концентрации не менее 2,0-2,2 % об./об. Если значения ниже, сжигание CO проходит не полностью, что приводит к увеличению концентрации CO в выбросах.

ПРОЕКТ DRAFT

Положительным побочным эффектом технологии ступенчатой подачи воздуха заключается в возможности регулировать подачу воздуха в горелки. Так как за счет этого повышается температура печи, для поддержания температуры топки необходимо совсем немного источника дополнительного нагрева.

Применимость

По итогам некоторых испытаний сообщается, что достигнутые результаты сильно зависят от конструкции котла дожига угарного газа (CO) и существующей схемы компоновки завода. Максимально возможное сокращение концентрации определяется для каждого конкретного случая.

Экономика

Затраты минимальные, поскольку никаких инвестиций не требуется и необходима только настройка процесса.

Эффект от внедрения

Регулирование выбросов CO и NO_X.

Пример завода(-ов)

Некоторые испытания проводились на НПЗ Германии (см. Экологические показатели и эксплуатационные данные выше). Эти испытания состоят из ступенчатой подачи воздуха, проводимые с целью определения максимально возможного сокращения концентрации оксида азота (NO_X) в дымовых газах установки ФКК за счет оптимального распределения воздуха, поступившего из котла дожига угарного газа (CO) и подаваемого в регенератор с постоянным процентным содержанием угарного газа (CO).

Справочная литература

[36], [37].

5.9.4 Выбор катализатора

Техническое описание

Рассматриваемые методы:

Использование более качественного катализатора на установке ФКК (рисунок 5.5). Эффективность технологического процесса и допустимые отклонения при выборе металлов (в частности, ванадий и никеля) увеличивается, в то время как объем и частота замены отработанных катализаторов сокращается.

Использование стойкого к истиранию катализатора для того, чтобы сократить его ежедневное использование и сократить выбросы взвешенных частиц из регенератора. Сокращение выбросов происходит как за счет снижения концентрации мелких частиц свежего катализатора, так и за счет того, что используется стойкий к истиранию катализатор. Как правило, используются

ПРОЕКТ DRAFT

катализаторы на основе оксида алюминия (например, технология Al-solbinder). В результате такие частицы катализатора намного тверже, чем те, что производятся на основе кремния.

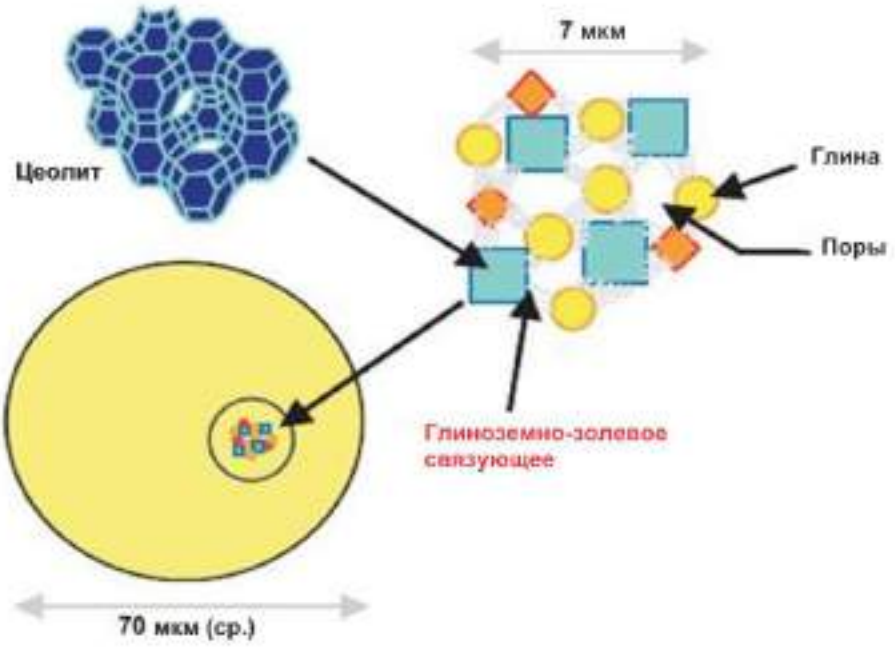


Рисунок 5.5 – Стандартная структура катализатора, стойкого к истиранию и используемого на установках ФКК.

Достигнутые экологические выгоды

Правилныйй выбор катализатора, используемого на установках ФКК, может:

– увеличить производительность установки до 20 %, уменьшить производство кокса и снизить расход отработанных катализаторов;

– увеличить многократное использование кализатора;

– уменьшить концентрацию микрочастиц в дымовых газах перед очисткой до 300 мг/Нм^3.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Основываясь на данных, полученных в ходе 100-дневного испытания [18], замена основы катализатора с кремния на алюминий сокращает выбросы взвешенных частиц (при постоянном процентном отношении кислорода (O_2) до 50 % после переходного периода за 50-100 дней (рисунок 5.6).

ПРОЕКТ

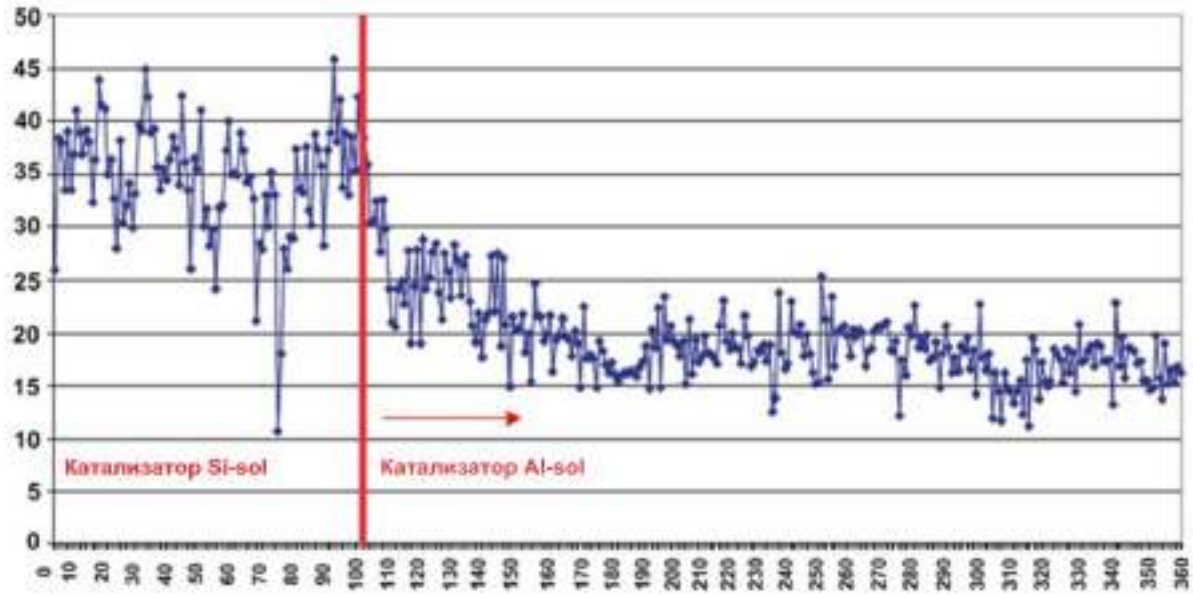


Рисунок 5.6 – Влияние выбора катализатора, нестойкого к истиранию, на выбросы взвешенных частиц (мг/Нм^3) через 100 дней.

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

Применимость

Рекомендуется заменить катализатор при необходимости. Однако в исключительных случаях такая замена отрицательно сказывается на работе установки ФКК.

Экономика

Инвестиционные расходы: отсутствуют. Эксплуатационные расходы: незначительные.

Эффект от внедрения

Технологические требования и сокращение выбросов мельчайших взвешенных частиц.

Пример завода(-ов)

Большинство установок ФКК в Европе используют лучший катализатор.

Справочная литература

[18], [13], [19].

5.9.5 Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)

ПРОЕКТ DRAFT

Описание

См. Раздел 3.9.

Достигнутые экологические выгоды

При эксплуатации установки ФКК концентрация на входе оксида азота (NO_X) до ввода в эксплуатацию системы СКВ варьирует от 200 до 2000 мг/Нм^3 (при содержании кислорода 3 %). Получение показателей такой концентрации зависит от типа используемой установки (с полным или неполным сжиганием газа в сочетании с котлом дожига угарного газа) и типа используемого сырья (более тяжелое нефтяное сырье, как правило, приводит к увеличению выбросов оксида азота (NO_X). В зависимости от значения концентрации оксида азота (NO_X) на входе, на выходе его концентрация снижается до 20-250 мг/Нм^3 (при содержании кислорода (O_2) 3 %). При этом выбросы сокращаются до 80-90 %. Например, при таком подходе установка ФКК мощностью 1,65 млн т/год сокращает выбросы примерно на 300 тонн оксида азота (NO_X) в год (расчет основан на среднем значении при входе 450 мг/Нм^3 и выходе 50 мг/Нм^3 при расходе отходящих газов 0,7x10^9 Нм^3/год).

Большинство систем СКВ работают в секторе добычи углеводородов с применением катализатора для окисления угарного газа (CO), который распределяется по всей установке и обеспечивает переработку 95 % CO в CO_2. В системах СКВ, не оснащенных катализатором окисления CO, диоксид углерода CO_2 образуется в меньшем количестве, только если оксид углерода (CO) вступает в реакцию с оксидом азота (NO) с образованием молекулярного азота.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Производительность катализатора и падение давления рабочей среды на установках ФКК с реакторным блоком СКВ, со временем снижают срок службы установки, главным образом из-за загрязнения катализаторной пылью и воздействия солей оксида серы (SO_X). Ожидаемый срок службы катализатора составляет около четырех лет, зависит в большей степени от условий его эксплуатации и эффективности фильтрации взвешенных частиц, проводимой до ввода в эксплуатацию реактора блока СКВ. Ниже приведены примеры.

На европейском объекте проанализировано интенсивное загрязнение: как видно из рисунка. 5.7, основной причиной послужило чрезмерная температура газа на входе (в большинстве случаев выше 362 °C, а иногда и выше 370 °C). Для того, чтобы компенсировать медленное преобразование химического реагента, оператор ввел большое количество аммиака через форсунки (NH_3), что составило 120 % по стехиометрии.

Продолжительность жизненного цикла катализатора значительно увеличилась, до шести-семи и больше лет. В одном конкретном случае первые три слоя катализатора помещенные в реакторный блок СКВ, на заводе в Швеции в 1994 году (а также в 2003 году поместили четвертый слой катализатора), все еще успешно выполняли свою функцию в 2010 году. По результатам последних

ПРОЕКТ DRAFT

испытаниях, ожидается, что срок службы таких катализаторов составит от 140000 до 150000 часов наработки.

Метод СКВ, применяемый при низких расчетных нагрузках, а также тщательное предварительное обеспыливание поступающего газа помогают продлить срок службы катализатора. Необходимо проанализировать распределение частиц по размерам и состав поступающих дымовых газов в реактор СКВ, чтобы предугадать возможность загрязнения высоким содержанием частиц и/или загрязнения мелкими частицами, происходящих под воздействием термофоретических сил. При необходимости может потребоваться установка оборудования для предотвращения образования взвешенных частиц, такого как воздуходувки.

В таблице 5.10 приведены результаты по некоторых установкам ФКК, оснащенных системой очистки СКВ.

Таблица 5.10 – Показатели реакторных блоков СКВ по шести установкам ФКК

Набор данных [опрос]	Тип	Зачение на входе	Зачение на выходе	Достигнутое снижение выбросов NOx, %	Проскок аммиака	Частота останова реакторного блока СКВ/другая информация
CONCAWE 1[1),2)]	Полное сжигание с установкой дополнительного топливного котла	36-244	2-26	88	-	4 года/-
CONCAWE 2[1),2)]	Режим полного сжигания установка	25-211	3-13	91	-	7-17 месяцев/-
CONCAWE 3[1),2)]	Неполное сжигание газа с установкой котла дожига угарного газа (CO).	318	99	85 (<70 в конце запуска)	-	4 года/-
[27][3)]	Установка в режиме полного сжигания	-	249,6	79,1	-	-/ 1351 т предотвращено выбросов (2006)
НПЗ США CITGOLemont (штат Иллинойс)	Нет данных	200 (ppm) по объему	<20 (ppm) по объему [4)]	90	-	Введен в эксплуатацию в 2008 г. Скруббер мокрой очистки газов располагается

ПРОЕКТ DRAFT

Набор данных [опрос]	Тип	Зачение на входе	Зачение на выходе	Достигну-тое снижение выбросов NO_X, %	Проскок аммиака	Частота останова реакторного блока СКВ/другая информация
						на установках, расположенных после прохождения реактора СКВ
НПЗ США SHELL Deer Park (Техас)	Нет данных	200 (ppm) по объему	<20 (ppm) по объему [4]	90	Не поддается измере-нию	Введен в эксплуатацию в 2004 г. Обессеривание дымовых газов осуществляется на установках, расположенных после прохождения реактора СКВ

[1] Среднесуточное значение в мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2 (сухой газ), по итогам системы непрерывного мониторинга выбросов.

[2] Усредненные значения рассчитываются из диапазона от 5-го до 95-го процентиля для значений из полного набора данных.

[3] Среднегодовое значение в мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2 (сухой газ), по итогам системы непрерывного мониторинга выбросов.

[4] Усредненное значение за 365 дней, основанное на системе непрерывного мониторинга выбросов, выраженное в (ppm) по объему при 0 % содержании O_2; 20 (ppm) по объему оксида азота NO_X составляет около 32 мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2.

Источники: [20]

ПРОЕКТ DRAFT

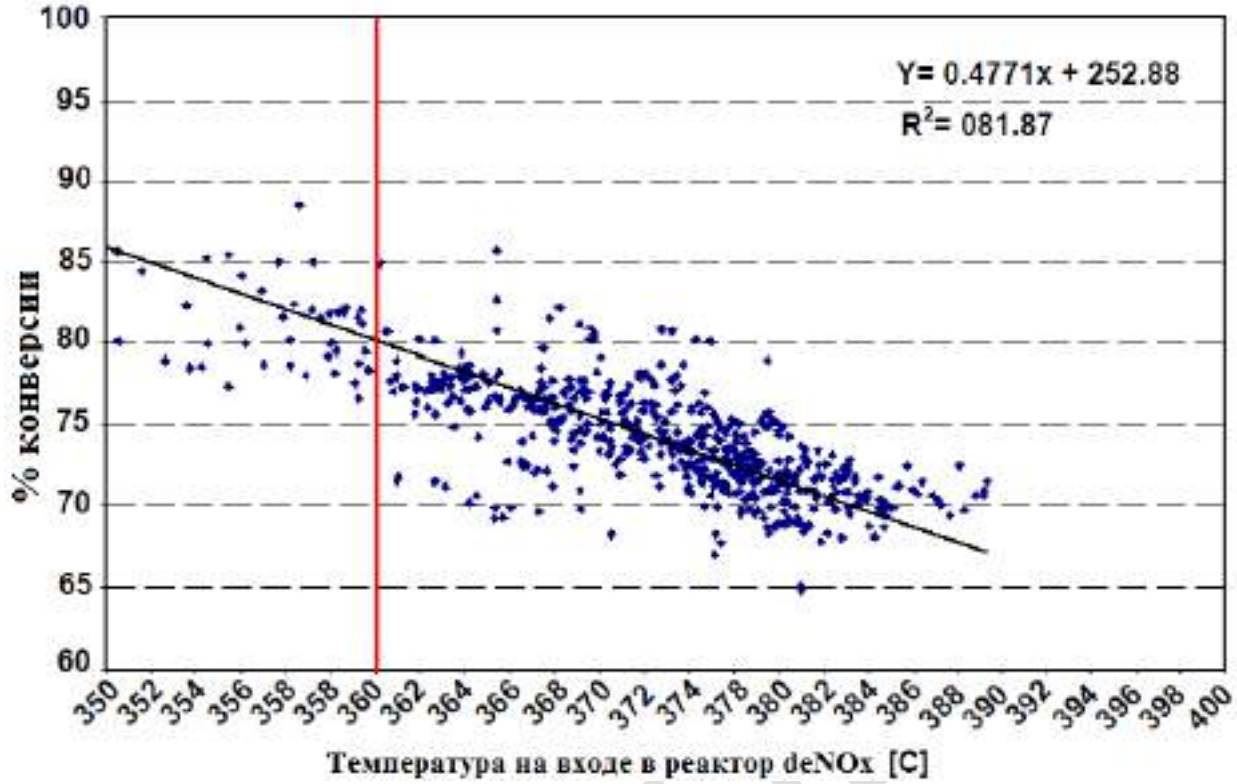


Рисунок 5.7 – Итоговые данные конверсии NO_X по методу СКВ, представленные в виде математической функции с температурой на входе в реактор deNOx (на установке ФКК НПЗ Европы)

Кросс-медиа эффекты

На установках ФКК с реакторным блоком СКВ применение турбин детандера негативно сказывается на потенциале энергетической утилизации отходов, поскольку увеличивается перепад давления по верхнему контуру регенератора. К тому же, с течением времени перепад давления сокращает срок службы установки, тем самым ограничая диапазон рабочих режимов детандера турбины, особенно на действующих установках с фиксированной динамикой перепада давления. Это приведет к снижению теплового КПД.

Применимость

Поскольку температурный интервал широкий (300-400 °C), реактор СКВ легко вводится в эксплуатацию на установке ФКК после его переоборудования. Однако, действующие котлы-утилизаторы с авторазогревом, котлы дожига угарного газа (CO) и котлы-утилизаторы, возможно, придется модифицировать для соответствия заданной температуре.

Установки потребуют наличие большой площадки. Реактор СКВ чаще всего требует наличие новых котлов-утилизаторов (с полным сжиганием) и котлов дожига угарного газа (CO) (с неполным сжиганием). Предпочтительно, чтобы установка сокращения концентрации NO_X была встроена в котел-утилизатор. Реактор СКВ использует окисляющие реагенты, поэтому не

ПРОЕКТ

рекомендуется им пользоваться перед эксплуатацией котла дожига угарного газа (CO) (с неполным сжиганием).

Поскольку катализатор в реакторе СКВ потенциально загрязнен частицами потока дымовых газов, требуется предварительная фильтрация.

В системе СНКВ количество впрыска аммиака ограничено потенциальным риском коррозии на последующих стадиях установки.

Экономика

В таблице 5.11 приведены некоторые примеры экономической эффективности реактора СКВ на установках ФКК.

Таблица 5.11 – Экономические аспекты системы СКВ, применимые на установках ФКК.

Мощность установки ФКК, млн т/год	Эффектив-ность, %	Концентрация NO_X на выходе, мг/Нм^3	Стоимость установки, млн евро	Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, млн евро/год	Удельная стоимость, евро/т утилизированного NO_X[4)]
1,65	90	40	3,8 (33 млн шведских крон [1),2)]	0,24 (2 млн шведских крон)[3)]	2 103
1,5	85	120	6,3-13	0,4-0,8	2 023
1,5	85	37,5	1,2-3,6[5)]	0,12-0,48	2 042

[1)] Стоимость в национальной валюте страны – возведен в 1994 году.

[2)] Включая реактор СКВ, хранилище аммиака, устройства впрыска жидкости и первичную заправку катализатора.

[3)] Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, включая аммиак, пар и замену катализатора.

[4)] В том числе котел дожига угарного газа (CO).

[5)] Используя тот же анализ экономических аспектов, представленный в таблице 5.13.

Примечание: все расходы на новый блок СКВ.

Последние данные о затратах на реактор СКВ и СНКВ приведены в таблице 5.12.

Более подробная экономическая оценка работы реактора СКВ на установках ФКК (2000 год) приведена в таблице 5.13.

Таблица 5.12 – Основные факторы затрат на установку селективного каталитического восстановления (СКВ) (сырой газ) после установки ФКК

Параметры расходов	Количество	Стоимость в евро/установка	Стоимость в евро/год
Время эксплуатации, ч/год	8 000		
Инвестиционные затраты, млн евро	1,45		
Производственные факторы ежегодных расходов: количество лет, год	15		

ПРОЕКТ DRAFT

Параметры расходов	Количество	Стоимость в евро/установка	Стоимость в евро/год
процентная ставка, %	6		
Еежегодное погашение, включая проценты, евро/год	150 000		
Пропорциональные инвестиционные затраты, включая проценты:			150000
объем катализатора ($м^3$)	20		
срок службы (год)	8		
замена катализатора ($м^3$/год)	2,5	15000 евро/$м^3$	
средняя стоимость замены катализатора (евро/год)	36300		
Катализаторы:			36300
техническое обслуживание + истирание (процент от инвестиционных затрат)	2		
техническое обслуживание + истирание (евро/год)	29000		
Техническое обслуживание + истирание:			29000
падение давления (мбар)	8		
энергия для повторного нагрева (МДж/ч)	0	3,6 евро/гДж	0
электроэнергия (кВтч/ч)	88	0,065 евро/кВтч	46000
жидкий аммиак NH_3(кг/ч)	36,96	0,25 евро/кг	75200
Общие затраты			336 269
Примечание: На НПЗ с объемом выхлопных газов 100000 $Нм^3$/ч выбросы оксида азота NO_X снижены на 1000 мг/$Нм^3$ по отношению к фактическому содержанию кислорода и концентрации чистого газа <200 мг. NO_X/$Нм^3$. Концентрация на входе варьирует от 200 до 2 000 мг/$Нм^3$ при 3% содержании O_2. С реактором СКВ концентрация оксида азота NO_X на выходе снижается до 80-120 мг/$Нм^3$.			

На основе отчета [21] затраты (2011 год) на единицу 2 млн т/год оцениваются следующим образом:

- капитальные расходы: 50-75 млн евро,
- ежегодные затраты: 6-14 млн евро,
- стоимость одной утилизированной тонны загрязняющего вещества: 25000-60000 евро/т оксида азота NO_X.

Предварительная оценка переоснащения установки ФКК с реакторным блоком СКВ, мощностью 57500 баррелей в сутки (3 млн т/год) дает следующие цифры (2007 год):

- капитальные расходы: 15 млн фунтов стерлингов (22,2 миллиона евро на 02.07.2007),
- эксплуатационные расходы: 0,54 млн фунтов стерлингов в год (0,80 млн евро в год),
- расчетное количество утилизированного NO_X: 80 т/год (предполагаемый результат сокращения концентрации 50 %),
- эквивалентные ежегодные затраты: 34079 фунтов стерлингов (50442 евро) за т/год утилизированного NO_X (предполагаемый срок службы 15 лет).

PROJECT DRAFT

Эффект от внедрения
Сокращение выбросов NO_X.

Пример завода(-ов)
Шесть реакторных блоков СКВ функционируют на установках ФКК по всему миру и две в Европе.

Справочная литература
[5], [12], [13], [16], [21], [22],[23],[24],[25],[26],[27].

5.9.6 Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Описание
Описание метода СНКВ см. в Разделе 5.26.5

Достигнутые экологические выгоды
На установках ФКК этот метод обеспечил сокращение концентрации оксида азота NO_X с 30 % до 50 % и доказал возможное дальнейшее снижение до 70 % (ежедневно). Концентрации на выходе составляет <100-200 мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2 в зависимости от содержания азота в сырье.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
В таблице 5.13 приведены результаты по некоторых установкам ФКК, оснащенных системой СНКВ.

Таблица 5.13 – Показатели системы СНКВ по трем установкам ФКК.

Набор данных	Тип	Значение на входе	Значение на выходе	Достигнутое снижение выбросов NO_X, %	Проскок аммиака	Комментарии
CONCAWE 4	Режим полного сжигания установкой дополнительного топливного котла	123-410	Нет данных	23	<15	-
CONCAWE 5	Режим полного сжиганияустановкой дополнительного топливного котла	90-530	50-180	50	8	сокращение концентрации перхлорэтилена с массовой долей основного вещества не менее 95 %

ПРОЕКТ DRAFT

Набор данных	Тип	Значение на входе	Значение на выходе	Достигнутое снижение выбросов NO_X, %	Проскок аммиака	Комментарии
						81 % (каждый час)
CONCAWE 6	Неполное сжигание с котлом дожига угарного газа (CO).	318	99	67	10	сокращение концентрации перхлорэтилена с массовой долей основного вещества не менее 95 % 78 % (каждый час)
Примечание: Среднесуточные выбросы в мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2 (сухой газ). Данные, основанные на системе непрерывного мониторинга выбросов. Имеется информация, что процент сокращения выбросов NO_X зависит от его концентрации на входе. Источник: [23]						

На НПЗ Германии приводятся следующие данные по системе СНКВ на установках ФКК, полученные по итогам длительного мониторинга (рисунок 5.8):

- концентрация NO_X на выходе: <100 мг/Нм^3 (онлайн-измерения);
- концентрация CO на выходе: <90 мг/Нм^3;

Установка ФКК, оснащенная котлом дожига угарного газа (CO) при неполном сжигании:

- общее содержание азота в сырье установки ФКК около 1200 ppm (определяется периодическим анализом сырья);
- расход аммиака: 300 л/ч (концентрация 8-10 %).

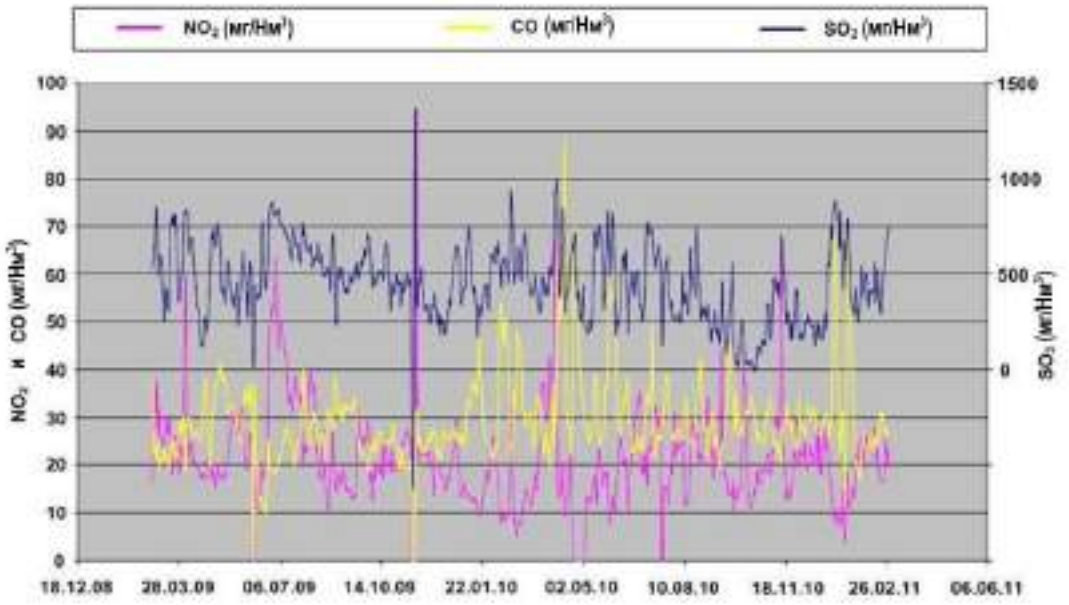


Рисунок 5.8 – Выбросы в атмосферу от установки ФКК с реакторным блоком СНКВ на НПЗ Германии.

Кросс-медиа эффекты

Описание влияния эксплуатации реакторного блока СНКВ на окружающую среду см. в разделе 3.9

Применимость

Метод СНКВ применяется в режиме неполного сжигания на установках ФКК, оснащенных котлом дожига угарного газа (CO) и в режиме полного сжигания на установках ФКК, оснащенных дополнительными котлами-утилизаторами с авторазогревом, в зависимости от времени пребывания газа в котле при заданном температурном интервале. На время останова котла установки с системой СНКВ не функционируют должным образом.

Система СНКВ также применяется на установках ФКК с полным сжиганием без дополнительных котлов, используя форсунки подачи присадки водорода в воздуховод регенератора. В этом случае применение такой системы должно учитывать специфику установки, включая условия запуска технологического процесса.

Одной из проблем, которая повлекла за собой необходимость применения системы СНКВ на установках ФКК, стало потенциальное увеличение выбросов угарного газа (CO). В нижней части диапазона рабочих температур в системе СНКВ аммиак препятствует окислению угарного газа (CO) и увеличивает его выбросы из низкотемпературных котлов дожига угарного газа (CO).

Экономика

Данные о затратах на реакторный блок СКВ и СНКВ представлены в таблице 5.15.

Сравнительная стоимость методов снижения концентрации NO_X представлена в таблице 5.14

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NO_X и требованиями по небольшой площадке для установки.

Пример завода(-ов)

Несколько заводов в Японии.

Справочная литература

[12], [13], [22],[23], [26],[28].

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.14 – Затраты на установки ФКК с реакторными блоками СКВ и СНКВ – данные экономической эффективности на примере шести установок ФКК.

					Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)					Селективное каталитическое восстановление (СКВ)					
					эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатационные расходы		непостоянные эксплуатационные расходы	эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатационные расходы		непостоянные эксплуатационные расходы	
					45 %	7,4 %	4 % от ОСВ/год		0,37 евро/т свежего сырья	85 %	7,4 %	4 % от ОСВ/год		0,18 евро/т свежего сырья	
Базовый вариант в 2006 году при 500 мг/Нм^3 NO_X					концентрация NO_X на выходе	NO_X утилизированный (баз. вариант)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	годовые расходы: от баз. варианта до реакторного блока СНКВ	эконом. эффект-ть: от баз. варианта до реакторного блока СНКВ	концентрация NO_X на выходе	NO_X утилизированный (баз. вариант)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	годовые расходы: от баз. варианта до реакторного блока СКВ	эконом. эффект-ть: от баз.варианта до реакторного блока СКВ	эффект-ть доп.затрат: СНКВ к СКВ
установка	планируемое сырье	использование	фактическое сырье	концентрация NO_X на выходе											
	тыс. т/год	%	тыс. т/год	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	евро/т NO_X
1	5480	97%	5319	500	275	299	22,9	4577	15297	75	565	114,4	13986	24745	35374
2	4081	91%	3693	500	275	208	19,2	3553	17100	75	392	95,9	11584	29520	43491
3	2857	88%	206	500	275	141	15,5	2692	19100	75	266	77,4	9268	34813	52490
4	1388	82%	1131	500	275	64	10,0	1563	24565	75	120	50,2	5923	49278	77081
5	1648	99%	1625	500	275	91	11,1	1870	20459	75	173	55,6	6631	38411	58607
6	1927	97%	1877	500	275	106	12,2	2088	19777	75	199	61,1	7301	36604	55534

ПРОЕКТ DRAFT

Базовый вариант в 2006 году при 400 мг/Нм^3 NO_X					Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)					Селективное каталитическое восстановление (СКВ)					
установка	планируемое сырье	использование	фактическое сырье	концентрация NO_X на выходе	концентрация NO_X на выходе	NO_X утилизированный (баз. вариант)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	годовые расходы: от баз. варианта до реакторного блока СНКВ	эконом. эффект-ть: от баз. варианта до реакторного блока СНКВ	концентрация NO_X на выходе	NO_X утилизированный (баз. вариант)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	годовые расходы: от баз. варианта до реакторного блока СКВ	эконом эффект-ть: от баз.варианта до реакторного блока СКВ	эффект-ть доп. затрат: СНКВ к СКВ
	тыс. т/год	%	тыс. т/год	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	евро/т NO_X
1	5480	97%	5319	400	220	239	22,9	4577	19121	60	452	114,4	13986	30931	44218
2	4081	91%	3693	400	220	166	19,2	3553	21375	60	314	95,9	11584	36900	54364
3	2857	88%	206	400	220	113	15,5	2692	23875	60	213	77,4	9268	43516	65612
4	1388	82%	1131	400	220	51	10,0	1563	30706	60	96	50,2	5923	61598	96351
5	1648	99%	1625	400	220	73	11,1	1870	25574	60	138	55,6	6631	48014	73259
6	1927	97%	1877	400	220	84	12,2	2088	24721	60	160	61,1	7301	45755	69418
Источник: [21]															

ПРОЕКТ ГРАФ

5.9.7 Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Промоторы в реакциях окисления CO для снижения концентрации NO_X

Техническое описание

Доля NO_X в термическом окислении азота N_2 в самом процессе каталитического крекинга невелика, поскольку сжигание в регенераторе происходит при пониженных температурах менее 750 °C. Фактически, NO_X, выделяющийся в дымовой газ регенератора, напрямую связан с азотом, содержащимся в сырье. Если в сырье отсутствует азот, NO_X не образуется и платиновые промоторы окисления CO не увеличивают количество общих выбросов из установки ФКК. Почти половина азота, содержащегося в сырье установки ФКК, выводится из реактора в виде кокса, отложенного на внешней поверхности катализатора. Азот в составе кокса в 80-90 % случаях прямо или косвенно преобразуется в N_2 во время регенерации, в то время как оставшийся азот в конечном итоге образует оксид азота NO_X. Таким образом, в сырье оксиды азота составляют 5-10 % азота.

В соотетствии с рисунком 5.9, образование NO_X в регенераторе установки ФКК сложный процесс: азот в коксе пиролизуется и сначала попадает в регенератор в виде синильной кислоты (HCN) или аммиака (NH_3). Эти продукты затем окисляются в N_2, NO и NO_2, одновременно с этим происходит реакция между NO и CO и получение газообразного N_2.

Этот метод применяется только в режиме с полным сжиганием. Так как цель состоит в полном и эффективном сжигании кокса, для этого обычно добавляют платиновые промоторы окисления CO, которые снижают концентрацию CO, усиливают процесс окисления HCN, NH_3 и других промежуточных соединения до NO_2.

Первый вариант контроля над выбросами — это снижение количества платины в каталитическом слое либо сократив частоту его использования, либо снизив его концентрацию в промоторе, в составе которого присутствует платина. Но такой вариант имеет свои недостатки, так как процесс дожига необходимо держать под контролем.

Другой альтернативой является использование промоторов окисления CO с низким содержанием NO_X, без платины в составе. Неплатиновый промотор избирательно способствует сжиганию только CO и предотвращает окисление азота, содержащего промежуточные продукты, до NO_X. Из-за условий эксплуатации регенератора и уровня избыточного кислорода скорость действия неплатинового промотора в два раза выше, чем обычного платинового промотора. Таким образом, количество неплатинового промотора составляет около 0,3 % мас./мас. от скорости подачи свежей присадки на установке ФКК.

PROOF DRAFT

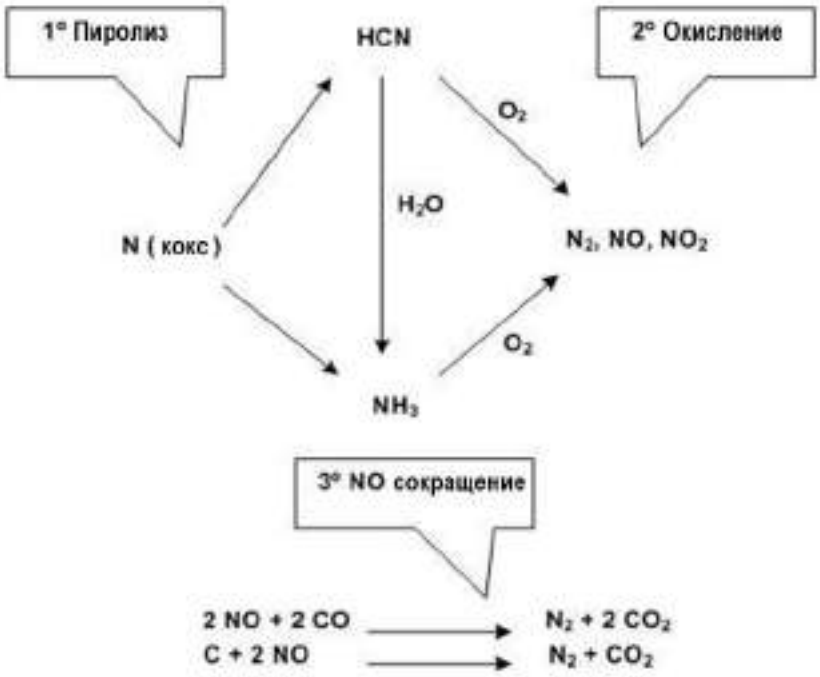


Рисунок 5.9 – Упрощенный химический процесс образования NO_X на установках ФКК

Достигнутые экологические выгоды

Значения оксида азота в выбросах регенератора установки ФКК, составляющие 40-140 мг/Нм^3 (среднсуточное содержание) при 3 % концентрации кислорода, указывают на содержание азота в исходном сырье в пределах 0,20 %. Концентрация NO_X, подлежащих утилизации, зависит от количества промотора в установке, однако эффективность утилизации выбросов обычно составляет от 30 % до 50 %.

Когда неплатиновые промоторы окисления CO и промотора утилизации NO_X (см. раздел 3.9) используются вместе или, когда функции обоих промоторов сочетаются в одном конкретном катализаторе, выбросы NO_X систематически снижаются более чем на 80 % в зависимости от количества введенного промотора.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

См. раздел 3.9

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

ПРОЕКТ ДРАФТ

Применимость

Использование неплатинового промотора окисления CO является решением сокращения NO_X на установке ФКК в режиме полного сжигания, уже использующих платиновый промотор оксидов азота NO_X путем окисления CO. Он не применяется на установке ФКК с неполным сжиганием.

Использование промоторов не зависит от конструкции и оснащения установок ФКК. Однако для получения максимальных результатов необходимо равномерно распределить воздух в регенераторе. Данных о чрезмерном ухудшении производительности установки, частой либо редкой замены катализатора нет. Необходимо подобрать дозировку как платиновых, так и неплатиновых промоторов, чтобы установка не вырабатывала больше NO_X.

Экономика

В таблице 5.15 приведены приблизительные оценки затрат на различные методы регулирования эксплуатации стандартной установки ФКК мощностью 28000 баррелей в сутки (1,6 млн т/год).

Таблица 5.15 – Сравнение стоимости каталитических присадок с другими методами регулирования концентрации NO_X в газовом потоке на установках ФКК.

Метод	Ожидаемая эффектив-ность, %	Стоимость установки в 2008 году, млн долл. США	Операционные расходы 2008 (млн долл./год)	Удельная стоимость утилизации (долл. США/тонна NO_X)
СКВ	85	2,1-6,3	0,21-0,84	3600
СНКВ	60-80	0,6-2,6	0,09-0,70	3000
Промотор сокращения концентрации NO_X[1)]	40-70	-	0,32-1,76 (1)	1200 – 3600
Специальные присадки для сокращения концентрации NO_X	30-80	-	0,11- 0,22	2400-3600
[1)] Дополнительные затраты в сравнении с платиновым промотором				

Подробная информация о затратах на реакторы СКВ и СНКВ приведена в таблице 5.15.

Затраты на утилизацию NO_X с применением такого промотора окисления CO зависит от условий эксплуатации регенератора и механического исполнения промотора на практике. По оценкам, в среднем стоимость будет варьировать от 1 до 5 евро за кг утилизированного NO_X.

Эффект от внедрения

Концентрация NO_X существенно снижается, при этом необходимости в капитальных затратах нет.

DRAFT

Пример завода(-ов)

Многие НПЗ (только в США около 40 установок) использовали на своих установках неплатиновый промотор окисления CO к катализатору.

Справочная литература

[23], [29], [30], [31], [32].

5.9.8 Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Специальные присадки для сокращения концентрации NO_X

Описание

Метод заключается в использовании специальных каталитических присадок для дальнейшего сокращения концентрации оксида азота путем окисления CO. Этот метод дополняет или замещает существующий метод использования неплатинового промотора для сокращения концентрации NO_X. Присадки функционируют, используя внутренний перепад концентраций газов, содержащихся в регенераторе, и катализируют те химические реакции, которые относятся к третьей группе химических реакций (рисунок 5.9). Они доказали свою эффективность только в режиме полного сжигания. Присадки могут использоваться как отдельно, так и в сочетании с обычными платиновыми промоторами или вместе с промоторами окисления CO, в зависимости от условий эксплуатации установки.

Достигнутые экологические выгоды

Результаты различаются и зависят от оснащения конструкции установки (регенератора), качества сырья (изменения режима эксплуатации), выбора катализатора и достигаемого количества избыточного кислорода.

Сообщается о сокращении выбросов NO_X до 80 % при использовании промоторов в благоприятных условиях эксплуатации, как отдельно, так и в сочетании с обычным платиновым промотором окисления CO. Однако такие высокие уровни сокращения концентрации наблюдаются редко, чаще всего они наблюдаются в диапазоне от около 40 % до >60 %.

На рисунке 5.10, представленном примерно в 30 приложениях (данные поставщика присадок $DeNO_X$), показан типичный диапазон достигнутого снижения с использованием присадок [33].

ПРОЕКТ DRAFT

Рисунок 5.10 – Результаты сокращение концентрации NO_X из-за применения присадок на установках ФКК

В таблице 5.16 показано, что сокращение выбросов также зависит от начальной концентрации NO_X на регенераторе установки ФКК.

Таблица 5.16 – Различные характеристики присадок NO_X, используемых на установках ФКК полного сжигания в США

Тип присадки[1)]	NG-A	NG-A	NG-B	NG-B	NG-B	NG-B	NG-B
Конструкция установки ФКК	модель IV	прямоточный	UOP труба	UOP труба	крекинг тяжелой нефти	модель III	UOP HE
Температура кипящего слоя регенератора, °С	710	706	721	718	721	740	740
Начальная концентрация оксидов азота NO_X, ppm[3)]	125	160	65	69	67	137	90
Итоговая концентрация оксидов азота NO_X, ppm[3)]	30	63	47	45	44	57	45
Сокращение концентрации NO_X, %	76	61	28	35	34	58	50
Концентрация присадки[2)], %	5	5	1	1	1	0,5	1

[1)] Эти типы соответствуют двум различным методам, в основе которых различные химические воздействия, направленные на сокращение концентрации NO_X. Присадки разработал один и тот же поставщик и их можно протестировать в режиме реального времени в течение, как минимум, 8 дней.

[2)] Выражается в % от общего количества введенного катализатора.

[3)] Примечание: 20 ppm по объему при 0 % содержании O_2 оксидов азота NO_X составляет около 32 мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2.

На рисунке 5.11 представлены более подробные данные о сокращении концентрации выбросов NO_X, полученные на установке ФКК полного сжигания с высокой мощностью (110000 баррелей в день – 6 т/год), работающей в США.

ПРОЕКТ DRAFT

Присадка, снижающая концентрацию NO_X, вводилась с периодичностью в течение двух лет испытаний в концентрациях, не превышающих 1 % от количества катализатора.

В этом конкретном случае было замечено, что при использовании такой присадки в сочетании с обычным платиновым промотором окисления CO показатели концентрации NO_X снизились намного больше, чем при использовании только одной присадки [31].

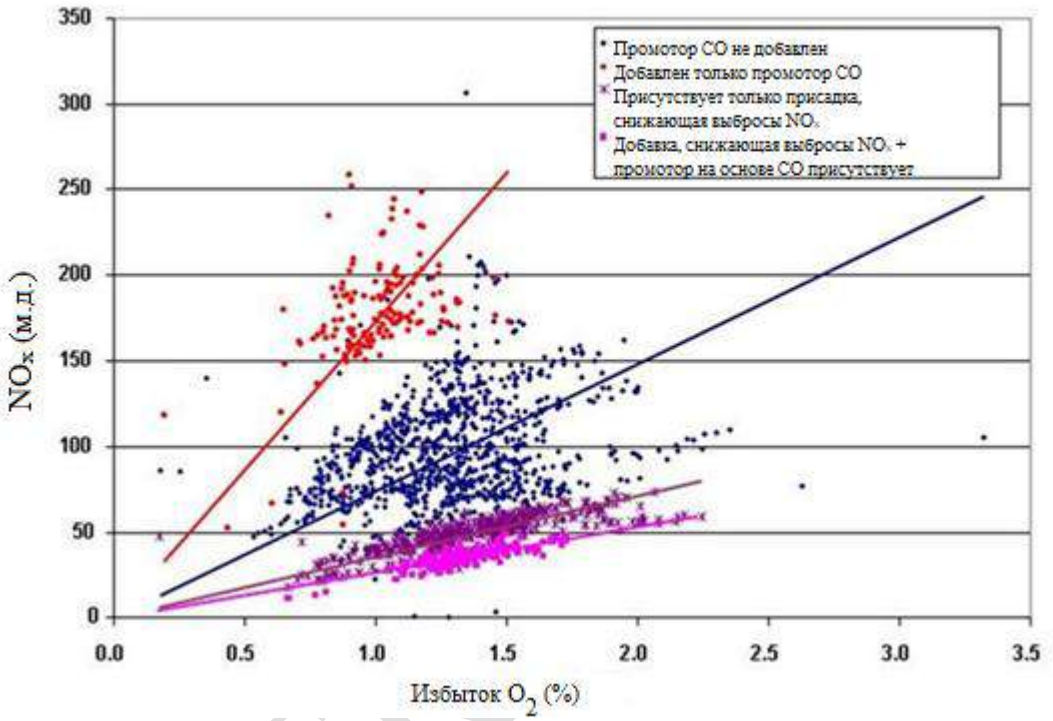


Рисунок 5.11 – Выбросы оксидов азота (NO_X) на установке ФКК в режиме полного сжигания представлены в виде функции избыточного кислорода O_2 в конфигурации с различными присадками к катализатору.

Когда присадка используется в сочетании с промотором окисления CO, как показано на рисунке 5.12, уровень остаточного NO_X снижается до 40 % в зависимости от скорости действия присадок, выбранных для каждой установки. Однако необходимо подбирать, оценивать, проверять сочетание присадок для определенной установки и в каждом конкретном случае.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На рисунке 5.12 представлены результаты по большой установке ФКК мощностью 4,5 млн т/год, работающей в режиме полного сжигания, после предварительной очистки неплатиновым промотором в реакции окисления CO . Как показано, присадка, снижающая концентрации NO_X, вводится как 1 раз в месяц, так и с возрастающей частотой в поток с обновленными катализаторами. После трехмесячного испытания выбросы NO_X, как правило, стабилизируются и сокращаются примерно на 40 % от первоначального среднего значения.

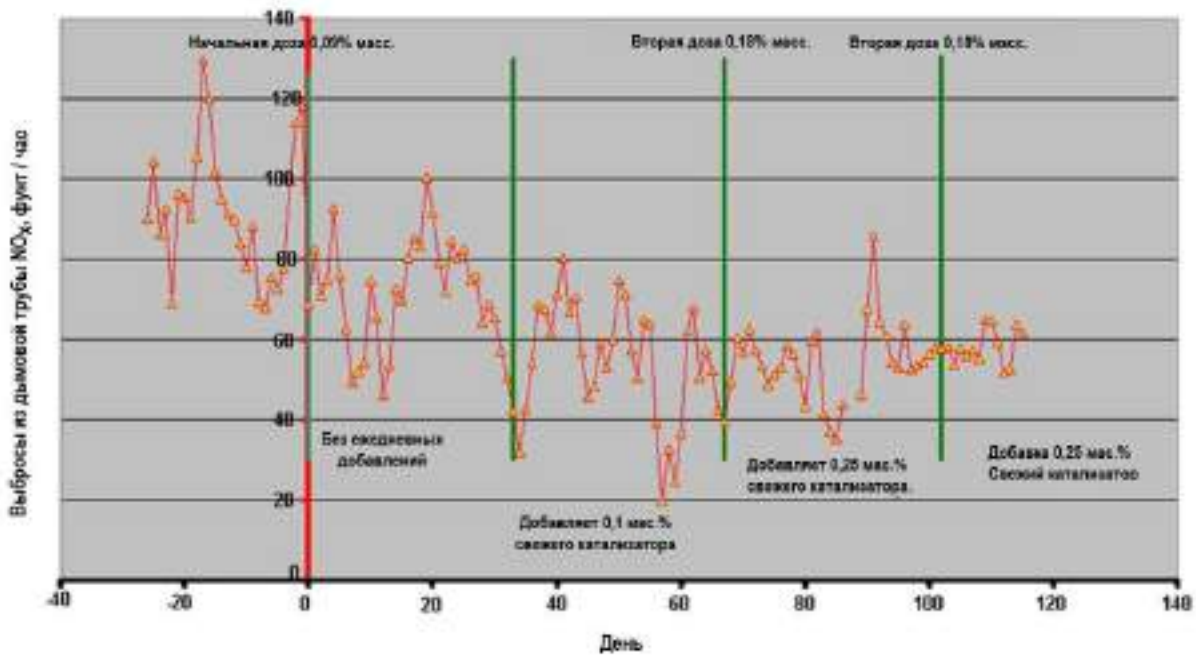


Рисунок 5.12 – Производительность установки ФКК в режиме полного сжигания, где применяется присадка, сокращающая концентрации NO_X

В начале 2010 года на НПЗ в Португалии был проведен эксперимент с использованием неплатинового промотора окисления CO. В результате эксперимента получены данные о том, что замена платинового катализатора горения привела к сокращению концентрации оксидов азота NO_X в дымовых газах на 80 % до 80 ppm (около 130 мг/Нм^3) концентрации NO_X. Дополнительно получена информация о том, что выбросы находились на постоянном уровне и концентрация NO_X более не зависела от концентрации азота в сырье установки ФКК [32].

Кросс-медиа эффекты

Присадки на основе меди, снижающие концентрации NO_X способствуют производству водорода и создают трудности на установках ФКК, работающих на пределе мощности сжатия газа.

Применимость

Доказано, что данный метод эффективен только на установках, работающих в режиме полного сжигания.

С точки зрения реагента, характеристики таких присадок, чувствительны к имеющимся концентрациям CO. Таким образом, низкое содержание избыточного кислорода повышают эффективность этого метода.

Рекомендуется сначала максимально снизить образование NO_X в первоисточнике, используя промоторы окисления CO, а затем дополнительно использовать присадки.

ПРОЕКТ ДЛ

В 2008 году на промышленном рынке имелись четыре типа присадок для снижения концентрации NO_X, три из которых содержали медь в составе.

Медь в составе ограничивает применимость таких присадок на установках компримирования газа ФКК, так как она увеличивает образование водорода. Применяя этот метод, необходимо учитывать множество параметров. Поэтому переоснащение установок требует проведения предварительных испытаний, определяющих количество утилизированного NO_X.

Экономика

Использование таких присадок в сочетании с неплатиновыми промоторами является экономически обоснованным решением, по сравнению с использованием только одних присадок, поскольку присадки для сокращения концентрации NO_X вводят в количестве от 0,5 до 2 % от количества обновляемого катализатора, в то время как промоторы окисления CO добавляются в гораздо меньших дозах от 5 до 10 кг/сут.

Эффект от внедрения

Добиться дальнейшего сокращения концентрации NO_X с минимальными или без дополнительных капитальных расходов.

Пример завода(-ов)

По данным поставщиков оборудования, в настоящее время этот метод используется примерно на 20 НПЗ США. В Европе этот метод также используется, например, на одном НПЗ в Португалии.

Справочная литература

[23], [18],[30], [31], [33].

5.9.9 Меры по борьбе с загрязнением оксидами азота. Низкотемпературное окисление (процесс SNERT/метод $LoTO_X$)

Описание

Описание приводится в разделе 3.9

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы оксида азота NO_X из установки ФКК сократились на 85–95 %. На выходе концентрация NO_X снизилась до 10 (ppm) (14 мг/Нм^3 при заданных условиях ЕС (0 °C, 3% O_2): 95% NO - 5 % NO_2).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эффективность снижения концентрации NO_X напрямую связана с количеством подаваемого озона и его регулированием в режиме реального

ПРОЕКТ DRAFT

времени в зависимости от целевой концентрации NO_X на выходе. На выходе концентрации NO_X регулируются посредством изменения заданного значения на системном контроллере. На рисунке 5.13 указаны заданные значения соответственно уловиям, предусмотренным в разрешении на эмиссии в размере 20 ppm (27 мг/Нм^3 оксида азота NO_X).

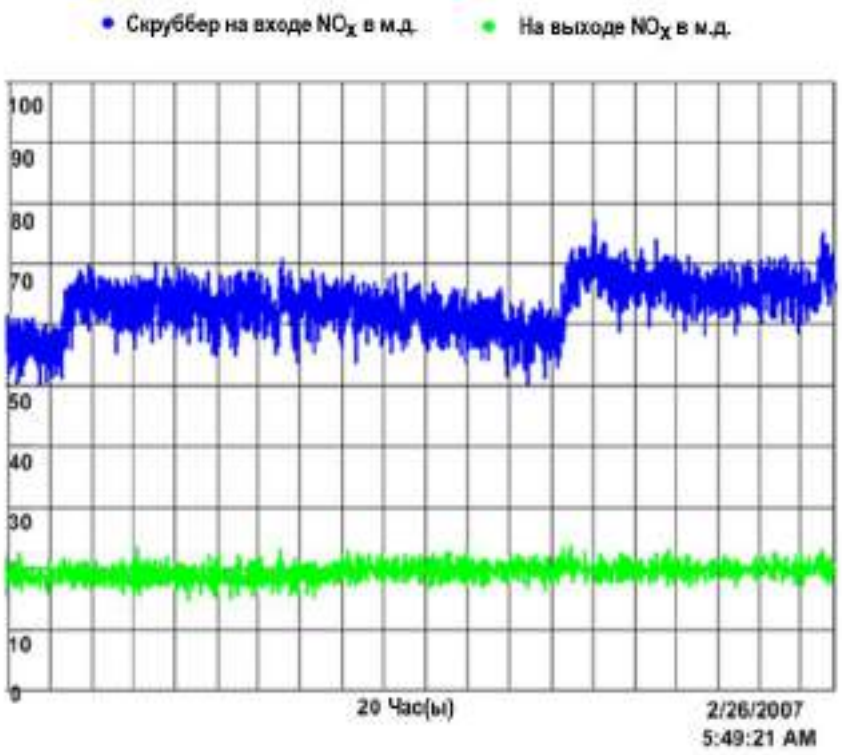


Рисунок 5.13 – Первоначальные результаты промышленной эксплуатации установки ФКК НПЗ США (штат Техас) - 2007 год

Кросс-медиа эффекты

Методы SNERT/LoTO$_X$ оптимально применяются при температуре выше 150 °С и не требует подвода тепла для поддержания эффективности работы, обеспечивая максимальную регенерацию тепла из дымовых газов.

Технологии SNERT/LoTO$_X$ применяются на новой или действующей скрубберной установке, которая генерирует сточные воды, подлежащие тщательной очистке. Возможно, придется рассмотреть решение вопроса увеличения объема нитратов на действующих очистных сооружениях, а также связанные с этим затраты на регулирование содержания нитратов.

Образуется азотная кислота, которая нейтрализуется щелочью из секции со скрубберами. Для того, чтобы окислить оксид азота NO_X до оксида с высшими степенями окисления требуется впрыскивание озона, вырабатываемого на объекте с использованием генератора озоны, потребляющего кислород и электроэнергию.

Применимость

Первые демонстрационные испытания на установке ФКК были проведены в 2002 году. В период с 2007 по 2009 год агрегаты низкотемпературного окисления были внедрены на семи установках ФКК, шесть из которых эксплуатируются в США и одна в Бразилии. Четыре такие установки были переоснащены на действующих скрубберах, один из них установили неофициальным поставщиком патентованного оборудования LoTO$_X$. В случае переоснащения, возможно, потребуется возвести отдельную колонну, чтобы обеспечить дополнительный впрыск озона и создать условия для ступени реакции. Применение этой технологии требует наличия дымовой трубы для установки получения озона. Необходимо учитывать наличие соответствующих конструкций для проведения дополнительных процессов, связанных с образованием озона и принять меры для безопасности персонала.

Применимость такого метода влечет за собой дополнительную необходимость очистки сточных вод. Следует также принять во внимание, что для производства озона необходимо располагать соответствующим запасом жидкого кислорода. Применимость метода также требует наличие большой площадки для установок.

Экономика

В 2005 году потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этой технологии на двух установках ФКК на НПЗ в штате Колорадо (США) оценивались примерно ежегодно в 1900-2100 долл.США за тонну утилизированного NO_X, при условии соответствующего снижения концентрации NO_X на 85-90 %. Возможно, также потребуется рассмотреть дополнительные затраты, связанные с регулированием содержания нитратов в сточных водах.

Эффект от внедрения

Основными преимуществами процесса LoTO$_X$ заключаются в следующем: селективность оксида азота (NO_X); возможность корректировать показатели производительности в отношении утилизации NO_X; отсутствие внесения изменений в химический процесс (а также оставлять без изменения концентрацию кислорода (O_2) в дымовом газе) и в рабочие параметры установки ФКК; совместимость с процессом утилизация дымовых газов; способность справляться со сбоями в работе установки без последствий на его общую бесперебойность и эксплуатационную готовность.

Пример завода(-ов)

НПЗ США: BP (г. Техас), FlintHills (г. Корпус-Кристи), LionOil (г. Эльдорадо), Marathon (г. Техас), Valero (г. Хьюстон и Техас), WesternGaint (г. Гэллап).

Справочнаялитература

[22], [35].

ПРОЕКТ DRAFT

5.9.10 Меры борьбы отделения частиц от газов. Сепараторы третьей ступени

Техническое описание

Сепаратор третьей ступени - это устройство или система очистки циклонного типа, устанавливаемое после циклонов двух ступеней на установке ФКК. Наиболее распространенная конфигурация сепараторов третьей ступени состоит из одного сепаратора с мультициклонами. Однако существуют вихревые сепараторы нового поколения в виде циклона-конфузора как сепаратора третьей ступени, зачастую выбирают в качестве устройства для отделения взвешенных частиц от газов или применяют как дополнительное решение для эффективного энергопотребления. Первые попытки рекуперации энергии из дымовых газов регенератора устройства ФКК не увенчались успехом, поскольку срок службы лопастей детандера ограничивался несколькими неделями. Оказалось, что частицы размером 10 мкм и больше препятствуют работе лопастей детандера. TSS используются для защиты турбодетандеров рекуперации энергии от повреждения частицами. Как показано на рисунке. 5.14 последние достижения в этой технологии, позволяют, в частности, использовать большое количество вихревых труб с осевым потоком относительно небольшого диаметра для обеспечения быстрого вращательного движения и переработки большого объема дымовых газов в более компактных сепараторах. Устройства обладают высокими скоростями циркуляции и поэтому восстановленный катализатор возвращается в пылеуловитель. В некоторых случаях используется новая ступень фильтрации, которая именуется четвертой ступенью.

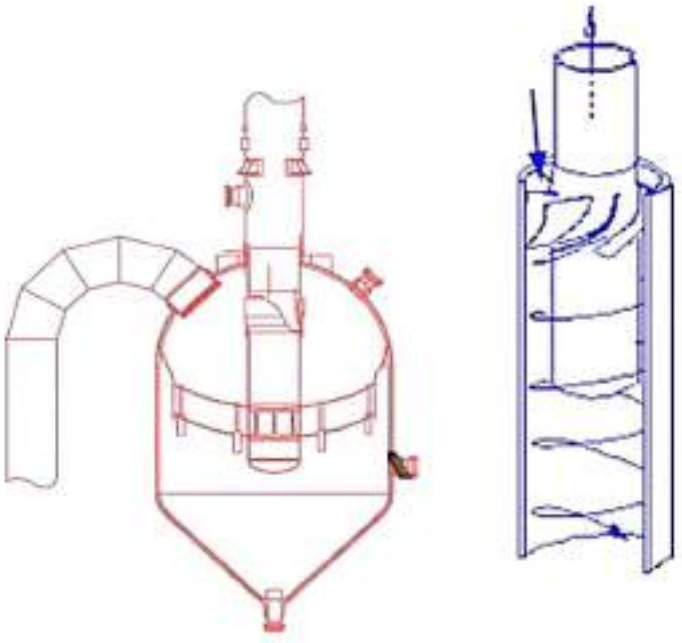


Рисунок 5.14 – Схема TSS с использованием вихревых сепараторов в виде циклона-конфузора

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Усредненное значение концентрации частиц на выходе сепаратора третьей ступени последнего поколения составляет <50-100 мг/Нм^3, в зависимости от объема частиц на входе и распределение их по размерам. Низкое значение концентрации получить сложно, так как внутренние скорости прохождения газа приводят к дополнительному трению. Вследствие этого образуется мелкодисперсная фракция, которая проходит через циклон.

В зависимости от вышеперечисленных факторов и типа используемой технологии циклоны работают эффективнее, когда размеры частиц более 10-40 мкм. Циклоны с вихревыми трубами позволяют обеспечить 50 %-ный предельный размер улавливаемых частиц в 2,5 мкм. Эффективность улавливания варьирует от 30 % до >90 %. Если концентрация частиц на входе ниже 400 мг/Нм^3 эффективность улавливания превышает 75 % только по распределенным по размерам частицам со средним размером (по массе) >5 мкм.

За счет снижения содержания взвешенных частиц в воздухе также сокращаются выбросы частмц металлов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Утилизация катализаторной пыли обычно составляет 300–400 тонн в год на установку. Сепараторы третьей ступени создают перепад давления в дымовом газе. На многих установках ФКК сепараторы зарекомендовали себя с лучшей стороны. В разделе 3.9 приведены данные о выбросах, включая пыль на выборочных установках ФКК Европы (по результатам непрерывного мониторинга). Установки ФКК, оснащенные только сепараторами третьей ступени (без дополнительного устройства), имеют выбросы пыли около 80–150 мг/Нм^3 в среднем за месяц.

Кросс-медиа эффекты

Извлеченная катализаторная пыль, содержащая некоторые опасные металлы, классифицируется как опасный промышленный отход. Необходимо должным образом утилизировать её, чтобы не загрязнить воду и почву.

Применимость

Сепараторы третьей ступени применимы к любой установке ФКК, но их производительность значительно варьирует, главным образом из-за объема частиц и распределения по размерам мелких частиц катализатора после прохождения внутренних циклонов регенератора. Такие устройства сокращения выбросов очень часто используются в сочетании, например, с электростатическими фильтрами (ЭСФ).

Экономика

В таблице 5.17 приведены экономические аспекты по циклонам третьей ступени, применяемых на установках ФКК.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.17 – Экономические аспекты по циклонам третьей ступени, применяемых на установках ФКК.

Мощность установки ФКК, млн т/год	Эффектив-ность, %	Концентрация взвешенных частиц на выходе потока, мг/Нм^3	Инвестиции, млн евро	Эксплуатационные расходы, млн евро/год
1,5	30-40	40-250	1-2,5	0,7
1,5	30-90	60-150[1)]	0,5-1,5	0,1
1,2	75	50-100[2)]	1,5-2,5	

[1)] Начальная концентрация: 450 мг/Нм^3 (диапазон 300-600 мг/Нм^3).

[2)] Начальная концентрация: 200-1000 мг/Нм^3.

Примечание: Эксплуатационные затраты включают только прямые денежные эксплуатационные затраты, т.е. без расходов на амортизацию инвестиции или финансовые расходы. Инвестиционные затраты относятся к возведение нового завода. Экономические аспекты не включает затраты на утилизацию образующихся отходов.

Стоимость утилизации тонкодисперсного катализатора составляет около 120-300 евро за тонну, включая транспортировку.

Эффект от внедрения

Сепараторы третьей ступени регулируют сокращение выбросов взвешенных частиц и защищают оборудование от преждевременного износа ниже по потоку нефтепродукта - установки рекуперации тепла или энергии (например, лопасти детандера).

Пример завода(-ов)

Многие установки ФКК работают с такими системами.

Справочная литература

[8], [12], [13], [19], [23].

5.9.11 Меры борьбы отделения частиц от газов. Электростатические фильтры (ЭСФ)

Описание

Удельное сопротивление частиц является ключевым фактором эффективности ЭСФ. Следующие параметры снижают удельное сопротивление частиц и повышают эффективность их улавливания. Применяется на установках ФКК дымовых газов:

- более высокая температура на входе;
- более высокое содержание металлов, редкоземельных элементов или углерода в катализаторе;
- содержание влаги;
- подача аммиака через форсунки.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигаемые экологические преимущества

По результатам непрерывного мониторинга выявлено, что типовые концентрации, достигаемые с помощью ЭСФ, обычно составляют <20-50 мг/Нм^3 в среднем за день при нормальных условиях эксплуатации (за исключением продувки сажи в конце цикла работы котлов СО или вспомогательных котлов).

Для коротких периодов усредненные значения общего содержания взвешенных частиц в дымовых газах регенератора установки ФКК составляют <50 мг/Нм^3. Такие значения регистрируются в разрешении на эмиссии в окружающую среду (например, в Германии, см. раздел «Эксплуатационные данные»). В результате сокращения объема взвешенных частиц выбросы металлов (никель, сурьма, ванадий и их компоненты) сокращаются до 1 мг/Нм^3 и ниже (в зависимости от их общего количества).

Объем никеля и его компонентов снижается до 0,3 мг/Нм^3 и ниже. Все концентрации выражаются в виде среднечасовых значений, получаемых при непрерывной работе и при продувке сажи в котле СО.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Эффективность борьбы с выбросами взвешенных частиц с помощью ЭСФ на установке ФКК обычно намного превышает 90 %. Фактический диапазон концентраций на выходе ЭСФ, зависит от времени пребывания газа в нем (т. е. от размера ЭСФ), свойств взвешенных частиц (т.е. катализаторов), режима работы установки ФКК, температуры дымовых газов и наличия другие аппаратов утилизации взвешенных частиц, задействованных до ЭСФ. В обычных условиях для достижения очень низких концентраций выбросов (<10 мг/Нм^3) необходимо время пребывания газа в ЭСФ должно составлять более 30 секунд. Размер частиц также влияет на эффективность работы ЭСФ, поскольку очень мелкие частицы (<2 мкм) легче улавливаются во время цикла очистки (постукиванием) электродами ЭСФ.

Из-за эксплуатации ЭСФ возникает небольшой перепад давления в системе; более частые перепады давления возникают в результате прохождения частиц через впускной и выпускной воздуховоды в ЭСФ. В некоторых случаях подключают вентилятор принудительной тяги. При этом потребление электроэнергии невелико, кроме случаев, когда время пребывания газа в ЭСФ намерено увеличено. ЭСФ также требуют регулярного технического обслуживания для обеспечения высокой эффективности улавливания частиц. Некоторые НПЗ ЕС сообщают, что применение глубокого обессеривания сырья оказывает большое влияние на производительность ЭСФ. Содержание серы и металлов в газе меньше, эффективность улавливания частиц снижается. В таких случаях выбросы взвешенных частиц составляют 30–35 мг/Нм^3.

На рисунке 5.15 и 5.16 показан график за год среднесуточной концентрации, полученной после очистки двумя ЭСФ на установках ФКК в Германии.

PROJECT DRAFT

Результаты по первой установке (рисунок 5.15) получены при нормальных условиях эксплуатации установки, оснащенной устройством фильтрации. Конструкция состоит из типовых циклонов, дополнительного циклона, установленного снаружи и ЭСФ с четырьмя электрополями. Среднегодовая концентрация составляет 10,94 мг/Нм^3 со стандартным отклонением в 9,62, а максимальное зарегистрированное среднесуточное значение составляет почти 37 мг/Нм^3. Стандартная среднесуточная концентрация взвешенных частиц варьирует в диапазоне от 5 до 25 мг/Нм^3.

Для сравнения вторая установка ФКК (рисунок 5.16) имеет более простую конструкцию, только внутренние циклоны и ЭСФ с 2 электрополями. Кроме того, годичный период включает в себя этап остановки/запуска устройства (обозначенный на графике), в течение которого значения выбросов были значительно выше, чем в стандартных условиях. Среднегодовое значение составляет 10,16 мг/Нм^3 (рассчитано по суточным значениям, отличным от нуля) со стандартным отклонением в 5,2. Несмотря на то, что максимальное зарегистрированное среднесуточное значение концентрации в 38 мг/Нм^3 аналогично значениям первого ЭСФ (рисунок 5.16), обычная среднесуточная концентрация в устойчивом режиме работы остается в одном диапазоне от 5 до 15 мг/Нм^3.

Выбросы взвешенных частиц увеличатся после проведения планово-предупредительного ремонта (операции выгрузки-загрузки катализатора) на установке ФКК из-за большой нагрузки по взвешенным частицам в ЭСФ. Это объясняется сильным истиранием загруженного катализатора, на который пришлась большая нагрузка после проведения планово-предупредительного ремонта.

Приведены следующие данные по установке ФКК в Германии после применения ЭСФ (без циклона) на отходящих газах котла дожига угарного газа (стандартная эксплуатация):

- предельные значения выбросов в разрешительном документе:
- общее количество взвешенных частиц, среднесуточное значение: 30 мг/м^3;
- среднее значение за 30 минут: 60 мг/м^3;
- данные мониторинга: общий объем взвешенных частиц: 13-23 мг/м^3 (30 минут, O_2=3,1%, 100 % -ная мощность, 80% мазута, 20 % тяжелых парафиновых дистиллятов).

На аналогичной установке ФКК с циклоном и ЭСФ содержание взвешенных частиц достигает 9-21 мг/м^3 (100 % мощность, где сырье - 50% вакуумного газойля, 40 % мазута, 10 % другие продукты).

ПРОЕКТ DRAFT

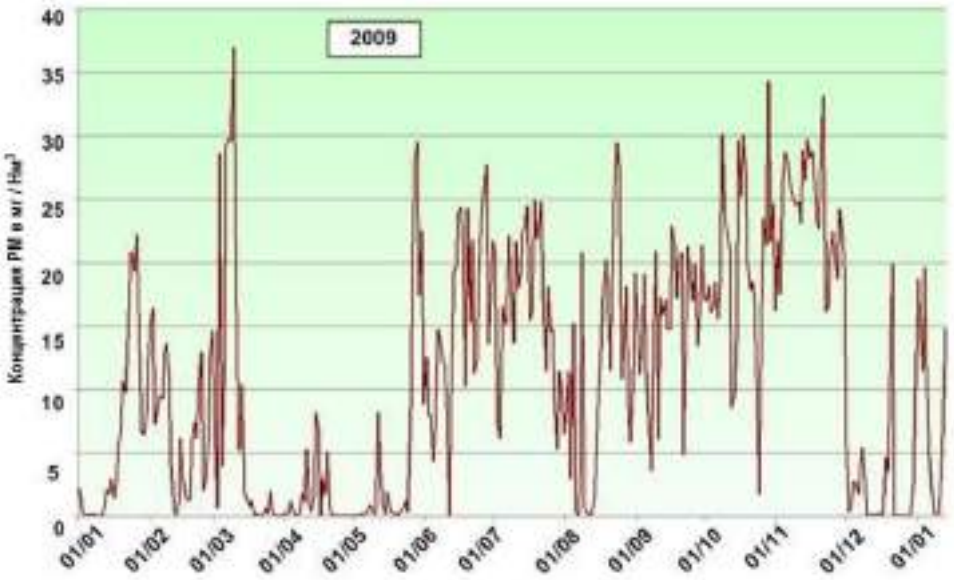


Рисунок 5.15 – Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке ФКК в Германии.

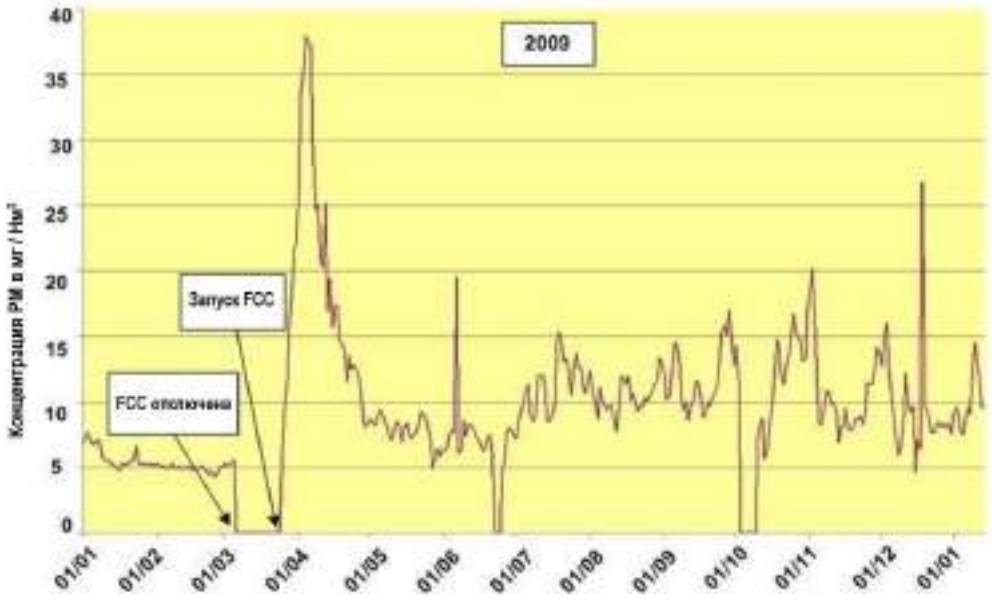


Рисунок 5.16 – Среднесуточные концентрации взвешенных частиц, с применением ЭСФ на установке ФКК в Германии.

На рисунке 5.17 показано распределение суточных значений пылевых выбросов (2011 год) от установки ФКК в Германии, перерабатывающей обессеренное дизельное топливо. Установка ФКК также оснащена ЭСФ, установленном в 2007 году в дополнение к действующему циклону с тремя ступенями очистки.

Сведения о выбросах в результате непрерывного мониторинга, включая пыль, выборки европейских установок ФКК приведена в разделе 3. Установки

ФКК, оснащенные ЭСФ, имеют пылевые выбросы в диапазоне от 10 до 50 мг/Нм^3 в среднем за месяц. Среди них, те установки, которые оснащены циклоном третьей ступени и ЭСФ с четырьмя электрополями, показывают лучшие результаты, в диапазоне 10-25 мг/Нм^3.

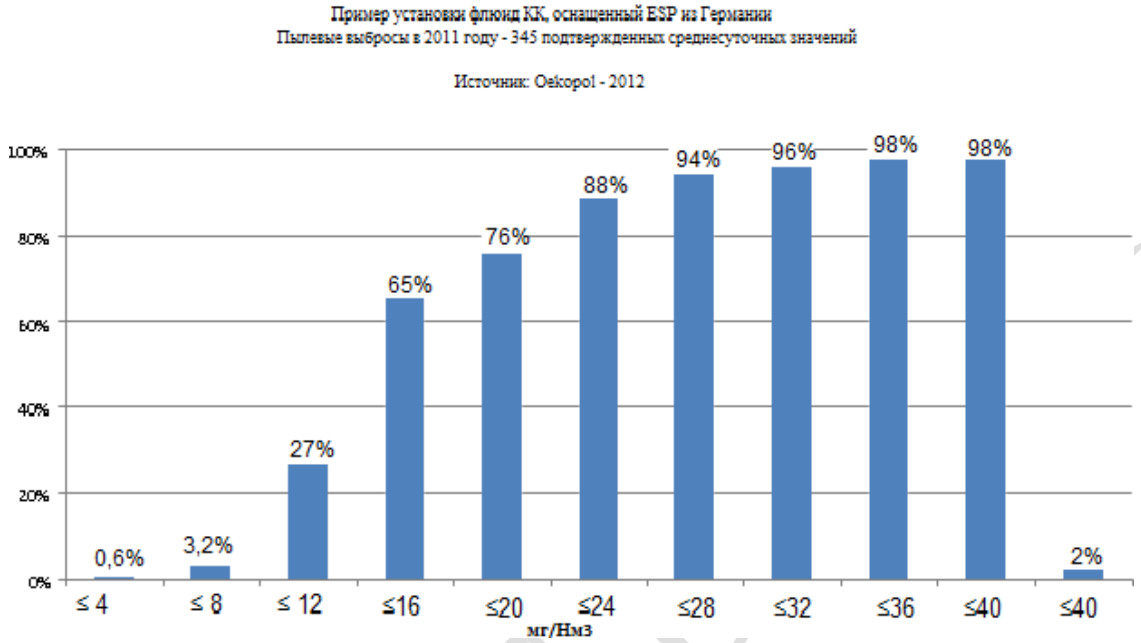


Рисунок 5.17– Распределение ежедневных значений пылевых выбросов по итогам непрерывного мониторинга установки ФКК в Германии, оснащенного ЭСФ.

Кросс-медиа эффекты

НПЗ потребуется дополнительное оборудование для утилизации уловленных мелкодисперсных частиц (катализаторов). Высокое напряжение в ЭСФ создает угрозу безопасности на НПЗ и приводит к увеличению эксплуатационных затрат на электроэнергию и техническое обслуживание. На некоторых установках для улучшения производительности ЭСФ вводится аммиак (в качестве реагента снижения удельного сопротивления). Из-за проскока аммиака в ЭСФ, выбросы амимака поступают в атмосферу. Выражаются опасения по поводу безопасности применения ЭСФ во время запуска установки ФКК. Необходимо соблюдать особую осторожность, чтобы не допустить попадания несгоревших углеводородов в сам ЭСФ, так как искрящаяся среда приведет к взрыву [23], [38].

Применимость

Необходимо наличие большой площадки, особенно когда ЭСФ рассчитаны на утилизацию очень большого количества выбросов взвешенных частиц. Требуются наличие большой площадки для размещения установок, поскольку они с трубопроводами вывода газовых потоков на установке ФКК как правило,

ПРОЕКТ

занимают большое пространство (1,5 млн т/год генерирует 2,8 млн $Нм^3$/день дымовых газов). Для газового потока с низкой скоростью циркуляции необходима установка ЭСФ очень большого поперечного сечения, чтобы соответствовать заданным значениям производительности ЭСФ. Если электрическое сопротивлением частиц высокое, скорость газового потока высокая, это негативно скажется на производительности ЭСФ. Кроме того, тщательная гидроочистка сырья на установке ФКК сократит содержание металла в катализаторе, уменьшит содержание облагораживающего реагента (SO_3) в дымовых газах и, следовательно, снизит эффективность улавливания частиц. Производительность ЭСФ, вероятно, ухудшится с начала и до конца запуска установки ФКК. Причинами могут служить проблемы технического обслуживания, когда требуется остановить установку, и/или быстрое истирание катализатора в конце работы. Кроме того, для ЭСФ не предусматривают периоды запуска и останова, поэтому должны электрически изолироваться из-за уже описанных соображений безопасности.

Экономика

Имеющиеся данные предоставлены в таблице 5.18, а сравнительная информация по затратам на различные устройств фильтрации (циклоны третьей ступени и ЭСФ с тремя и четырьмя электрополями) представлена в таблице 5.60.

Таблица 5.18 – Экономические данные по ЭСФ, применяемые на установке ФКК

Мощность установки ФКК, млн т/год)	Эффектив-ность, %	Концентрация взвешенных частиц ниже по потоку, $мг/Нм^3$	Инвестиции (млн евро)	Эксплуатационные расходы (млн евро/год)
2,4	>50[1)]	<50[1)]	15-30	0,15[2)]
1,5	-	<30	2,05[3)]	-

[1)] Неизменная концентрация >100 $мг/Нм^3$ –>Целевой показатель снижения концентрации <50 $мг/Нм^3$.

[2)] 2009: соответственно 20-40 млн долл.США (фактические капитальные расходы) и 0,2 млн долл.США [34].

[3)] 2008: 1,3 млрд форинтов на весь проект установки ЭСФ.

В таблица 5.19 представленны данные о стоимости различных устройств фильтрации установки ФКК

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.19 – Данные о стоимости различных устройств фильтрации установки ФКК

Предполагаемый базовый расчет по пыли составляет 100 мг/Нм^3														
Базовый расчет в 2006 г.					Электрофильтр с тремя электрополями (ЭСФ-3)					Электрофильтр с четырьмя электрополями (ЭСФ-4)				
									концентрация пыли на выходе	эффект-ть	капитальная стоимость в год	фактич. эксплуатационные расходы	непостоян. эксплуатац. расходы	на выходе концентрация
			%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения /год	мг пыли/ Нм^3		мг/Нм^3	%	%	% от общей стоимости возведения/ год	% от общей стоимости возведения /год	мг пыли/ Нм^3
			90	7,4	4	1	30		50	90	7,4	4	1	30
	планируемое сырье	использование	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	год. расходы: от баз. варианта до ЭСФ-4	рентабельность: от баз. варианта до ЭСФ-4	эффект-ть дополнительных затрат: ЭСФ-3 к ЭСФ-4	экономич. эффек-ть: от баз. варианта до ЭСФ-3	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (баз. вариант)	годовые расходы: от баз. варианта до ЭСФ-4	эконом. эффек-ть: от баз. варианта до ЭСФ-4
	тыс. т/ год	%	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т пыли	евро/т пыли	евро/т пыли	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т пыли
1 - уст-ка	5480	97%	30	93	32,5	4029	43286	49077	40969	30	93	32,5	4029	43286
2 - уст-ка	3911	99%	30	67	26,5	3291	48773	55299	46163	30	67	26,5	3291	48773
3 - уст-ка	2857	88%	30	44	22,0	2726	62168	70487	58841	30	44	22,0	2726	62168
4 - уст-ка	1927	97%	30	33	17,4	2153	65527	74295	62020	30	33	17,4	2153	65527
5 - уст-ка	1646	99%	30	28	15,8	1958	68876	78091	65189	30	28	15,8	1958	68876
6 - уст-ка	1388	82%	30	20	14,3	1768	89299	101247	84519	30	20	14,3	1768	89299

ПРОЕКТ ДРАФТ

Предполагаемый базовый расчет по пыли составляет 200 мг/Нм^3																				
Базовый расчет в 2006 г.					Передовые вторичные циклоны третьей ступени (ATSC)					Электрофильтр с тремя электродами (ЭСФ-3)						Электрофильтр с четырьмя электродами (ЭСФ-4)					
					эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе	эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе		эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе	
					%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения/год	мг/Нм^3	%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения/год	мг/Нм^3		%	%	% от общей стоимости	% от общей стоимости	мг/Нм^3	
					70	7,4	4	1	100	85	7,4	4	1	50		90	7,4	4	1	30	
	планируемое сырье	использование	фактическое сырье	концентрация пыли на выходе	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ATSC	экономическая эффективность: от базового варианта до ATSC	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ЭСФ-3	экономическая эффективность: от базового варианта до ЭСФ-3	эффективность дополнительных затрат: от ATSC до ЭСФ-3	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ЭСФ-4	экономическая эффективность: от базового варианта до ЭСФ-4	эффективность дополнительных затрат: от ЭСФ-3 до ЭСФ-4
	тыс.т /год	%	тыс.т /год	мг/ Нм^3	мг/ Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	мг/ Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	евро/т пыли	мг/ Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	евро/т пыли

ПРОЕКТ DRAFT

1 – уст-ка	5480	97	5319	200	100	133	8,8	1094	8228	50	199	22,0	2724	13656	24513	30	226	32,5	4029	17824	49077
2 - уст-ка	3911	99	3856	200	100	96	7,2	894	9271	50	145	17,9	2225	15388	27621	30	164	26,5	3291	20083	55299
3 - уст-ка	2857	88	2 06	200	100	63	6,0	740	11 817	50	94	14,9	1843	19614	35 207	30	106	22,0	2726	25599	70487
4 - уст-ка	1927	97	1877	200	100	47	4,7	585	12456	50	70	11,7	1455	20673	37109	30	80	17,4	2153	26982	74295
5 - уст-ка	1646	99	1625	200	100	41	4,3	532	13092	50	61	10,7	1324	21730	39005	30	69	15,8	1958	28 361	78 091
6 - уст-ка	1388	82	1131	200	100	28	3,9	480	16974	50	42	9,6	1195	28173	50571	30	48	14,3	1768	36770	101247

Предполагаемый базовый расчет по пыли составляет 250 мг/Нм^3

Базовый расчет в 2006 г.					Передовые вторичные циклоны третьей ступени (ATSC)					Электрофильтр с тремя электрополями (ЭСФ-3)						Электрофильтр с четырьмя электрополями (ЭСФ-4)					
					эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе	эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе		эффективность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатац. расходы	непостоянные эксплуатац. расходы	концентрация пыли на выходе	
					%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения/год	мг/Нм^3	%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения/год	мг/Нм^3		%	%	% от общей стоимости возведения/год	% от общей стоимости возведения/год	мг/Нм^3	
					70	7,4	4	1	100	85	7,4	4	1	50		90	7,4	4	1	30	

ПРОЕКТ DRAFT

	планируемое сырье	использование	фактическое сырье	концентрация пыли на выходе	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ATSC	экономическая эффективность: от базового варианта до ATSC	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ЭСФ-3	экономическая эффективность: от базового варианта до ЭСФ-3	эффективность дополнительных затрат: от ATSC до ЭСФ-3	концентрация пыли на выходе	утилизированная пыль (из расчета)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до ЭСФ-4	экономическая эффективность: от базового варианта до ЭСФ-4	эффективность дополнительных затрат: от ЭСФ-3 до ЭСФ-4
	тыс.т /год	%	тыс.т /год	мг/ $Нм^3$	мг/ $Нм^3$	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	мг/ $Нм^3$	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	евро/т пыли	мг/ $Нм^3$	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т пыли	евро/т пыли
1 - уст-ка	5480	97 %	5319	250	100	199	8,8	1,094	5485	50	266	22,0	2724	10242	24513	30	293	32,5	4029	13773	49077
2 - уст-ка	3911	99 %	3856	250	100	145	7,2	894	6181	50	193	17,9	2225	11541	27621	30	212	26,5	3291	15519	55299
3 - уст-ка	2857	88 %	2 06	250	100	94	6,0	740	7878	50	125	14,9	1843	14710	35207	30	138	22,0	2726	19781	70487
4 - уст-ка	1927	97 %	1877	250	100	70	4,7	585	8304	50	94	11,7	1455	15505	37109	30	103	17,4	2153	20850	74295
5 - уст-ка	1646	99 %	1625	250	100	61	4,3	532	8728	50	81	10,7	1324	16297	39005	30	89	15,8	1958	21915	78091
6 - уст-ка	1388	82 %	1131	250	100	42	3,9	480	11316	50	57	9,6	1195	21130	50571	30	62	14,3	1768	28413	101247
Источник: [21].																					

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов взвешенных частиц.

Пример завода(-ов)

Из 61 объектов из выборки технической рабочей группы европейского Бюро НДТ, 17 из 22 НПЗ Европы используют ЭСФ на своих установках ФКК. Они также используются на многих НПЗ США и Японии.

Справочная литература

[5], [8], [9], [12], [13], [21], [36],[39], [40],[41], [42].

5.9.12 Методы очистки газов от взвешенных веществ. Другие фильтры

Описание

Одним из вариантов очистки выхлопных газов регенератора являются рукавные или тканевые фильтры, а также фильтры из керамики или нержавеющей стали.

В керамических или металлокерамических фильтрах обратной продувки взвешенные вещества после улавливания осаждаются на наружной поверхности фильтрующих элементов, которые затем удаляются методом обратной импульсной продувки. Затем они удаляются из фильтровальной установки на утилизацию.

Достигнутые экологические выгоды

Применение обратной продувки и тканевых фильтров демонстрирует более высокие показатели производительности (1–10 мг/Нм^3), чем циклоны и электрофильтры. Кроме того, использование керамических фильтров особенно эффективно для улавливания мельчайших частиц, не снижают производительности во время запуска и сбоев.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование рукавных или тканевых фильтров ограничено температурным режимом (<200-240 °C). Необходимо учитывать, что их применение влечет за собой перепад давления в фильтре.

С другой стороны, керамические фильтры обратной продувки являются высокотехнологическими системами, которые доказали свою эффективность в работе. Один из таких фильтров, установленный с середины 2004 года в качестве полнофункционального трехступенчатого фильтра на установке каталитического крекинга остаточного сырья мощностью 2100 т/сут, работал без инцидентов с момента запуска. Обратная импульсная продувка задействуется по мере постепенного увеличения перепада давления, создаваемого фильтром. Это

ПРОЕКТ DRAFT

является важным параметром мониторинга работы системы. Система фильтров достигает устойчивого состояния перепада давления после примерно 100 циклов продувки (т. е. практически один месяц). Благодаря фильтру рабочее давление падает до достаточно низких значений, чтобы избежать неблагоприятных воздействий на работу установки ФКК остаточного сырья. Такая система фильтрации оказывает меньший вред окружающей среде, в сравнении с другими процессами фильтрации, применяемыми на установках ФКК остаточного сырья. Как показано на рисунке 5.18, концентрация взвешенных частиц, измеренная с помощью анализа мутности, всегда ниже 5 мг/Нм^3 с момента ввода фильтра в эксплуатацию, а стандартная производительность фильтра составляет 1-2 мг/Нм^3.

Рисунок 5.18 – Производительность трехступенчатого фильтра обратной продувки из спеченного сплава на установке ФКК.

Наряду с перепадом давления в фильтре, для обеспечения стабильного функционирования фильтра необходимо контролировать и другие параметры, такие как время эксплуатации и закрытия клапана, температура дымовых газов, значение сжатого давления при продувке и температура продувочного газа.

Последние данные по трехступенчатому фильтру обратной продувки (изготовленного из нержавеющей стали), работающего на установке ФКК (мощностью 1,1 млн т/год) на НПЗ в г. Хайфа (Израиль), показывают, что выбросы взвешенных частиц соответствуют стандарту на эмиссии 20 мг/Нм^3. Значения концентрации выбросов значительно ниже 15 мг/Нм^3[43].

Кросс-медиа эффекты

Не было выявлено ни одного негативного воздействия, за исключением необходимости удаления или утилизации собранной пыли, что характерно для всех фильтров с сухой фильтрующей средой.

Применимость

Рукавные или тканевые фильтры переоборудоваются для подвода к циклонам третьей ступени. Однако они не подходят для использования на установке ФКК из-за перепада давления, «забивание» пылью фильтрующего элемента, их неспособность работать во внештатном режиме и необходимости в достаточном пространстве.

Керамические фильтры третьей ступени доказывают свою эффективность в очистке дымовых газов каталитического крекинга с 2004 года. Они успешно функционируют и при наличии сбоев на установке ФКК. До сих пор в литературе сообщалось о двух конкретных случаях. В первом случае сообщалось об очистке газов по направлению потока, концентрацией до 20000 мг/Нм^3 с изношенными катализаторами, работающими уже две недели, с увеличенной массовой концентрации с 250 кг/сут до 1000–2000 кг/сут. Это позволило установке ФКК остаточного сырья продолжать придерживаться стандартам по выбросам и работать непрервыно без необходимости останова агрегата. Во втором случае речь шла о безопасной эксплуатации такого фильтра при использовании горелочных устройств для поддержания температуры в регенераторе в случае простоя и срочного ремонта. В сравнении с ЭСФ керамические фильтры функционирует значительно лучше во время запуска и выключения. Необходимо наглядно продемонстрировать максимальные затраты на оснащение регенераторов выбранных установок ФКК Европы керамическими фильтрами.

Экономика

Удельные инвестиционные затраты на керамические фильтры с обратной продувкой будут зависеть от температуры и пропускной способности потока. Стоимость фильтра третьей ступени (полного потока), работающих при температурах ниже 450 °C оценивается в 80 долл.США/м^3/ч. Высокотемпературные фильтры, работающие до 750 °C оцениваются в 210 долл. США/м^3/ч. Стоимость высокотемпературных фильтров четвертой ступени составляет около 260 долл.США/м^3/ч (данные для 2009 года и согласно фактическим объемам дымовых газов) капитальные расходы на установки ФКК, мощностью 2,4 млн т/год в 2009 году оценивались в 15-20 млн евро (22-30 млн долларов США).

Эффект от внедрения

Современные керамические фильтры обратной продувки представляют наибольший интерес для применения на установке ФКК, так как образующийся объем выбросов взвешенных частиц, а также их гранулометрический состав и химические свойства, негативно отражаются на здоровье человека и окружающей среде. Этот метод позволяет проводить высокоэффективную фильтрацию выбросов взвешенных частиц катализатора, включая мелкодисперсные частицы и тяжелые металлы. Запуски и сбои фильтра не

ПРОЕКТ DRAFT

влияют на его производительность, предотвращает неблагоприятные последствия запыленности воздуха, размера частиц или скорости потока. Он хорошо переоснащается из-за своего относительно небольшого размера.

Пример завода(-ов)

Керамические фильтры третьей ступени фильтрации полного потока рабочей жидкости или фильтры из нержавеющей стали эксплуатируются на трех НПЗ по миру. Около 15 керамических сепараторов частичного потока (четвертой ступени) и бункерные фильтры также эксплуатируются в Западной Европе, Северной Америке и на Ближнем Востоке.

Справочная литература

[19], [34], [43], [44].

5.9.13 Методы, предотвращающие загрязнение оксидами серы. SO_X-снижающие присадки

Описание

Содержание диоксида серы в отходящем газе регенератора установки ФКК снижается введением катализатора на основе оксида металла (например, алюминий/магний, церий). Он переносит значительную часть сернистого кокса на отработанном катализаторе обратно в реактор, где выделяется в виде сероводорода. В результате крекинга реактор перенаправляет циркулируемый продукт в виде пара на систему аминовой очистки газа НПЗ, следовательно, перерабатывая серу на установке производства серы.

Сокращение SO_X — это трехэтапный процесс:

- каталитическое окисление SO_2 до SO_3 в регенераторе;
- адсорбция присадки SO_3 проводимой в регенераторе с выделением сульфата, который возвращается в реактор;
- возвращение к оксиду и выделение сероводорода в газовой поток продукта для извлечения.

Разработанные в конце 1970-х годов SO_X-снижающие катализаторы первоначально были разработаны на основе оксида алюминия, поэтому у них был очень короткий срок службы. Постепенно потенциал улавливания частиц SO_3 в регенераторе существенно увеличился за счет замены чистого оксида алюминия в основе связующего вещества на алюминат магния (1980-е годы: 1 моль алюминия на 2 моль магния), а затем на гидротальки́т (1990-е годы: 1 моль алюминия на 3-4 моль магния). Современные катализаторы, разработанные с 2000 года, демонстрируют улучшение характеристик на 35-80 % в сравнении с первыми реагентами на гидротальките. Значение коэффициента поглощения (PUF – кг утилизированного SO_2 на кг введенной присадки) теоретически достигает до 20.

BREF DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Количество утилизируемого SO_X сильно зависит от концентрациив сырье, выделяемого в регенераторе SO_X, объема используемой присадки, а также от типа и качества самой присадки. Некоторые имеющиеся данные испытаний показывают, что эффективность утилизации сильно зависит от текущей концентрации кислорода и собственной стойкости присадки к истиранию в условиях эксплуатации, преобладающих на конкретной установке.

В режиме полного сжигания эффективность утилизации, достигаемой с помощью современных присадок, как правило, составляет >60 %, в промышленном производстве скорость утилизации выбросов доходит до 95- 99 %. Продуктивность систем утилизации выбросов напрямую зависит от хороших условий эксплуатации установок, в частности, серосодержащего сырья в регенераторе, улучшение параметров работы регенератора и других технологических параметров.

В режиме неполного сжигания стандартные показатели сокращения выбросов ниже, чем в режиме полного сжигания, и зачастую необходимо вводить большее количество присадки. В настоящее время разработаны специальные присадки для работы в режиме неполного сжигания, эффективность которых в два раза выше по сравнению с ранее используемыми присадками. В настоящее время эффективность современных присадок, снижающих концентрацию SO_X, как правило, составляет >50 % , в промышленом производстве скорость очистки газовых потоков доходит до 95-99 %. Эффективность сокращения выбросов также напрямую зависит от условий экплуатации установок. В частности от концентрации серы в сырье регенератора, изначального содержания COS, H_2S в регенераторе до попадания в котел дожига CO и временем пребывания в регенераторе (см. рисунок 5.19). Тем не менее, на некоторых установках ФКК, где условия эксплуатации установок далеки от идеальных, максимально достигнутые показатели снижения концентрации SO_X в газовых потоках составляют 30-35 %.

Отмечено что, чем выше скорость утилизации, тем ниже коэффициент поглощения частиц.

В одном из примеров [45] сообщается о случае, когда концентрация оксида серы SO_X снизилась на 85 %. Там коэффициент поглощения равнялся 18 кг утилизированного оксида серы (SO_X) на кг присадки. Выбросы по остаточным продуктам составили 50 ppm по объему (0 % от O_2). Дальнейшее сокращение выбросов до уровня ниже 25 ppm по объему (0 % от O_2) снизили коэффициент поглощения до 14 кг утилизированного SO_X, на кг присадки. Выбросы, концентрация которых снизилась до 25 (ppm) по объему, составили около 5 % мас./мас. от общего объема запасов катализаторов. Относительное уменьшение количества SO_X с 50 до 25 (ppm) составило 31 %.

Второй случай подробно описан в серии непродолжительных испытаний №1 , проведенных на установке «глубокого» неполного сжигания на установке ФКК с 7-8 моль% CO в регенераторе [46]. Полученные результаты снижения SO_X

ПРОЕКТ DRAFT

до 30-35 % при PUF>10 являются достаточно приемлемыми. Такой пример показывает, что с технической и экономической точки зрения попытка получить 50 % утилизацию SO_X при ненадлежащих условиях эксплуатации установок практически невозможно. В этом случае удельные затраты достигли 10 тыс. евро/т утилизируемого SO_2 и больше, так так коэффициент поглощения PUF упал до пяти, потребление электроэнергии, увеличилось, а показатели потребления пара возросли более чем на 8 %.

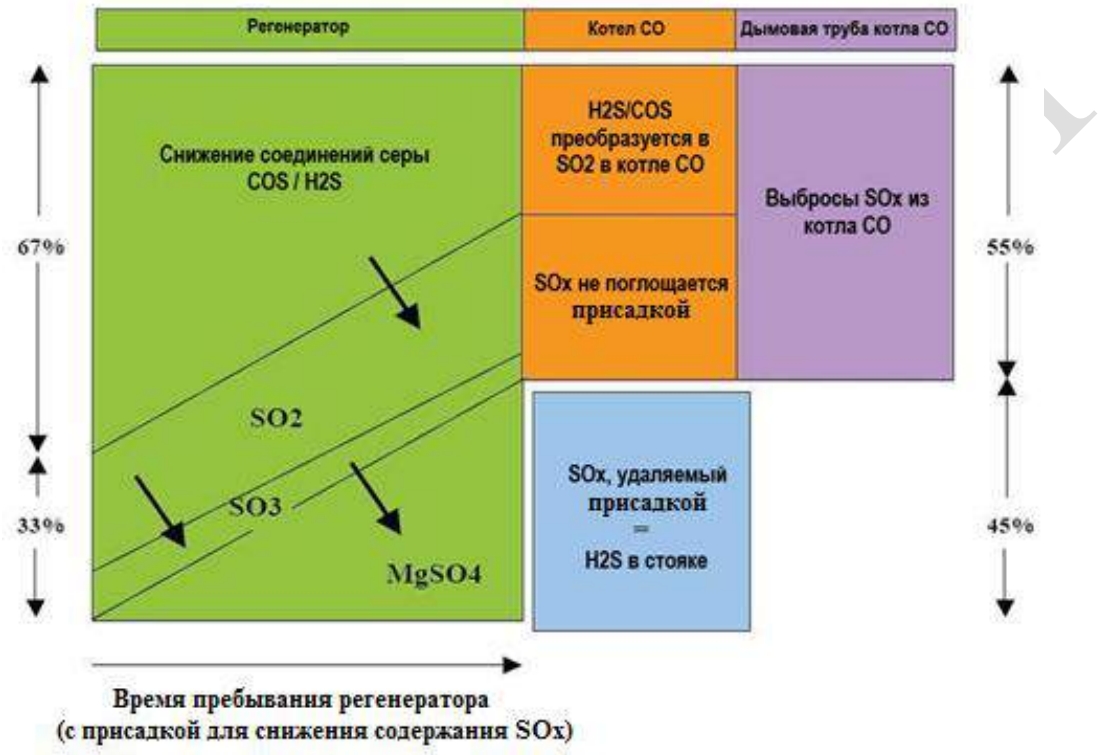


Рисунок 5.19 – Графическое изображение влияния SO_X-снижающих присадок на исходный профиль концентрации газа на установке ФКК неполного сжигания

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На установке ФКК, применяющего эту технологию, концентрация SO_2 в выходящем потоке составляет 1000–3000 мг/Нм^3 при 3 % O_2 (в зависимости от расхода присадки и режима сжигания). На входе потока концентрация SO_2 была 4000- 4500 мг/Нм^3 (что соответствует содержанию серы в сырье около 2-2,5 %).

Рисунки 5.20 и 5.21 показывают значения на установке ФКК полного сжигания. Эксплуатация установки проходит в довольно неблагоприятных условиях из-за очень редкого замещения остатков катализатора (ежедневно вводят только 0,5 % от запасов на установке), с повышением температуры в установке в среднем до 508 °С и температурой в регенераторе равной 673 °С. Два приведенных набора данных демонстрируют результаты, когда в одном случае

содержания серы высокое (1,6 %) и низкое (0,5 %) (где качество выходного потока выше).

Графики на рисунках 5.20 и 5.21 показывают эффективность применения присадок с течением времени (выраженную в днях по оси X) для двух различных типов сырья (с высоким и низким содержанием серы).

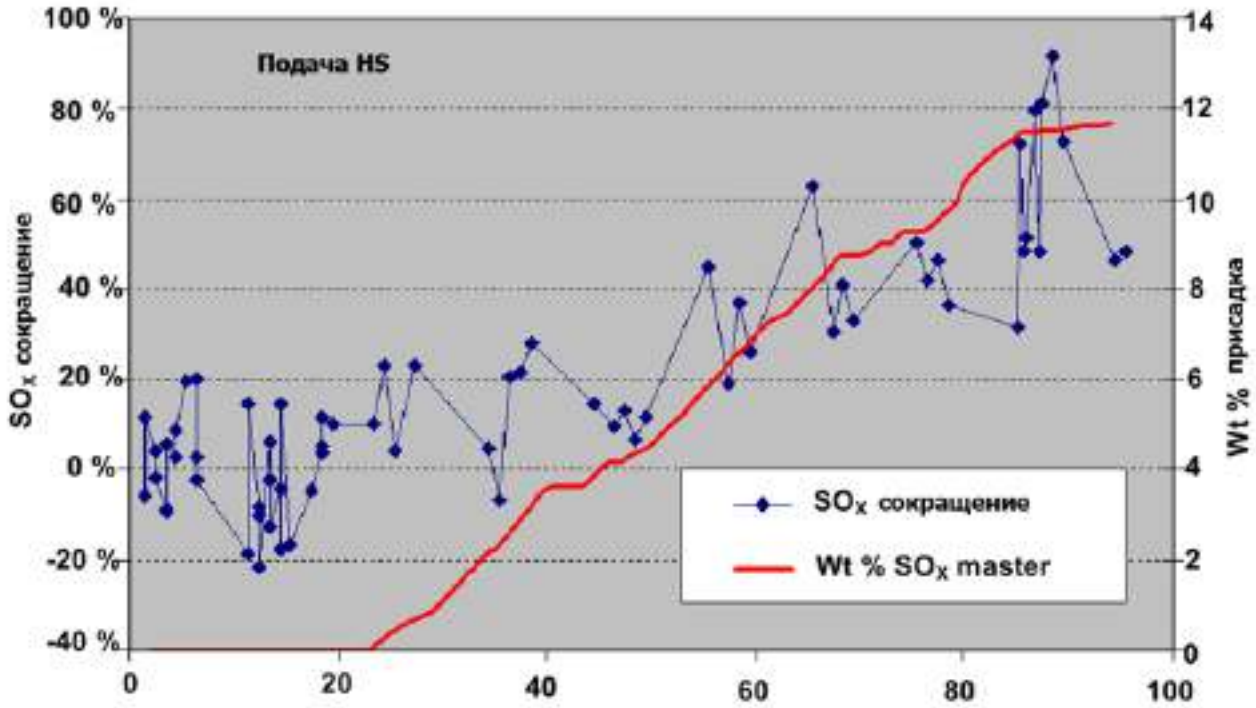


Рисунок 5.20 – Эффективность SO_X-снижающих присадок в переработке сырья с содержанием серы 1,6 % на установке ФКК.

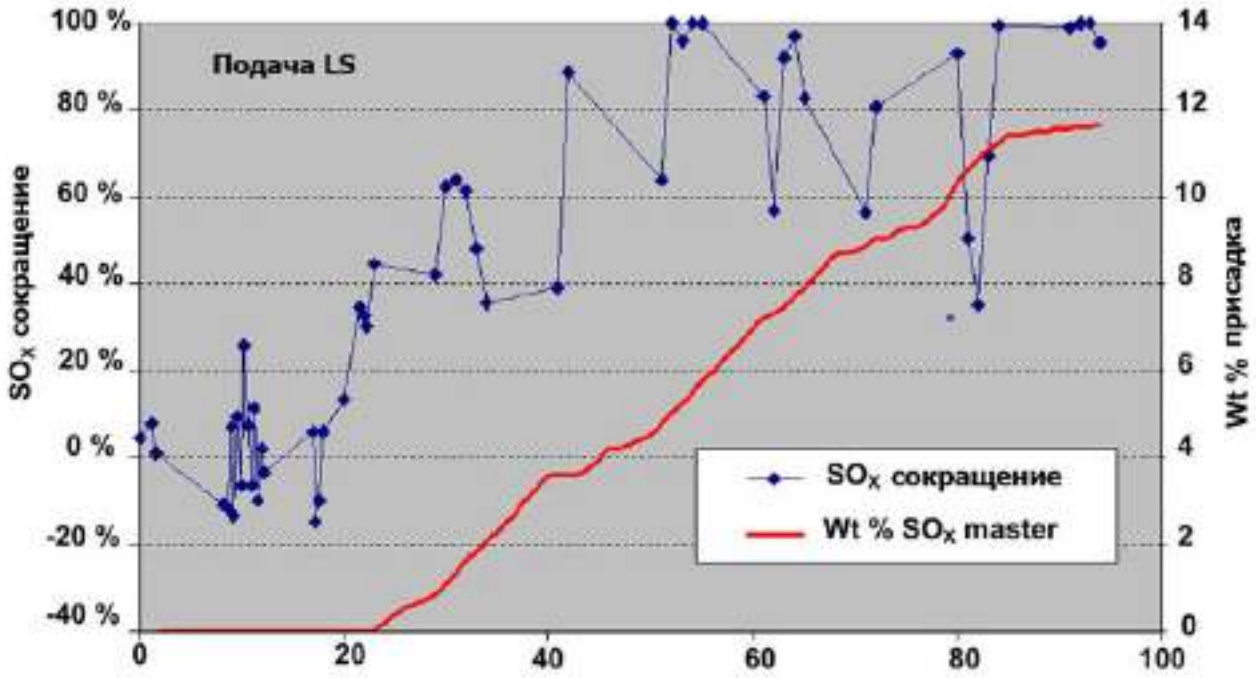


Рисунок 5.21 – Эффективность SO_X-снижающих присадок, если в составе сырье с 0,5 %-м содержанием серы на установке ФКК.

Результаты, показанные на рисунках 5.20 и 5.21 согласуются с данными, представленными европейским объектом, как показано на рисунке 5.22, где с 2009 года было достигнуто 50 %–ное сокращение концентрации (средняя концентрация от 980 до 450 мг/Нм^3 при 3% O_2) на 1,5 млн т/год на установке ФКК с сырьем с серой в составе 0,32-0,45 %.

Если количество присадки составляет всего 3 % от объема катализаторов, выбросы SO_2 сокращаются на 25 % и при стандартном содержании серы в 0,6-1,8 %. Способность присадок последнего поколения к утилизации SO_X определяется его количеством в остатке катализатора, а не частотой введения, что свидетельствует о повышенной стабильности.

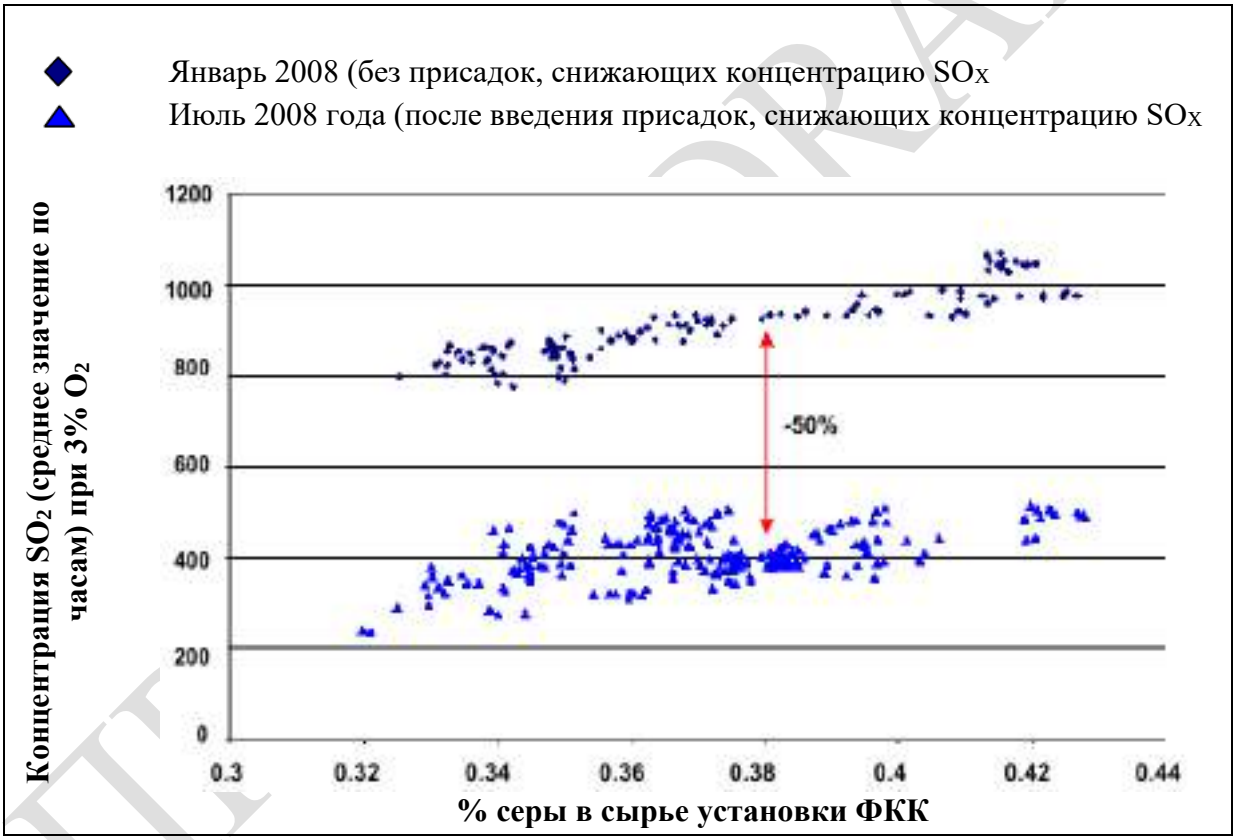


Рисунок 5.22– Снижение выбросов SO_2 на французской установке ФКК с применением присадок, сокращающих концентрацию SO_X

Кросс-медиа эффекты

Концентрация SO_X в газовом потоке на выходе, полученная в результате использования этого метода, сильно зависит от концентрации SO_X на входе, количества присадки и режима эксплуатации установки.

Применяя этот метод необходимо учитывать множество параметров установки, особенно регенератора. Метод эффективно работает в условиях

ДРАФТ

полного сжигания, когда практически вся сера в дымовых газах утилизируется, а агрегаты переоснащаются в наиболее благоприятных условиях эксплуатации.

Однако это повлияет на производительность установки ФКК, а частота замены катализатора переноса увеличится. В случае подачи большого количества присадок требуется тонкая перенастройка каталитической системы.

Благодаря своей практичности этот метод показывает хорошие результаты в сочетании с другими мерами борьбы с выбросами технологических процессов.

В сочетании с мокрой очисткой газов, где присадки помогли снизить потребление энергии (например, использование насосов) и расход химических веществ (например, едкого натра). Другим примером служит НПЗ на Ближнем Востоке, который перерабатывает 30000 баррелей 100 % мазута с высоким содержанием серы (2,7 %) в день (около 2 млн т/год), работающий в режиме полного сжигания, где было решено использовать такую присадку к нефтепродуктам для решения проблем с коррозией из-за высокой концентрации оксида серы SO_X на входе в действующую установку очистки газов. На этом НПЗ наблюдалось снижение эксплуатационных затрат на скруббер на 15 %. Это увеличило затраты на SO_X-снижающую присадку, которые в будущем оправдали их [30].

В сочетании с высокоэффективными фильтрами эти два метода демонстрирует отличные с экономической точки зрения результаты[34].

Для того, чтобы располагать вариантами при выборе сырья (например, качество внешних потоков на установку), или для снижения интенсивности гидроочистки сырья в начале потоке.

С другой стороны, этот применение этого метода менее эффективно на установке ФКК, работающей в режиме глубокого неполного сжигания, где температура регенератора высокая, замена катализатора нечастая или на установке, требующей очень низкие концентрации SO_X в потоке на выходе. В Северной Америке катализаторы SO_X-снижающую присадку предпочтительно используются в скрубберах на базе установки ФКК на НПЗ мощностью менее 150000 баррелей в день (8 млн т/год).

Применимость

Недостатки применения этого метода следующие:

– SO_X-снижающие присадки на самом деле не являются универсальной технологией, реализуемой на всех установках, поскольку, несмотря на достигнутый в последнее время прогресс, применение их эффективно и экономически выгодно в режиме полного сжигания.

– При очень высоких скоростях подачи присадок (>10-15 % от подачи свежего катализатора) снижается эксплуатационная гибкость установки ФКК, повышается риск получения некачественных нефтепродуктов на выходе.

– SO_X-снижающая присадка отрицательно влияет на образование NO_X, CO, на взвешенные частицы, увеличивая потери катализатора из-за истирания. При ее использовании в режиме неполного сжигания это приведет к

PROJECT DRAFT

значительному увеличению расхода топлива в котле дожига угарного газа (CO) при эквивалентном значении производства пара.

– Кроме того, это приведет к дополнительным выбросам и возникновению проблемных зон на установках аминовой очистки H_2S.

Экономика

Не требуется больших инвестиционных затрат: требуются лишь незначительные капитальные затраты на оборудование подачи присадки в каталитическую систему. Имеются данные, что стоимость европейского объекта, составляет 300000 евро, включая закладку фундамента, возведение, монтаж трубопроводов, повышение пропускной способности ниже по потоку нефтепродукта и получение разрешения на эмиссии в окружающую среду.

Эксплуатационные расходы зависят от установки, содержания выбросов SO_2 в начале и итоговых показателей SO_2. Стоимость европейского объекта при объеме подачи присадки в 264 кг/сут. и с функцией дополнительной утилизации отработанного катализатора в 94 т/год составляет 1,3 млн евро в год.

Потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этой технологии на двух установках ФКК на НПЗ Колорадо (США) были оценены в 2005 году. Данные по 2007 год сообщают об экономии в 500 долларов США за тонну SO_2 в год, предполагая, что в результате концентрация выбросов SO_2 снизится всего на 35-50 % [22]. Эти данные подтверждаются затратами, о которых недавно сообщили другие источники из США. За 2007 год затраты на получение 25 ppm по объему при 0 % O_2 (среднегодовое значение) и 50 ppm по объему при 0 % O_2 (усредненное значение за неделю) составили 500-880 долл.США за тонну утилизированного оксида серы (SO_2).

Другая оценка затрат приведена на рисунке 5.23, основанная на опыте крупного производителя катализаторов на НПЗ США. График представлен для n-ной установки мощностью в 50000 баррелей в день (около 3 млн т/год) с запасом катализатора в 150 т. Диапазон затрат отражает широкий спектр конфигураций установок ФКК с различными уровнями SO_X в неочищенных отходящих газах, типами подачи присадка и условиями эксплуатации регенератора (включая полное и неполное сжигание). [45].

ПРОЕКТ DRAFT

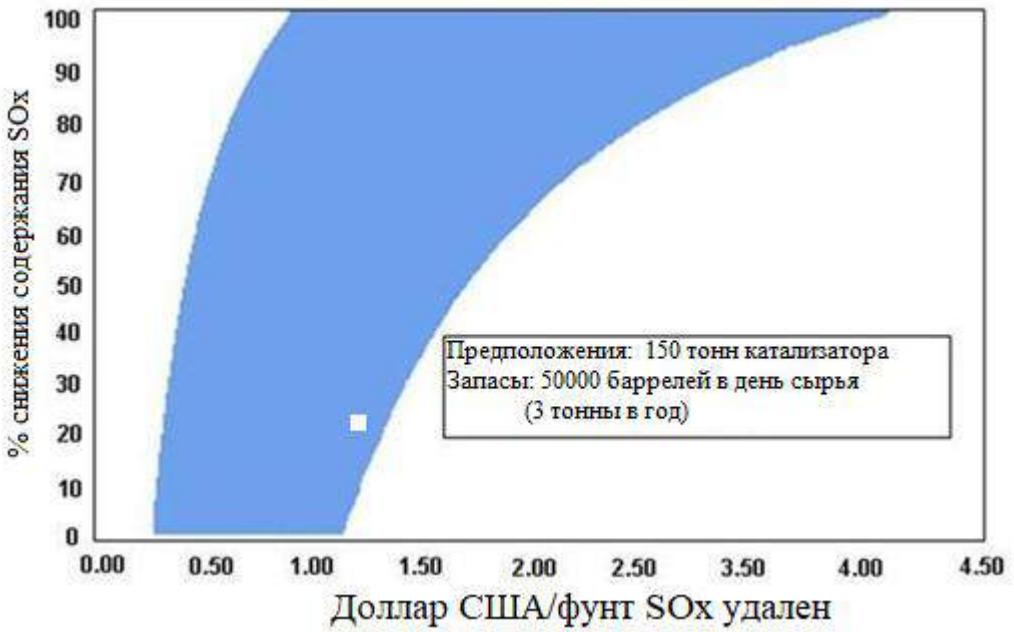


Рисунок 5.23 – Удельная стоимость присадок снижения содержания SO_X на установке ФКК в сравнении с целевыми показателями снижения содержания SO_X

На рисунке 5.24 представлен анализ по аналогичному методу из опыта европейских специалистов по продаже катализаторов, который предлагает оценку затрат для установок, работающих в режиме полного и неполного сжигания [47].

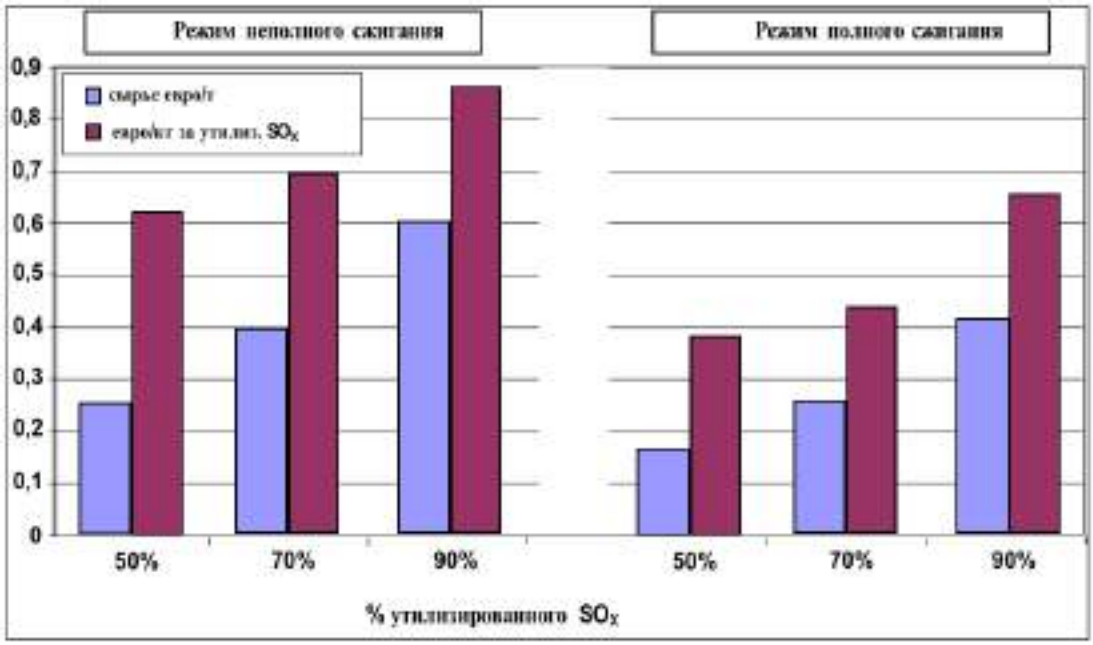


Рисунок 5.24 – Экономические аспекты присадок сокращения концентрации SO_X на установках ФКК - общий обзор затрат

В таблице 5.20 представлены результаты специальных испытаний по удельным затратам с целью получения сверхнизких показателей SO_2 [34].

Таблица 5.20 – Производительность и удельные затраты на утилизацию SO_X-снижающих присадок при постоянной работе форсуночных устройств

	НПЗ А	НПЗ В
Скорость подачи нового сырья, т/сут.	2 876	6 847
Новое сырье (API)	24,9	28,5
нерегулируемое содержание SO_2, ppm по объему	178	326
регулируемое содержание SO_2, ppm по объему	10	7
Сокращение концентрации SO_2, %	95	98
Затраты на утилизацию[1)], евро/т SO_2	780	940
[1)] Соответственно 0,51 и 0,61 долл.США за фунт SO_2 (данные 2009 года).		

В таблице 5.21 представлены Экономические аспекты двух мер борьбы с выбросами серы: присадки и скруббер мокрой очистки газов – данные об эффективности затрат по шести установкам ФКК.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.21 – Экономические аспекты двух мер борьбы с выбросами серы: присадки и скруббер мокрой очистки газов – данные об эффективности затрат по шести установкам ФКК.

					Присадки для снижения концентрации серы (СКС)					Скруббер мокрой очистки газов (МОГ)					
					эффектив-ность	капитальная стоимость в год	фактические эксплуатацион-ные расходы		непостоянные эксплуатацион-ные расходы	эффек-тивность	капиталь-ная стоимость в год	фактические эксплуатацион-ные расходы		непостоянные эксплуата-ционные расходы	
					40 %	7,4 %	4% от ОСВ/год		1000 евро/т SO_2	90 %	7,4 %	4 % от ОСВ/год		0,93 евро/т свежего сырья	
Базовый расчет в 2006 г.															
установка	планируемое сырье	использование	фактическое сырье	SO_2 на выходе	SO_2 на выходе	SO_2 утилизированное (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до СКС	экономическая эффективность: от базового варианта до СКС	SO_2 на выходе	SO_2 утилизир (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до МОГ	экономическая эффективность: от базового варианта до МОГ	эффективность дополнительных затрат: от СКС до МОГ
	тыс.т/ год	%	тыс.т/ год	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т SO_2	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/ год	евро/т SO_2	евро/т SO_2
1	5480	97%	5319	3134	1880	3334	0,9	3439	1031	313	7502	49,4	10582	1410	1714
2	1591	85%	1351	3012	1807	814	0,4	863	1061	301	1831	23,5	3940	2152	3024
3	2857	88%	206	1504	902	754	0,6	824	1094	150	1695	33,4	6143	3623	5647
4	1999	79%	1577	1486	892	469	0,5	526	1122	149	1055	27,0	4543	4307	6856
5	1648	99%	1625	860	516	279	0,4	330	1181	86	629	24,0	4250	6758	11220
6	1927	97%	1877	362	217	136	0,5	192	1410	36	306	26,4	4756	15543	26850
Источник: [21]															

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов оксида серы на установках ФКК

Пример завода(-ов)

Более 60 НПЗ по всему миру применяют присадки снижения концентрации SO_X в катализаторе, в том числе несколько установок неполного сжигания в Германии, Японии и Южной Африке. Этот метод хорошо зарекомендовал себя в коммерческих целях.

Справочная литература

[8],[11],[12], [13], [21],[23], [26], [30], [34], [45], [46], [47].

5.9.14 Мокрая очистка газов скрубберами

Описание

Существует несколько способов мокрой очистки газов. Их краткое описание приведено в разделе 3.19 технологии мокрой очистки газов, применяемые на установках ФКК, следующие:

- деструктивная мокрая очистки газов, с адсорбентом на основе натрия или магния; насадочные, тарельчатые, форсуночные скрубберы или скруббер Вентури;

- технологии, сочетающие деструктивные и регенеративные методы очистки с использованием запатентованного раствора, содержащего соду и фосфорную кислоту, или процесс CANSOLV с аминовым раствором.

Две системы Вентури были разработаны специально для применения на установке ФКК:

Эжекторные скрубберы Вентури (ЭСВ) очищают низконапорный поток газа, где орошаемая жидкость распыляется в поток газовой среды на входе в трубу скруббера Вентури над «сужающейся горловиной». Затем газ и жидкость проходят через горловину в условиях высокой турбулентности.

Высокоэнергетический скруббер Вентури (ВЭСВ) очищает высоконапорный поток газа, который использует кинетическую энергию дымового газа для распыления абсорбционной жидкости на капли. Этот метод требует большего перепада в давлении газа, но у него эффективность улавливания мелких взвешенных частиц выше по сравнению с эжекторными скрубберами Вентури, в частности, частиц размером 10 мкм, 2,5 мкм и 2 мкм.

Электродинамическая трубка Вентури, которая сочетает в себе методы, используемые в скрубберах Вентури, с электростатической сепарацией пыли. В системе находится распылительная колонная, а также модули фильтрации принудительной конденсации, распыления воды и сепараторы капель. Система интегрируется с регенеративным методом LABSORB™, а также с методом LoTOX™deNO_XSNERT впрыска озона.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

В случае если утилизация SO_2 является первостепенной целью, тщательно спроектированный процесс мокрой очистки газов обычно обеспечивает очень высокую эффективность утилизации как SO_2, так и взвешенных частиц, принимая во внимание, что сокращение концентрации SO_3, как правило, не так высоко, как SO_2. NO_X эффективно утилизируется дополнительной очистной колонной с окислением NO до NO_2. В таблице 5.22 показаны ожидаемые уровни выбросов после применения скруббера мокрой очистки.

Таблица 5.22 – Основные предполагаемые значения эффективности очистки и уровней выбросов после применения скрубберов мокрой очистки

Параметр	Эффектив-ность, %[1)]	Концентрация на входе при 3 % O_2, мг/Нм^3	Концентрация на выходе при 3 % O_2, мг/Нм^3
SO_2	95-99,9	600-10 000	<60-160[2)]
Взвешенные частицы	85 – 95	350 – 800	<30-60[2)]
NO_X	До 70	600	180
Примечание: Улавливание взвешенных частиц напрямую связано с конфигурацией конструкции, а перепад давления в системе сильно варьируется. Скрубберы менее эффективны при улавливании субмикронных частиц. [1)] Источник: [48] [2)] На основе выборочных данных нерегенеративных скрубберов, как показано в Таблице 5.24.			

В случае регенеративной очистки основное дополнительное преимущество, заключается в возможность востановления реагента, поглощающего SO_X и извлечения концентрированного потока SO_2. Полученный продукт с оксидом серы перегоняется и реализуется/перерабатывается в виде жидкого SO_2, серной кислоты или элементарной серы. В связи с этим необходимо извлекать и удалять гораздо меньшее количество твердого остатка. Имеется информация, что в сравнении с нерегенеративным процессом потребление энергии ниже (см. параграфы «Эксплуатационные данные и экономические аспекты»).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нерегенеративная очистка

В таблице 5.23 приведены данные по семи установкам ФКК США. Все они оборудованы скруберрами Вентури [23].

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.23 – Производительность скрубберов Вентури мокрой очистки газов некоторых установок ФКК в США.

Тип	Взвешенные частицы на выходе	Усредненное кол-во взвешенных частиц на выходе	Содержание взвешенных частиц в %	Концентрация SO_2 на входе	Концентрация SO_2 на выходе	Содержание SO_2 в %
Режим неполного сжигания с котлом дожига угарного газа[1)]	35-60	47	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Режим неполного сжигания с котлом дожига угарного газа[1)]	39-50	46	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Установка полного сжигания[1)]	48-109	74	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Установка полного сжигания[1)]	Нет данных	56	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Режим неполного сжигания с котлом дожига угарного газа[1)]	43-61	56	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Режим неполного сжигания с котлом дожига угарного газа[2)]	Нет данных	Нет данных	Нет данных	425	61	90
Режим неполного сжигания с котлом дожига угарного газа[2)]	Нет данных	Нет данных	93	>1800	125-160[3)]	93

[1)] Среднее значение в мг/Нм^3 при 3 % O_2 (сухой газ), основанное на точечных измерениях.
[2)] Среднесуточное значение в мг/Нм^3 при 3% O_2 (сухой газ), основанное на системе непрерывного мониторинга выбросов эжекторного скруббера Вентури (ЭСВ).
[3)] Среднесуточное значение, рассчитанное из диапазона 95-го процентиля полного набора данных.

Регенеративная система очистки газов

Система регенеративной очистки LABSORB™ работает с 2004 года на НПЗ в Саннаццаро (Павия, Италия). Эта система очищает весь дымовой газ (0,18 млн Нм^3/ч при 300 °C), выделяемый из установки ФКК мощностью 5500 т/сут. при концентрации SO_2 на входе >1700 мг/Нм^3 (3 % O_2). Отходящий газ (с расходом 208000 Нм^3/ч при температуре 67 °C) с концентрацией SO_2 от 50 до 250 мг/Нм^3 (3 % O_2) очищается от SO_2 с эффективностью более 85 % в среднем за сутки. Дополнительный поток концентрированного оксида серы (SO_2) со скоростью 250 кг/ч направляется в установку извлечения серы. Производство жидких отходов составляет 1 т/ч, а твердых отходов - 19 кг/ч (по сравнению с 9 т/ч и 1000 кг/ч в случае обычного поглощения NaOH при одной и той же мощности).

ПРОЕКТ DRAFT

Еще одна система регенеративной очистки работает с 2006 года на НПЗ в Делавэр-Сити (шт. Делавэр, США). Он включает в себя скруббер предварительной очистки, регенеративный насадочный абсорбер аминовой очистки и фильтра тонкой очистки едкого натра. Он предназначен для очистки потока со скоростью 0,75 млн $Нм^3$/ч на входе со скоростью утилизации SO_2>97 %. С момента его установки значения постоянно составляли 1-2 ppm по объему SO_2 при 0 % O_2 (т.е. 3-6 мг/$Нм^3$ при 3 % O_2) [45].

В таблице 5.24 приведены стандартные значения производительности, достигнутые с помощью регенеративной системы очистки скруббером Wellman-Lord.

Таблица 5.24 – Стандартные значения производительности, достигнутые с помощью регенеративной системы очистки скруббером Wellman-Lord.

Метод	Эффективность сокращения выбросов SO_2, %	Концентрация SO_2 на входе в мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2 при температуре 160-180 ºС	Концентрация SO_2 на выходе в мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2 при температуре 120ºС
Wellman-Lord	98	2000-7000	100-700

Кросс-медиа эффекты

Нерегенеративные системы мокрой очистки газов создают вторичные проблемы необходимости утилизации водного шлама и увеличивают потребление энергии на НПЗ. Очищенные сточные воды содержат сульфаты (например, Na_2SO_4). Другим недостатком является потребление большого количества дорогостоящего сырья (например, каустической соды), которое примерно пропорционально содержанию серы на входе потока. Дымовые газы повторно нагреваются для предотвращения образования дымового тумана.

Обычные последствия применения регенеративных систем заключаются в необходимости усовершенствовать установки, работающие с сероводородом (H_2S) (например, установка производства серы, установка аминоочистки) и производить побочные продукты, т.к есть необходимость в поставке и обработке сырья.

Применимость

Скруббер мокрой очистки газов адаптируется под любые производственные нужды и признается надежным в эксплуатации. Ежедневные изменения в работе установок не влияют на производительность скруббера. Они создают низкий перепад давления и работают при низких температурах. На их производительность влияет процесс образования осадков после пяти лет цикла нормальной эксплуатации. Количество осадков зависит от катализатора, подаваемого на входе, содержания SO_2 в скруббере, качества подпиточной воды, рабочего значения pH в скруббере и степени промывки, применяемой к очищаемой суспензии. Отложения формируются из-за каталитической пыли, которая оседает в низких точках оборудования, а также из-за каплеуловителя и твердых отложений (например, солей кальция), которые осаждаются при повышении рабочего значения pH, необходимого для

ПРОЕКТ DRAFT

достижения высокой эффективности утилизации SO_2. Некоторое количество CO_2 утилизируется скрубберами мокрой очистки газов, однако в этом случае такой метод снижает способность среды растворять SO_2. Такие системы очистки, в частности, скрубберы Вентури, довольно компактны: необходимые площади на объекте варьируют от 93 $м^2$ до 465 $м^2$ для установки ФКК мощностью от 1,5 до 7,5 млн т/год.

Эта технология не применяется на установках, расположенных в районах с дефицитом воды, а также если отсутствует возможность повторной переработки побочных нефтепродуктов или их надлежащей утилизации. Требуются наличие большой площадки для реализации этой технологии.

Экономика

В таблице 5.25 приведен примерный порядок затрат на переоснащение скрубберов мокрой очистки газов, расположенных на установках ФКК.

Таблица 5.25 – Затраты на переоснащение скрубберов мокрой очистки газов, расположенных на установках ФКК

Цель процесса	Мощность установки ФКК, млн т/год	Инвестиционные расходы, млн евро	Эксплуатационные расходы, мил евро/год
Сокращение концентрации SO_2 и взвешенных частиц	2,4	17-40[1)]	3,5-4,2[1)]
[1)] Соответственно, 25-60 млн долл.США и 5-6 млн долл.США в 2009 году. капитальные расходы на каждую из установок различаются и зависят от типа скрубберов и необходимости переоснащения производственно-технической базы и установок УПС, аминоочистки.			

Нерегенеративные скрубберы

Сметные затраты 2003 года на установку нерегенеративных скрубберов мокрой очистки газов на шести различных НПЗ указаны в отчетах о перспективном развитии за 2009 год Окружного органа контроля за качеством воздуха Южного побережья (шт. Калифорния, США). Инвестиционные затраты покрывают все производственные и монтажные затраты в аккумуляторной зоне скруббера. Затраты не включают закладку фундамента, монтаж внешних подводов в скруббер, внешних трубопроводов и электроснабжающего оборудования, которые прибавят 30-50 % к вышеуказанным затратам. Результаты оценочной стоимости приведены в таблице 5.26.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.26 – Удельные затраты установки ФКК на различные нерегенеративные скрубберы мокрой очистки отходящих газов

Номер НПЗ	Расход отходящего газа, млн $Нм^3/ч$)	Капитальные вложения* (млн долл. США)	Эксплуатационные расходы (млн евро/г)
№ 1	0,04-0,16	10	0,37
№ 2	0,34-0,36	13,8	0,56
№ 3	0,16	10	0,36
№ 4	0,37 – 0,47	15	0,57
№ 5	0,20-0,23	12,23	0,39
№ 6	0,15	9,5	0,32

* Инвестиционные затраты покрывают затраты на проектирование, изготовление, поставку, установку всей системы, включая новую вытяжную трубу, соответствующей установки для продувки газов, а также внутренние трубопроводы и электроснабжающее оборудование для аккумуляторной зоны скруббера. Все затраты на 2003 год.

Принимая во внимание 25-летний срок службы скруббера с ежегодным приростом затрат на 4 %, этот отчет приводит данные по общей средней экономической эффективности на шести установках, утилизирующих оксиды серы SO_2, стоимостью 24600 долл.США/т. Его концентрация на выходе равна не менее 5 (ppm) по объему, а выбросы снижены до 90 %.

Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов

Регенеративные скрубберы мокрой очистки газов обычно обходятся дороже, чем нерегенеративные установки из-за дополнительной сложности ее эксплуатации. Один поставщик оборудования ссылается на ориентировочный коэффициент 2,4. Ежегодные эксплуатационные затраты на эксплуатацию регенеративной системы значительно ниже, т.к щелочные абсорбирующие реагенты расходуются экономнее, и затраты окупают себя за счет реализации побочных продуктов (например, элементарной серы). Ежегодные затраты ниже на 35 % от эксплуатационных затрат нерегенеративной системы. Более подробное сравнение приведено в Таблице 5.27.

Таблица 5.27 – Сравнение затрат между регенеративными и нерегенеративными скрубберами мокрой очистки газов, применяемых на установках ФКК.

Разбивка затрат на мокрую очистку газов	Стоимость применения регенеративной системы в сравнении с нерегенеративной (%)
Капитальные расходы	240
Эксплуатационные затраты:	
Электрическая мощность	35
Пар	10
Едкий натр	18
Фосфорная кислота	5
Подпиточная вода	<5
Охлаждающая вода	<35
Сброс и очистка воды	<5
Утилизация твердых бытовых отходов	<5
Персонал по эксплуатации и техническому обслуживанию	<5
	20

ПРОЕКТ DRAFT

Более благоприятные затраты были отмечены в случае установки ENI Sannazzaro LABSORB, с 40 %-ной экономией общих эксплуатационных затрат по сравнению с обычной технологией мокрой очистки газов каустической содой. Они включает в себя 95 %-ную экономию подпиточной воды, поглощающей раствор и 25 %-ую экономию энергопотребления.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов оксидов серы и взвешенных частиц из дымовых газов.

Пример завода(-ов)

Этот метод широко используется на установках ФКК в США. Система Wellman-Lord успешно применяется на электростанциях.

Справочная литература

[4], [5], [12],[23],[34], [45], [48], [49].

5.9.15 Скрубберы сухой и полусухой очистки

Описание

Существует два типа методов очистки: сухая и полусухая. Ключевым компонентом полусухой очистки является распылительная сушилка, в которой горячий дымовой газ вступает в контакт с распыленными мелкими каплями известковой суспензии. SO_2 поглощается каплями, образуя продукты реакции, которые высушиваются до мелкого порошка горячим дымовым газом. Как для сухих, так и для полусухих процессов очистки требуются системы улавливания пыли, такие как электрофильтр или очистка рукавными фильтрами.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение содержания SO_2 в дымовых газах. Эффективность утилизации серы методом полусухой очистки составляет 90 % и сухой очистки – 50 %. Эффективность метода полусухой очистки в 50 % достигается с помощью применения извести при относительно высоких температурах (около 400 °C), когда Ca/S=1, или при температуре 130-140 °C, когда Ca/S=2. Большое влияние оказывает соотношение Ca/S. С таким реагентом, как гидрокарбонат натрия ($NaHCO_3$), скорость сокращения выбросов была бы намного выше. С известью также можно проводить обработку при температуре 900 °C в реакторе. Он должен быть достаточно большим, чтобы обеспечить соответствующее время пребывания в нем. Снижение выбросов в этом случае составляет 80 % при Ca/S=2,1 и 90 % при Ca/S=3.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

PROJECT DRAFT

Применяя этот метод, необходимо учитывать наличие других загрязнителей, таких как взвешенные частицы, соли, триоксид серы (сернистый ангидрид) и т.д.

Кросс-медиа эффекты

Осаждение твердых отходов приводит к тому, что продукты реакции не соответствуют заданным характеристикам, необходимым для реализации потребителям.

Другие недостатки:

- высокие перепады давления на рукавных фильтрах при использовании;
- повышенная содержание пыли в газовом потоке; необходимость улавливания частиц пыли;
- эксплуатационные трудности в распределения водно-теплового баланса (только распылительные сушилки);
- возможно значительное падение давления на установках для улавливания пыли рукавными фильтрами
- образование твердых отходов: получение одной тонны сокращения SO_2 влечет за собой образование около 2,5 тонн твердых отходов;
- с помощью скрубберов сухой и полусухой очистки получают смесь $CaSO_3$, $CaSO_4$, летучей золы и извести.

Применимость

Работает при низкой температуре. Образующиеся отходы сложно использовать повторно (нет рынка сбыта гипса) и нет возможности для захоронения на полигоне.

Экономика

Метод сухой очистки является относительно недорогим решением. Стоимость сырья для этих процессов невысокая. Капитальные и эксплуатационные затраты, как правило, ниже, чем при мокрой очистке газов. Инвестиционные затраты составляют около 15–20 млн евро, а эксплуатационные затраты – около 2-3 млн евро в год (стоимость окиси кальция + утилизация полигонных отходов).

Справочная литература

[8], [11], [12], [50].

5.10 Олигомеризация

Установка по процессам олизомеризации действующая в РК (ТОО «АНПЗ») является современной технологической установкой в качестве НДТ можно применять смежные НДТ, сопутствующие повышению экологической и энергетической эффективности.

Например, пункты 4.1, 4.4, 4.5, 4.6, 5.2.2 и иные.

ПРОЕКТ DRAFT

5.11 Процессы адсорбции

На НПЗ и ГПЗ преимущественно по всем технологическим процессам применяются процессы адсорбции, т. е. поглощение газов (паров) или жидкостей поверхностью твердых тел (адсорбентов). Явление адсорбции связано с наличием сил притяжения между молекулами адсорбента и поглощаемого вещества.

В нефтегазовой промышленности адсорбцию применяют для отбензинивания попутных и природных газов, при разделении газов нефтепереработки для получения водорода и этилена, осушки газов и жидкостей, выделения низкомолекулярных ароматических углеводородов, и иных процессах.

В качестве НДТ применительно к процессам адсорбции можно применять смежные НДТ указаные в настоящем справочнике, сопутствующие повышению экологической и энергетической эффективности.

Например, пункты 4.1, 4.4, 4.5, 4.6, 5.2.2 и иные.

5.12 Процессы коксования

5.12.1 Методы предотвращения выбросов в результате замедленного коксования. Направление в газоотделительную установку для передачи в сеть топливного газа НПЗ.

Описание

Описание данного процесса можно найти в разделе 3.12. Ниже приведен список методов, которые могут быть применены к установкам замедленного коксования для предотвращения выбросов.

Предотвращение попадания неконденсирующихся паров, образующихся в процессе коксования, в факельную систему путем направления их в газоотделительную установку для передачи в сеть топливного газа НПЗ.

Передача сброса давления из коксовых барабанов в закрытую систему продувки, например в закалочную башню.

Методы предотвращения загрязнения коксовых барабанов, включая проведение окончательной вентиляции в газовом факеле газового компрессора для рекуперации в качестве топливного газа НПЗ, а не сжигания на факелах, и отправку конденсированной воды на водоотведение.

Использование пара, образующегося в данном процессе, для нагрева других процессов нефтепереработки.

Улучшение интеграции тепла: сам процесс замедленного коксования имеет низкий уровень интеграции тепла. Тепло для поддержания коксовых барабанов при температуре коксования подается путем нагрева сырья и рециркуляционного потока в печи. Однако атмосферный остаток и/или вакуумный остаток можно подавать непосредственно в установку

ПРОЕКТ DRAFT

замедленного коксования без промежуточного охлаждения, что приводит к высокому уровню интеграции тепла между различными установками и экономит значительное количество капитальных затрат на теплообменниках.

Использование газа коксования. Энергоэффективность установки коксования может быть дополнительно повышена, если газ коксования сжигается в газовой турбине парогазовой установки.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС, рекуперация продуктов и сокращение выбросов H_2S достигаются при применении некоторых из вышеупомянутых методов. Применение этих методов также способствует повторному использованию воды.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Некоторые эксплуатационные данные об установках замедленного коксования представлены в разделе 3.12.1.

Кросс-медиа эффекты

Информация отсутствует.

Применимость

Информация отсутствует.

Экономика

Инвестиции в полное замедленное коксование (из расчета 1 млн т/год прямой подачи вакуумных остатков, побережье Мексиканского залива США, топливный кокс, включая рекуперацию паров) оценивались в долл.США. 136250 – 218000 за т/год в 1998 году.

Эффект от внедрения

Производственный процесс.

Пример завода(-ов)

В Европе существует много подобных процессов, хотя процессы коксования в целом чаще используются в США. В 2011 году по всему миру было установлено 67 установок замедленного коксования.

Справочная литература

[11], [51], [52], [53].

ПРОЕКТ DRAFT

5.12.2 Методы предотвращения выбросов в результате замедленного коксования. Направление в газоотделительную установку для передачи в сеть топливного газа НПЗ.

Описание

Описание данного процесса представлено в разделе 3.12.1. Общие методы борьбы с выбросами, такие как ЭСФ, применимы к установкам жидкфазного коксования. Другой метод, который может быть использован для предотвращения выбросов или увеличения интеграции энергии при жидкофазном коксовании, заключается в использовании газа коксования в газовой турбине парогазовой установки.

Достигнутые экологические выгоды

Коэффициенты выбросов при жидкофазном коксовании (единицы измерения в кг/1000 л свежего сырья) приведены в таблице 5.28.

Таблица 5.28 – Коэффициенты выбросов при жидком коксовании

Процесс	Взвешенные частицы	SO_X (как SO_2)	CO	HC	NO_X (как NO_2)	Альдегиды	NH_3
Установки жидкого коксования неконтролируемый	1,5	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных	Нет данных
Жидкое коксование с ЭСФ и котел CO	0,0196	Нет данных	Отриц.	Отриц.	Нет данных	Отриц.	Отриц.
Отриц.: незначительный.							

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Данная система работает в условиях псевдоожиженного слоя.

Кросс-медиа эффекты

Нет данных.

Применимость

Нет данных.

Экономика

Инвестиции (Побережье Мексиканского залива США 1996): долл.США 10000 – 13200 за $м^3$/сут.

Эффект от внедрения

Производственный процесс.

Пример завода(-ов)

Во всем мире существует несколько установок для коксования жидкости.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[16].

5.12.3 Методы предотвращения выбросов в процессе прокаливания нефтяного кокса

Описание

Краткое описание этого процесса представлено в разделе 3.12.2 Некоторые методы могут быть применены к процессу прокаливания для предотвращения выбросов, и некоторые из их представлены ниже:

– В печах может непосредственно использоваться газ коксования или коксовая мелочь, удаляя летучие вещества и сжигая их в печи.

– Горячий поток отходящего газа от прокаливания нефтяного кокса во вращающихся печах содержит значительное количество взвешенных частиц, которые, возможно, после рекуперации тепла из отходящего газа отделяются подходящими фильтрующими устройствами, например, высокоэффективными мультициклонами, рукавными фильтрами и электрофильтрами. Во время прокаливания в многоподовых печах методы борьбы с выбросами взвешенных частиц обычно не используются из-за сравнительно низких выбросов в отходящих газах.

– Негорючие газы из установки прокалки нефтяного кокса сжигаются в инсенераторе, затем пропускаются через котел-утилизатор, а затем выбрасываются в атмосферу через систему сбора пыли.

– Метод селективного каталитического восстановления может быть применим к этим отходящим газам прокаливания для эффективного снижения содержания NO_X.

– Прокаленный кокс сбрасывается во вращающийся охладитель, где он охлаждается прямым впрыском воды. Отходящие газы из охладителя переходят на газоочистку с помощью мультициклонов и мокрого скруббера.

– Собранные мелкие частицы от методов борьбы с пылью следует транспортировать в бункер с фильтрами отработанного воздуха. Собранные гидроциклонные мелкие частицы могут быть переработаны в продукт, использованы на нефтеперерабатывающем заводе или могут быть проданы как продукт.

Достигнутые экологические выгоды

Некоторые из упомянутых выше методов увеличивают тепловую интеграцию установки прокалки нефтяного кокса, снижая расход топлива на нефтеперерабатывающем заводе. Другие уменьшают количество взвешенных частиц, выбрасываемых в атмосферу, повторно используя коксовую мелочь, образующуюся в процессе прокаливания. Значения выбросов для установок по производству нефтяного кокса, достигаемые при непрерывной работе, представлены в таблице 5.29. Эти значения могут быть достигнуты путем применения методов, упомянутых выше.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.29 – Значения выбросов при производстве нефтяного кокса (прокаливание зеленого кокса)

Компонент выбросов	Значения, достигаемые при непрерывной работе (значения выбросов в виде среднечасовых значений в мг/Нм^3 при 3% O_2, если не указано иное)
Взвешенные частицы (пыли)	20 – 60 (в котельной - ежедневно - без коррекции на содержание O_2) 40 – 150 (на охладителе или комбинированном котле /охладителе- ежедневно - без коррекции на содержание O_2)
Компоненты взвешенных частиц (пыли): Ni, V и их компоненты (заданные как общие Ni и V)	3 - 15
NO_X (как NO_2)	450 – 875 (метод борьбы с выбросами NO_X не включен)
SO_X (как SO_2)	(метод борьбы с SO_2 не включен) 1100 – 2300[1)] 300 – 700[2)]
CO	100
HC (представлен как общий углерод)	20
[1)] В среднем за день. [2)] В среднем за день для кокса с низким содержанием серы.	

Принимая во внимание энергосберегающие дополнительные устройства и наличие соответствующего температурного окна, дальнейшее значительное снижение содержания NO_X может быть достигнуто с помощью СКВ или СНКВ.

В настоящее время в службе установок прокалки нефтяного кокса в ЕС не сообщалось о каких-либо примерах использования методов СКВ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Некоторые эксплуатационные данные установок прокалки нефтяного кокса представлены в разделе 3.12.2.

Скороть потока отходящих газов из установок прокалки нефтяного кокса (при 3 % содержании O_2 сухого газа) обычно составляет от 1,8 Нм^3 до 3 Нм^3 на тонну коксового сырья (скорость подачи влажного кокса в установку прокалки нефтяного кокса). Вариации могут быть связаны с типом кокса и типом отходящих газов (например, возможное сочетание охладителя и котельных труб).

Дополнительные данные о выбросах в атмосферу NO_X, SO_X и пыли в дымовой трубе установок прокалки нефтяного кокса с некоторых европейских площадок (отчет о мониторинге) представлены вместе с соответствующей информацией о методах и условиях эксплуатации в таблице 5.30.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.30 – Выбросы в атмосферу из образца установок прокалки нефтяного кокса, эксплуатируемых на европейских нефтеперерабатывающих заводах

Тип установки прокалки нефтяного кокса	Тип зеленого кокса	Методы на месте	SO_2		NO_X		Пыль	
			Ежемесячный минимум	Ежемесячный максимум	Ежемесячный минимум	Ежемесячный максимум	Ежемесячный минимум	Ежемесячный максимум
Печь с вращающимся подом	Два различных вида: анод и графит	Гидроциклоны	600	1200	500	750	28[1)]	62[1)]
Печь с вращающимся подом	Одиночный степень	Гидроциклоны	1500	2200	280	380	55[1)]	152[1)]
Вращающийся под (диск)	Содержание серы: 1,6 %	Гидроциклоны+ ЭСФ	2100	2500	280	380		<20
Печь с вращающимся подом	Нет данных	Гидроциклоны + ЭСФ	2000[2)]	2300[2)]	370[2)]	430[2)]		<10

Примечание: все значения концентраций выражены в мг/Нм^3 при 3 % содержании O_2.

[1)] Были представлены данные НПЗ S о выбросах пыли, пересчитанные на фактическое содержание O_2 равное 8 %.

[2)] Относительно НПЗ K были представлены все значения, пересчитанные на фактическое содержание O_2 равное 7 %.

Источник: CONCAWE 2012

На рисунках 5.25-5.27 показана изменчивость выбросов в атмосферу SO_2, NO_X и пыли в течение длительного периода времени от двух установок прокалки нефтяного кокса, соединенных общей трубой (названной SA1) и работающих на двух сортах кокса (с различным содержанием серы). Выбросы SO_2 и NO_X, по всей вероятности, в основном зависят от типа кокса, в то время как выбросы пыли подвержены меньшему влиянию (применяемый метод борьбы только с пылью).

Что касается методов вторичной борьбы с NO_X, то сообщается, что на одном объекте, где работает установка прокалки нефтяного кокса, оснащенный СНКВ, суточная норма выбросов составляет менее 350 мг/Нм^3 [54].

ПРОЕКТ DRAFT

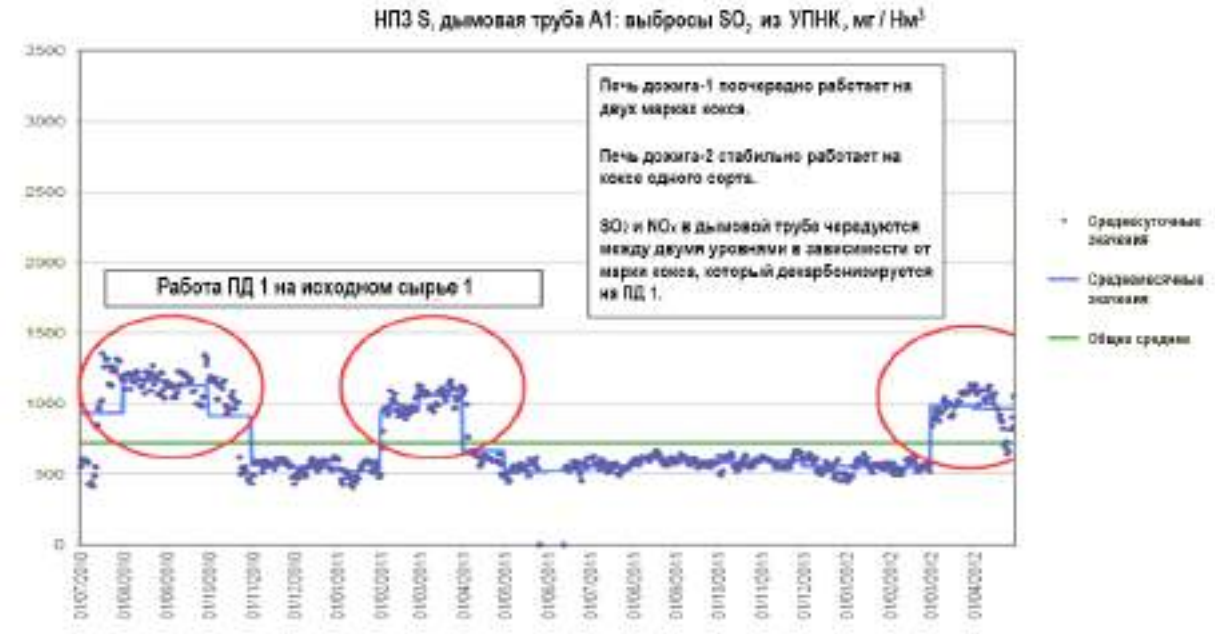


Рисунок 5.25 – Вариабельность выбросов в атмосферу SO_2: Пример двух установок прокалки нефтяного кокса (вращающихся печей) с общей трубой

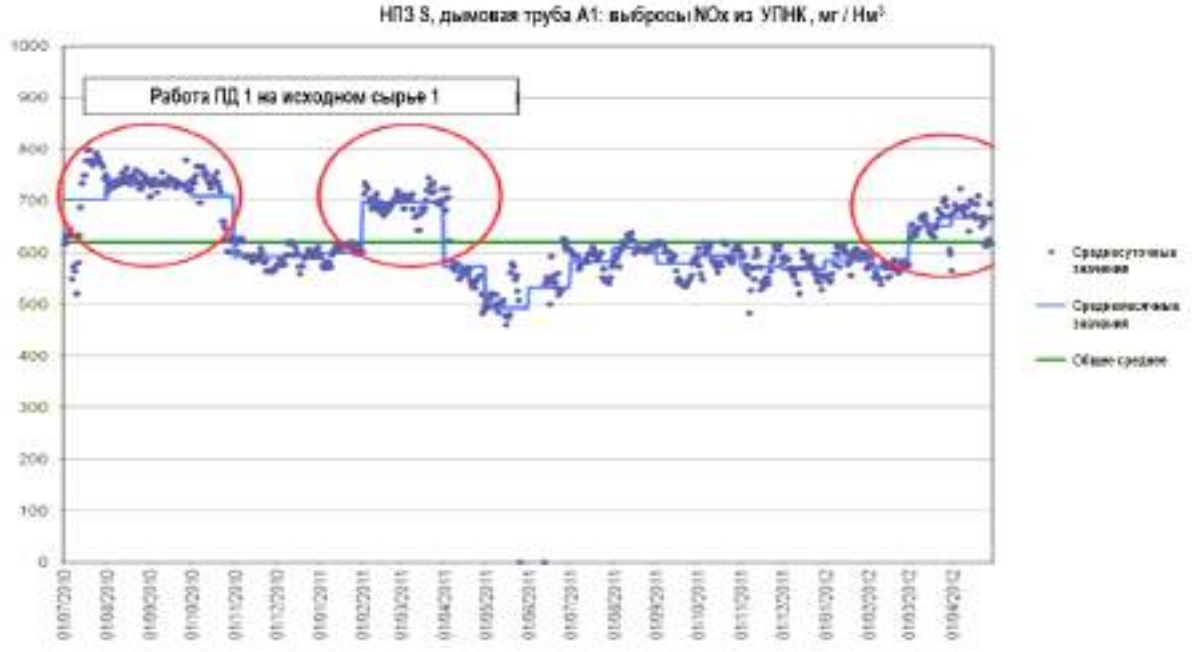


Рисунок 5.26 – Вариабельность выбросов в атмосферу NO_X: Пример двух установок прокалки нефтяного кокса (вращающихся печей) с общей трубой

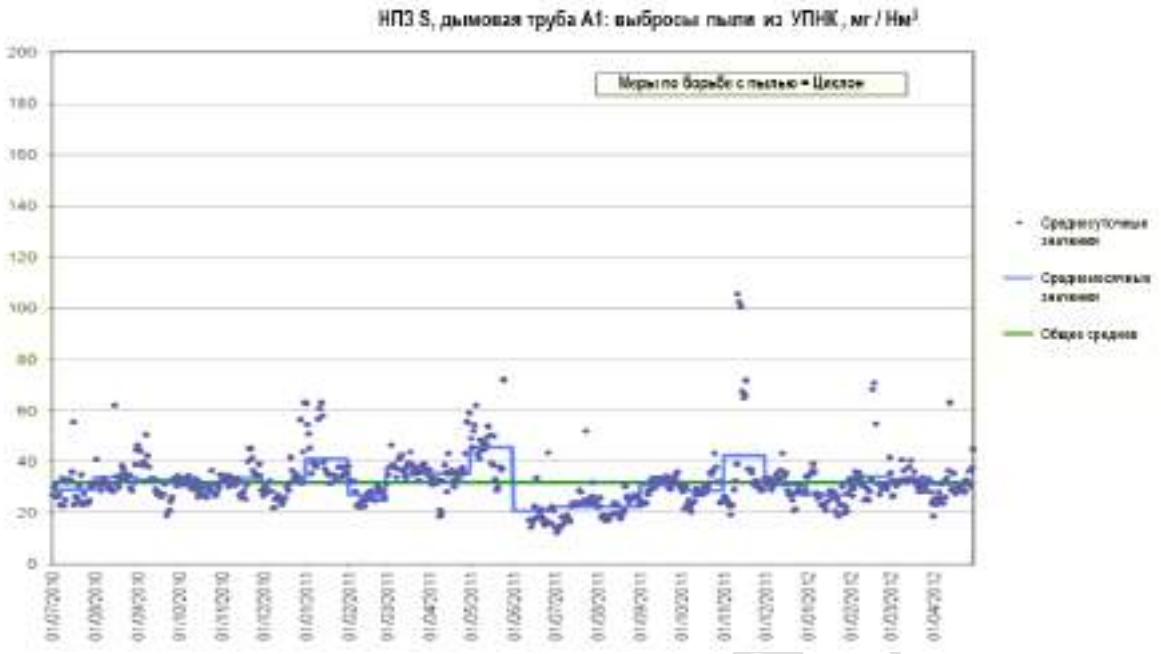


Рисунок 5.27 – Вариабельность выбросов в атмосферу пыли: Пример двух установок прокалки нефтяного кокса (вращающихся печей) с общей трубой

Применимость

Применяется при получении кокса на установках замедленного коксования и установках для коксования в псевдоожиженном слое.

Применимость методов борьбы с пылью связана с типом используемой установки прокалки нефтяного кокса: печь с вращающимся подом или вращающийся под (диск).

В ЕС не сообщалось о каких-либо примерах методов борьбы с выбросами SO_X на установке прокалки нефтяного кокса.

Не сообщалось о применении каких-либо первичных методов для борьбы с выбросами NO_X на установке прокалки нефтяного кокса.

Относительно вторичных методов борьбы с выбросами NO_X имеется информация об единичном применении установки, оснащенной СНКВ, имеющей суточное значение выбросов <350 мг/Нм^3 [54].

Экономика

Предварительная оценка модернизации СКВ на двух обжиговых печах дает следующие затраты, которые следует принимать только в качестве первых оценок порядка величины:

Проект №1: капитальные затраты 24,24 млн евро, эксплуатационные расходы 0,920 млн евро в год (2007); расчетное количество NO_X уменьшилось на 601 т/год (7450 евро/т в течение 15-лет срока службы, предполагаемая ставка 12 %) при сокращении выбросов на 85 %;

Проект № 2: капитальные затраты 20,8 млн евро, эксплуатационные расходы 0,71 млн евро в год (2007 год); расчетное количество NO_X уменьшилось

ПРОЕКТ DRAFT

на 563 т/год (6672 евро/т в течение 15-лет срока службы, предполагаемая ставка 12 %) при сокращении выбросов на 85 %.

Эффект от внедрения

Производственный процесс. Для некоторых режимов нефтяной кокс, произведенный на установке замедленного коксования, должен быть прокален перед использованием или продажей.

Пример завода(-ов)

Существует много примеров в Европе и во всем мире. Печи с несколькими подами широко применяются для сжигания отходов. В большинстве установок для прокаливания кокса используются вращающиеся печи. Последними двумя построенными прокаливающими установками были вращающиеся печи.

Справочнаялитература

[7], [9], [41], [55], [56].

5.12.4 Флексикокинг

Описание

Ниже приведены некоторые методы, которые могут быть применены для предотвращения выбросов из флексикокинга.

Процесс флексикокинга имеет высокий уровень тепловой интеграции. Единственным источником тепла в процессе флексикокинга является газификатор, где кокс частично окисляется. Оставшаяся часть тепла в коксовом газе утилизируется путем выработки пара. Энергоэффективность может быть дополнительно повышена, если газ коксования сжигается в газовой турбине парогазовой установки.

Поскольку выгрузка кокса из барабанов с использованием воды не требуется, выбросы и образование грязных сточных вод предотвращаются, в отличие от замедленного коксования. Кроме того, компоненты серы из коксового газа легко удаляются. Около 84-88 % мас./мас. углеводородного сырья извлекается в виде углеводородного продукта, остальная часть преобразуется в CO, CO_2 и H_2O.

Коксовый газ из нагревателя пропускается через гидроциклон, установленный для удаления более грубых частиц кокса, и затем охлаждается путем образования пара высокого давления и предварительного нагрева питательной воды котла. Около 75 % коксовой мелочи, проходящей через две ступени нагревательных гидроциклонов, извлекается в третичных циклонах. Почти все мелкие частицы кокса, которые выходят из третичных гидроциклонов, очищаются в скруббере Вентури. Водяная суспензия из скруббера Вентури очищается от паров поглощенного сероводорода и аммиака.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Экологические выгоды от описанных методов включают в себя:

- повышение энергоэффективности процесса флексикокинга;
- образуется меньше отходов, чем при замедленном коксовании;
- предотвращение выбросов взвешенных частиц, сероводорода и аммиака.

Кросс-медиа эффекты

Информация отсутствует.

Применимость

Полностью применим. Однако, поскольку продукты флексикокинга отличаются от продуктов других процессов коксования (например, не производится кокс), при реализации этого варианта следует учитывать требования к продуктам нефтепереработки.

Экономика

Типичные инвестиции (на основе данных о побережье Мексиканского залива США 1996 года): долл.США 15100 – 19500 за $м^3$/сут.

Эффект от внедрения

Реализация в основном обусловлена производственной стратегией самого объекта.

Пример завода(-ов)

Существуют много примеров в Европе (Нидерланды, Греция), США (Техас, Калифорния) и остальном мире (Япония, Венесуэла).

Справочная литература

[4], [57].

5.12.5 Обработка и хранение кокса

Описание

Существует несколько подходящих методов для сокращения выбросов взвешенных частиц, которые могут возникать при обработке кокса (сырого и прокаленного).

Если сырой кокс остается влажным, перемещение между выгрузкой и загрузочным бункером установки прокалки нефтяного кокса не проблематично. Существует вероятность того, что части приемного бункера могут высохнуть, хотя маловероятно, поскольку кокс обычно очень влажный и покрыт остаточными углеводородами, которые, как правило, заставляют его слипаться. Необходимо рассмотреть вопрос о строительстве ветрозащитных полос вокруг котлована. Еще одной возможностью является полное ограждение котлована и

ПРОЕКТ DRAFT

связанных с ним погрузочно-разгрузочных сооружений. Котлованы очень большие, и такое ограждение было бы очень дорогим. Следует разработать программу мониторинга для оценки необходимости, действительно ли этот вариант необходим или желателен.

Другим методом является резка кокса в двухвалковой дробилке и транспортировка его в бункер промежуточного хранения. Затем железнодорожные вагоны загружаются из бункера-хранилища. Этот подход позволит собирать, фильтровать и обезвоживать кокс перед хранением.

Другой вариант-распыление нефти на прокаленный кокс очень тонким слоем, которая прилипает к коксу мелкой пылью. Использование нефти ограничено ее приемлемостью для дальнейшей переработки. Вариант с нефтью имеет дополнительное преимущество, заключающееся в уменьшении проблем с разгрузкой.

Покрытие и герметизация конвейерных лент.

Использование аспирационных систем для извлечения или сбора пыли.

Использование закрытой системы горячей продувки.

Ограждение зон загрузки и поддержание положительного/отрицательного давления, выход через рукавные фильтры. В качестве альтернативы системы пылеудаления могут быть встроены в погрузочное оборудование.

Транспортировка пневматически собранных мелких частиц из гидроциклонов в бункер с фильтрами отработанного воздуха. Системы сбора пыли предназначены для обработки, хранения и погрузки с использованием рукавных фильтров. Собранные мелкие частицы утилизируются на хранение закрытыми средствами.

Достигнутые экологические выгоды

Устраняет выбросы взвешенных частиц (содержащих металлы) в воздух из этой части процесса во время обычной эксплуатации, а также при хранении кокса.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Бункер для хранения обеспечивает буферную емкость для технологических колебаний и обеспечивает контролируемую загрузку железнодорожных вагонов.

Применимость

Смазка кокса иногда практикуется в жидкофазном и прокаленном коксовании, но редко применяется с замедленным коксом.

Сбор и переработка коксовой мелочи в основном применимы к установкам прокалки нефтяного кокса, установкам для жидкофазного коксования и установкам для флексикокинга.

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Для системы хранения могут потребоваться инвестиционные затраты в размере около 30 млн евро на типичную установку коксования мощностью 1,5 млн тонн в год.

Эффект от внедрения

Уменьшение потерь кокса в окружающую среду. Если нефтяной кокс поступает непосредственно из коксовых установок в железнодорожные вагоны-хопперы, это может привести к переполнению вагонов, что ухудшит качество рассыпанного кокса и увеличению количества взвешенных веществ, поступающих в систему очистки сточных вод. Также сокращение выбросов взвешенныхчастиц из системы хранения кокса.

Пример завода(-ов)

Многие примеры можно найти на европейских нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература

[9], [19], [41], [58].

5.12.6 Методы предотвращения выбросов взвешенных частиц в процессах коксования

Описание

Дымовые газы и коксовый газ в процессах коксования обычно содержат частицы кокса (включая металлы). Системы сбора пыли используются во всех соответствующих разделах процессов коксования, чтобы обеспечить очистку:

коксового газа;

газа образующегося при охлаждении кокса в установке прокалки нефтяного кокса;

дымовые газы из установки прокалки нефтяного кокса, которые также содержат коксовую мелочь. Горячие дымовые газы проходят через котел-утилизатор, оснащенный системой сбора пыли.

В дополнение к методу борьбы с выбросами взвешенных частиц, используемому в установке ФКК, рукавные фильтры также могут использоваться для процессов коксования.

Достигнутые экологические выгоды

Достигаемые уровни выброса взвешенных частиц (значения, основанные на усредненном непрерывном мониторинге) из установок прокалки нефтяного кокса и охладителей, как правило, сообщаются находятся в диапазоне 20-150 мг/Нм^3 (см таблицу 5.30). Наиболее эффективные установки (например, OMV в Бургхаузене, DE) достигают концентрации 10–20 мг/Нм^3 с помощью ЭСФ [39].

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Применение ЭСФ для контроля выбросов взвешенных частиц из установок прокалки нефтяного кокса имеет некоторые трудности в достижении нижнего предела диапазона. Основная причина заключается в том, что кокс является очень плохим проводником электричества, и, следовательно, его поверхность очень трудно электрически заряжать, и, следовательно, трудно подключить ЭСФ.

Применимость

Высокоэффективные гидроциклоны легче применять, чем ЭСФ.

Экономика

Рукавные фильтры могут быть использованы по цене около 5 млн евро. Гидроциклоны котлов установок прокалки нефтяного кокса стоят 225000 евро (1999). Экономические показатели для других типов систем недоступны. Экономическое исследование, проведенное на нефтеперерабатывающем заводе в ЕС в 1992 году, показало, что стоимость ЭСФ для установки прокалки нефтяного кокса была высокой.

Эффект от внедрения

Уменьшение выбросов взвешенных частиц из установки прокалки нефтяного кокса.

Пример завода(-ов)

На европейских нефтеперерабатывающих заводах имеются много примеров: например, четыре установки коксования установлены в Германии, четыре установки коксования в Испании.

Справочная литература

[7], [8], [9], [39], [41], [59], [60], [61].

5.12.7 Использование нефтесодержащих шламов и/или отходов в качестве коксового сырья

Описание

На нефтеперерабатывающих заводах с коксом нефтяные шламы, шламы от очистки сточных вод и отходы могут быть уничтожены на установке коксования (замедленном, жидкофазном или флексикокере). В случае производства кокса качество получаемого кокса должно оставаться приемлемым (в отношении дальнейшего использования в качестве топлива внутри/за пределами завода или в качестве материала для других целей). Многие нефтяные шламы могут быть отправлены на коксохимическую установку, где они становятся частью продуктов нефтепереработки.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение количества шлама и/или отходов, образующихся на нефтеперерабатывающем заводе. Нефтеперерабатывающий завод с установками коксования способен значительно сократить образование нефтешлама. Тем не менее, требования к высококачественному коксу могут ограничить его применение.

Кросс-медиа эффекты

Как правило, происходит снижение качества производимого кокса.

Если шламы от очистки сточных вод включаются в качестве сырья для установки коксования, часть воды необходимо удалить (например, путем вакуумного испарения или отдувкой), чтобы максимально увеличить количество углеводородов.

Применимость

Необходимо обеспечить баланс между количеством отходов шлама, отправляемых на установку коксования и спецификациями качества кокса. Однако процессы коксования могут быть модернизированы, чтобы увеличить количество шлама, с которым они могут работать.

Количество вводимого шлама зависит от содержания взвешенных веществ в суспензии, обычно составляющего 2-10 %. Типичными считаются скорости загрузки, превышающие 40 кг безнефтяных сухих веществ на тонну кокса.

Как правило, установки коксования являются привлекательным технологически интегрированным выходом для переработки нефтесодержащих шламов при условии, что соотношение шлама к подаче поддерживается ниже 1-2 %, в зависимости от требуемого качества кокса и работоспособности.

Экономика

Нет информации.

Эффект от внедрения

Сокращение образования отходов на нефтеперерабатывающем заводе.

Примеры

На момент написания статьи (2010) использование шлама в качестве исходного сырья коксования обычно осуществлялось на нефтеперерабатывающих заводах, где не производится высококачественный кокс.

Справочная литература

[58].

ПРОЕКТ DRAFT

5.12.8 Методы сокращения выбросов SO_2

Описание

Оксиды серы выделяются в процессе коксования, особенно в процессе прокаливания. Основным вариантом сокращения выбросов диоксида серы в результате процесса является использование как можно более низкого содержания серы в исходном сырье. На практике сырье с низким содержанием серы обычно используются согласно качеству продукта, поскольку значительная часть серы остается фиксированной в продукте. Однако этот вариант не всегда возможен, и выбросы SO_2 могут быть значительными, особенно в процессе прокаливания. Для контроля данных выбросов оксидов серы в этом процессе могут также использоваться те же методы борьбы с выбросами, которые могут использоваться на установке ФКК за исключением добавки катализатора $DeSO_X$.

Достигнутые экологические выгоды

Достигаются концентрации SO_2 25-300 мг/Нм^3

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Никаких данных с объектов, применяемых методы борьбы с SO_2 на установках прокалки нефтяного кокса, не поступало.

Кросс-медиа эффекты

См. пункты 5.9.13 и 5.27.4

Применимость

Обычно применяется для установки прокалки нефтяного кокса дымовых газов.

Экономика

См. пункты 5.9.13 и 5.27.4.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов SO_2.

Пример завода(-ов)

О каких-либо примерах использования этих методов и связанных с ними выбросов технической рабочей группой европейского Бюро НДТ не сообщалось.

Справочная литература

[68]

ПРОЕКТ DRAFT

5.12.9 Очистка коксового газа

Техническое описание

После очистки коксового газа для удаления взвешенных частиц и рекуперации части его тепла, его нагревают и пропускают через слой катализатора в конвертере COS, где COS преобразуется в H_2S. Затем газ охлаждается, и большая часть воды конденсируется. H_2S извлекается из коксового газа в аминоочистителе для окончательного извлечения серы (см. аминоочистку топливного газа нефтеперерабатывающего завода в пункте 5.27.1. Чистый коксовый газ с низким содержанием серы может либо использоваться в качестве топлива на стройплощадке, либо продаваться в качестве газа с низкой теплотворной способностью. На рисунке 5.28 показана схема этого процесса.

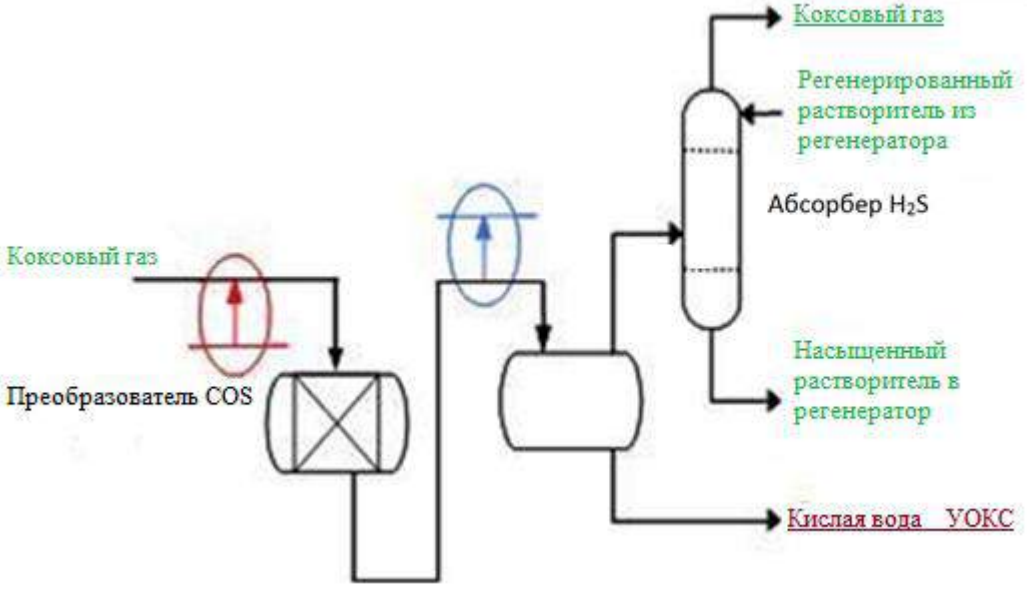


Рисунок 5.28 – Обработка коксового газа

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов H_2S (в диапазоне, показанном в таблице 5.72) и COS.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Для аминовой очистки пункт 5.27.1.

Кросс-медиа эффекты

Увеличение использования системы аминовой очистки и увеличение энергопотребления преобразователя COS.

Применимость

Аминовая очистка применяется для всех типов установок коксования. Преобразователи COS применяются к некоторым единицам измерения.

ПРОЕКТ

Экономика

Экономические данные по поглощению H_2S аминами можно найти в пункте 5.27.1.

Имеются данные, что для существующих установок коксования применимость модернизации ограничена из-за высоких инвестиционных и эксплуатационных затрат.

Эффект от внедрения

Очистка коксового газа

Коксовый газ образует основной источник газа на нефтеперерабатывающем заводе (после удаления пыли, конверсии COS и обработки амином для удаления H_2S).

Пример завода(-ов)

Эти системы встречаются во многих установках коксования.

Справочная литература

[41], [58].

5.12.10 Методы предотвращения загрязнения воды. Разделение нефтяной/коксовой мелочи от воды для резки кокса

Описание

Этот метод заключается в модернизации отстойника, в котором мелкая фракция нефти/кокса собирается с помощью наклонного пластинчатого сепаратора для повышения эффективности разделения.

Достигнутые экологические выгоды

Мелкие частицы кокса и вода, образующиеся в результате процесса резки кокса, поступают в отстойник, расположенный на земле, где взвешенные частицы и вода отделяются под действием силы тяжести. Исследование нефтеперерабатывающего завода показало, что этот метод может предотвратить попадание более 25 т коксовой мелочи в канализацию в год из данного сепаратора.

Кросс-медиа эффекты

Дополнительные мелкие частицы нефти/кокса, собранные сепаратором, нуждаются в соответствующей обработке или должны быть надлежащим образом утилизированы.

Применимость

Техника полностью применима.

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Ежегодная стоимость затрат, связанная с увеличением извлечения продукта (кокса) и сокращением взвешенных частиц разделения нефти и воды, составила примерно 300000 евро (7,5 млн т/год на НПЗ).

Эффект от внедрения

Уменьшает количество коксовой мелочи, поступающей в канализационную систему, и улучшает техническое обслуживание канализационной системы и, соответственно, качество необработанных сточных вод, поступающих в водоотводные сооружения.

Пример завода(-ов)

Нет полученной информации.

Справочная литература

[57], [60].

5.12.11 Методы снижения загрязнения почвы. Контроль и повторное использование коксовой мелочи

Описание

Коксовая мелочь часто присутствует вокруг установки коксования и помещений для хранения кокса. Мелкие частицы кокса могут быть собраны и переработаны перед тем, как их смоют в канализацию или унесут с площадки ветром. Методы сбора включают сухую очистку коксовой мелочи и отправку взвешенных частиц на переработку или утилизацию в качестве неопасных отходов. Другой метод сбора включает использование вакуумных каналов в пыльных помещениях (и вакуумных шлангов для ручного сбора), которые проложены к небольшому складу для сбора.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение загрязнения почвы частицами кокса (включая металлы). Коксовая мелочь может быть переработана для использования в качестве топлива или продана (например, для производства цемента).

Кросс-медиа эффекты

Потребление электроэнергии вакуумными каналами/шлангами.

Применимость

Полностью применим.

Эффект от внедрения

Снижение загрязнения почвы.

PROJECT DRAFT

Пример завода (-ов)
Эти методы уже используются на нефтеперерабатывающих заводах США.

Справочная литература
[57].

5.13 Производство битума

5.13.1 Хранение битумных продуктов

Описание
Битум должен храниться в надлежащих резервуарах для хранения в условиях нагрева и изоляции. Загрузка и разгрузка резервуара обычно производится следующим образом: если резервуар заполнен, то азот не поступает в резервуар, и давление снижается, позволяя части газа испариться; если резервуар разгружается с низкой скоростью, то небольшое количество азота поступает в резервуар; однако, когда скорость разгрузки выше, то необходимо использовать большее количество азота. Если резервуар оснащен системой очистки, то его легко обслуживать и мыть.

Достигнутые экологические выгоды
Для предотвращения пожара из-за самовозгорания конденсированных паров резервуары, содержащие окисленный битум, оснащены азотным покрытием и предохранительными клапанами давления и вакуума. Эти клапаны нуждаются в техническом обслуживании из-за наличия шлама. В некоторых случаях эти клапаны могут быть демонтированы, после чего используется схема очистки газовых дистиллятов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Для отопления можно использовать электричество, термальное масло и пар низкого давления. Теплообменник может находиться внутри или снаружи резервуара, и в этом случае через него циркулирует битум. Перепады температур не должны быть слишком резкими с учетом температуры поверхности и коксования.

Кросс-медиа эффекты
Углеводороды и соединения серы могут выделяться в результате утечек (особенно в системах отопления с верхней разводкой) и клапанах сброса давления, а также в виде аэрозолей, содержащих капли жидкости, после продувки операций верхнего налива танкеров.

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Битумные продукты хранятся на НПЗ, производящих битум. Для хранения битума обычно применяются превентивные технологии.

Экономика

Нет данных.

Эффект от внедрения

Для обеспечения безопасности, т.е. для предотвращения несчастных случаев, битумные резервуары оснащены азотным покрытием и предохранительным клапаном давления и вакуума.

Пример завода(-ов)

Некоторые НПЗ в Европе используют упомянутые здесь технологии. Была построена современная установка (2010) в Уэльве (Испания).

Справочная литература

[9].

5.13.2 Технологии контроля выбросов в атмосферу. Обработка газов головных погонов

Описание

Головные погоны окислителя могут быть направлены в скруббер, вместо прямой закалки в воде для удаления загрязнений перед сжиганием. Отходящие газы конденсируются в скруббере, где удаляется большая часть углеводородов. Водяной пар (иногда после полной конденсации) оставляют в воздушном потоке для сжигания при температуре приблизительно 800 °C.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов H_2S, SO_2, SO_3, CO (угарного газа), ЛОС (летучих органических соединений), взвешенных частиц, дыма и запаха.

Кросс-медиа эффекты

Дополнительная загрязненная вода. Вода в скруббере содержит загрязнения и требует отделения нефти и взвешенных частиц перед повторным использованием в качестве обессоленной промывочной воды и/или биоочистки. Кислую воду из скруббера направляют в отпарную колонну кислой воды и очищают перед повторным использованием.

Применимость

Обычно применяется для верхних продуктов колонны от систем продувки битума.

ПРОЕКТ DRAFT

Пример завода(-ов)

Многие заводы в Европе, например, недавняя установка (Biturox® - 2010) в компании CEPSA, Уэльва (Испания), используют схему очистки газовых выбросов.

Справочная литература

[9].

5.13.3 Технологии контроля выбросов в атмосферу. Использование тепла от неконденсируемых продуктов и конденсатов

Описание

Как неконденсирующиеся продукты, так и конденсаты из сепаратора, углеводородного и водного блоков могут сжигаться в специально сконструированной печи сжигания отходов, используя при необходимости вспомогательное топливо или в промышленных нагревателях.

Окисленная некондиционная нефть с верха колонны также может быть очищена в процессе переработки шлама или переработана в системе переработки некондиционной нефти на НПЗ.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшение эмульсии легкой нефти, воды и взвешенных частиц. Также экологическим преимуществом является удаление неприятных запахов, которые трудно устранить в других местах.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Установка сжигания конденсатов должна работать при температуре не менее 800 °C, а продолжительность пребывания в камерах сгорания должна составлять не менее 0,5 сек. Концентрация кислорода на выходе из камеры сгорания должна превышать 3 % об./об. В этих инсинераторных установках могут быть установлены горелки, обеспечивающие низкое содержание NO_X.

Кросс-медиа эффекты

После промывки аэрозоли выбросов могут привести к загрязнению входных потоков. В исправной установке отсутствует запах SO_2 или запах от сжигания неконденсирующихся битумных материалов.

Применимость

Широко используется для избавления от паров битума. Несгораемые материалы и/или конденсаты могут сжигаться в промышленных нагревателях. Однако они должны быть очищены или промыты для удаления соединений серы или продуктов сгорания, которые могут вызывать неприятные запахи или другие

ПРОЕКТ DRAFT

экологические проблемы.

Эффект от внедрения

Уменьшение запахов, осадка и нефтяных отходов.

Пример завода(-ов)

Многие окислители битума имеют сопутствующие установки для обработки газовых и жидких отходов.

Справочная литература

[76].

5.13.4 Технологии контроля выбросов в атмосферу. Эксплуатация вентиляции при хранении и транспортировке битумных материалов

Описание

Техники, которые могут быть применены для предотвращения выбросов ЛОС и запахов, включают:

– вентиляцию пахучих газов во время хранения битума и вентиляцию операций смешивания/наполнения резервуаров в инсинерационной установке;

– использование компактных мокрых электрофильтров, которые, способны успешно удалять жидкий элемент аэрозоля, образующегося при верхней загрузке емкостей;

– адсорбция на активированном угле.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов соединений серы, ЛОС, взвешенных частиц, дыма и запаха.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В отходящих газах очистительной установки может соблюдаться массовая концентрация ЛОС в общей сложности 150 мг/Нм^3. В отходящих газах инсинерационной установки массовая концентрация ЛОС, приведенная в виде общего количества серы, в общей сложности 20 мг/Нм^3 может соответствовать (средним значениям за полчаса, достижимым при эксплуатации).

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии и, в случае мокрого электрофильтра, образование отходов.

Применимость

Полностью применим.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения
Сокращение выбросов и вредных веществ.

Справочная литература
[71].

5.13.5 Технологии предварительной обработки сточных вод

Описание
Сточные воды окислителя с верха колонны, накопленные в емкости для сбора конденсата, могут быть отправлены в отпарную колонну кислой воды перед отправкой на очистные сооружения для сточных вод. В некоторых конкретных схемах вода из окислителя не подходит для использования в отпарной колонне кислой воды и направляется прямо на очистку. Более подробная информация об очистке сточных вод содержится в разделе 3.27

Достигнутые экологические выгоды
Отпарка уменьшает содержание H_2S, нефти, ароматических веществ, летучих полициклических ароматических углеводоодов, серной кислоты и продуктов окисления с запахом (кетоны, альдегиды, жирные кислоты) в кислых сточных водах, уменьшая загрузку в центральную систему сточных вод НПЗ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Нет данных.

Кросс-медиа эффекты
Увеличение нагрузки углеводородов и взвешенных веществ на отпарную колонну кислой воды.

Применимость
Обычно применяется для очистки сточных вод от процесса окисления битума.

Экономика
Нет данных.

Эффект от внедрения
Снижение сбросов загрязняющих веществ в сточные воды НПЗ.

Справочная литература
[68].

ПРОЕКТ DRAFT

5.14 Переработка сероводорода

Процессы переработки сероводорода тесно связаны с процессами гидрогенизации, каталитическими процессами и очистки попутных газов, в этой связи рекомендуется применять НДТ указанные в соотвествующих пунктах 5 раздела настоящего справочника. Например, пункты 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5, 5.5.1 и иные.

5.15 Производство водорода

Для сокращения выбросов SO_2 водород приобретает все большее значение в качестве ключевого реагента для снабжения установок гидроочистки, которые в настоящее время имеют решающее значение для десульфуризации и модернизации промежуточного сырья и конечных продуктов

Производство водорода с использованием богатого углеводородами сырья требует в качестве первого шага конверсии исходного сырья в синтез-газ, богатый оксидами углерода и водородом. Производство синтез-газа может осуществляться с помощью различных технологий, таких как паровой риформинг, риформинг с подогревом газа и частичное окисление. Затем требуется дополнительная стадия очистки. На рисунок 5.30 показано соотношение H_2/CO для различных доступных технологий производства водорода.

Как упоминалось в разделе 3.15, производство водорода не является исключительным для нефтеперерабатывающего сектора. Поэтому информация по секторам, содержащаяся в этой главе, может быть дополнена по мере необходимости информацией, имеющейся в других документах BREF, например, LVIC-AAF [79] (рисунок 5.29), или Справочниках по НДТ Республики Казахстан.

ПРОЕКТ DRAFT

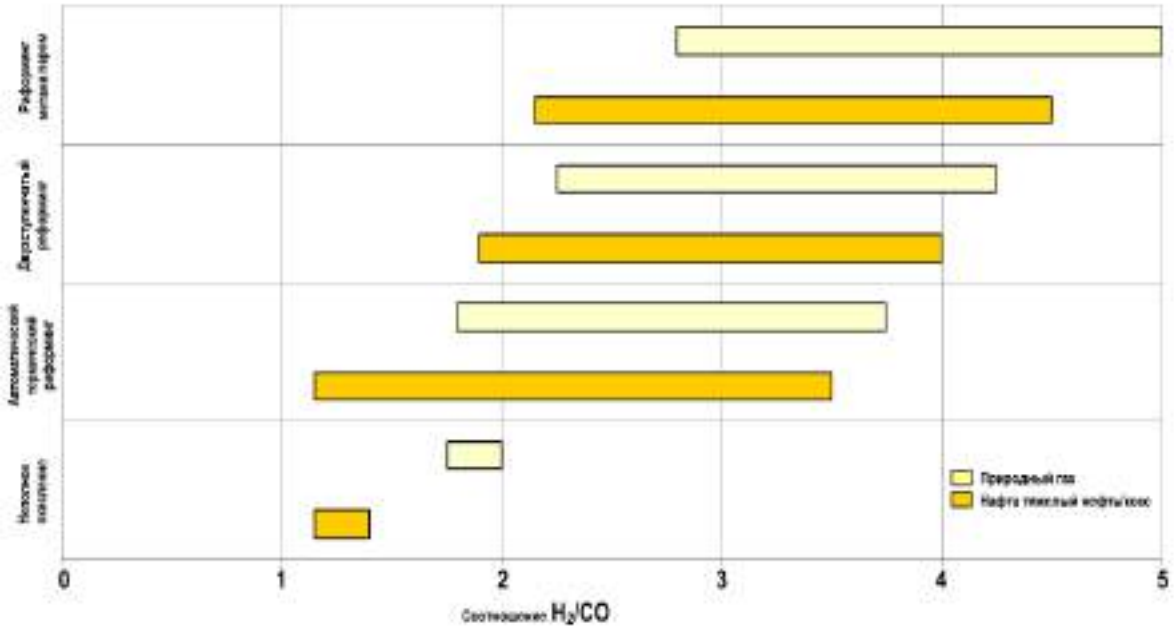


Рисунок 5.29 – Соотношение H_2/CO для процессов производства водорода, доступных на НПЗ

5.15.1 Паровой риформинг метана

Описание

Установка парового риформинга должна потреблять большое количество тепла при высокой температуре для реакции парового риформинга путем сжигания топлива, в результате чего большое количество тепла потенциально теряется в дымовых газах. В результате многие нефтеперерабатывающие заводы рекуперируют тепло в рамках своей тепловой интеграции. Однако значения, приведенные в качестве более общего подхода потенциальное сокращение атмосферных выбросов, которое может быть достигнуто за счет синергии совместного производства. Все процессы, могут быть использованы на НПЗ для отвода пара в качестве ценного продукта, тем самым устраняя необходимость в выделенном производстве пара в других местах и непосредственно приводя к экономии энергии и выбросов CO_2. Кроме того, если есть потребители CO_2, может возникнуть некоторый спрос, например, со стороны сельского хозяйства, пищевой промышленности и производства напитков, или других химических объектов поблизости, и может возникнуть спрос на углекислый газ, который может быть продуктивно использован вместо того, чтобы выбрасываться в виде CO_2.

Достигнутые экологические выгоды

– Исключительно или главным образом в качестве процесса производства водорода паровой риформинг метана является внутренне выгодным как с точки зрения выхода продукта, так и с точки зрения потребления

ПРОЕКТ DRAFT

энергии. Кроме того, паровой риформинг метана снижает потенциал выбросов CO_2 с учетом его потребности в более легком сырье.

– Паровой метановый риформинг природного газа, как правило, имеет небольшой углеродный след. При наличии такой возможности максимизация использования внешнего метана, импортируемого на нефтеперерабатывающий завод, для производства водорода вместо выработки тепловой энергии может рассматриваться в качестве предпочтительного варианта, когда необходимо увеличить производство водорода.

– Паровой риформинг метана обычно требует избытка воздуха на 10–15 %, при этом минимальное значение ограничено требованиями обеспечения безопасности. Это относительно небольшое количество является неотъемлемой основной мерой сокращения выбросов NO_X.

– Поскольку это процесс с замкнутым циклом, обязательство тщательно контролировать избыточное содержание O_2 и/или CO в дымовых газах паровой риформинг метана также предоставляет возможность для более эффективного контроля и сокращения выбросов CO и несгоревших углеводородов.

– Процесс парового риформинга метана требует очень глубокой десульфуризации сырья, чтобы предотвратить «отравление» катализатора. В результате остаточный газ после короткоцикловой адсорбции практически не содержит серы. Поскольку он образует до 90 % топлива, выбросы SO_X соответственно сокращаются и будут зависеть только от содержания серы в дополнительном топливе.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Сочетание высокой температуры и давления предъявляет серьезные требования к трубам парового риформинга, которые должны быть изготовлены из дорогих сплавов. Камерная печь должна быть большой, чтобы обеспечить высокую скорость передачи тепла от дымовых газов к трубам. Эти совокупные факторы делают установку парового риформинга самым крупным и самым дорогим оборудованием в водородной установке. Большой размер установки означает, что для её нагрева и охлаждения требуется много времени, и это делает её наиболее трудоемкой частью процедуры запуска и остонова.

Кросс-медиа эффекты

Выбор системы рекуперации тепла может оказать существенное влияние на производство NO_X, поскольку это повлияет как на количество сжигаемого топлива, так и на температуру пламени. Предварительный нагрев воздуха уменьшит горение, но поскольку образование NO_X увеличивается с повышением температуры пламени, произойдет общее увеличение концентрации NO_X, ограничивающее общее снижение массового расхода NO_X. Другие методы уменьшения горения, такие как предварительный риформинг или паровой риформинг с газовым нагревом (см. Раздел 3.23), не влияют на температуру пламени и уменьшают общую требуемую мощность горения без увеличения

ПРОЕКТ DRAFT

концентрации NO_X и, следовательно, уменьшают производство NO_X. Образование CO_2 также имеет важное значение. На каждую тонну произведенного H_2 также производится около 10 т CO_2, включая количество, связанное с производством пара. Это значение может сильно варьироваться в зависимости от стратегии ведения производства пара. Другие воздействия, такие как выбросы SO_X или воды, минимальны, поскольку обычно используется топливо с низким содержанием серы.

Применимость

Полностью применим.

Экономика

Эксплуатационные расходы зависят от типа используемого сырья, и типичный диапазон удельного расхода энергии (сырье + топливо - для отвода пара) составляет от 3 до 3,4 Гкал/1000 $Нм^3$ (12,5–14,2 $кДж/Нм^3$).

Эффект от внедрения

Потребность в дополнительных источниках водорода становится все более важным требованием для максимизации мощности по гидроочистке на НПЗ и решения проблем с SO_X и уровнем серы, предусмотренным в стандартах качества конечной продукции.

Пример завода(-ов)

Существует множество примеров действующих установок парового риформинга метана, связанных с европейскими НПЗ.

Справочная литература

[51], [11].

5.15.2 Частичное окисление

Описание

Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией (ПУВГ) также может функционировать в качестве поставщика водорода, и в этом случае водород удаляется из синтез-газа (после удаления серы), где сырье реагирует при высоких температурах с кислородом.

Достигнутые экологические выгоды

Газификация кокса

Система десульфуризации с неподвижным слоем, использующая регенерируемый феррит цинка в качестве сорбента, была испытана в качестве продолжения обработки выхлопных газов газификации. В этой системе было достигнуто содержание серы в очищенном газе на уровне 10- 20 ppm. Газ

ПРОЕКТ DRAFT

продукта также содержит следы аммиака (менее 5 %) и цианистого водорода (HCN), производных азота в сырье. Использование известняка в газификаторе имеет тенденцию снижать уровень этих компонентов. Аммиак не удаляется ферритом цинка в процессе внешней десульфуризации. Если в сырье есть щелочь, часть ее может испариться в газификаторе и, возможно, ее придется удалить с помощью щелочного сорбента или путем охлаждения газа, поступающего в фильтр. Частицы в газообразном продукте удаляются в барьерном фильтре до уровня менее 5 ppm.

Газификация тяжелой нефти

Экологическим преимуществом газификации является то, что она уменьшает количество тяжелой нефти, которые при использовании другим способом могут значительно больше загрязнять окружающую среду.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Обычно ПУВГ включает в себя секцию очистки воды со следующими блоками:

- извлечение сажи путем промывки нафтой и рециркуляции смеси прямогонного бензина (нафты) и сажи в секцию газификации и/или фильтрации;
- предварительная обработка воды для удаления взвешенных частиц (углерод, металлы, соли) путем фильтрации перед окончательной обработкой на биологической установке, например, очистки сточных вод.

Очистка сточных вод предназначена для очистки продувочной воды из установки экстракции углерода с помощью конденсата синтез-газа и, возможно, системы регенерации аминов; вода после очистки сточных вод в конечном итоге направляется на биологическую очистку. Очистка сточных вод может использовать физическую и химическую обработку для уничтожения цианидов и удаления тяжелых металлов, а затем отпарная колонна кислой воды, которая удаляет сульфиды, аммиак и углекислый газ из воды.

Газовые потоки полностью промываются для удаления любых загрязнений, и процесс обычно включает в себя следующие вспомогательные установки для очистки газа:

- промывка водой и иногда нефтью для удаления сажи и взвешенных частиц;
- реактор для стабилизации сырой нефти или цианидов гидролизом;
- поглощение кислого газа амином или эквивалентной системой и получение элементарной серы из H_2S в установке Клауса.

Кросс-медиа эффекты

Частичное окисление требует кислородной установки (95–99 % чистоты), что увеличивает затраты.

Применимость

Относительные затраты на производство водорода в первую очередь

PROJECT DRAFT

зависят от стоимости сырья. Основной проблемой инвестиций в газификационную установку являются ее капитальные и эксплуатационные затраты. Чтобы быть коммерчески привлекательной, она, как правило, должна быть крупной. Стандартными требованиями для производства химических веществ являются выработка более 200 МВт электроэнергии с помощью ПУВГ или использования водорода, монооксида углерода и пара в больших масштабах.

Экономика

Общепринятые инвестиционные затраты на ПУВГ на основе газификации нефти в диапазоне от 200 МВт и выше составляют 1300–1700 евро на каждый установленный кВт, с тепловым КПД около 40 % и близким к 99 % снижением выбросов серы. В среднем спрос на электроэнергию на НПЗ обычно составляет менее 80 МВт, инвестиции в ПУВГ часто зависят от возможности экспортировать излишки вырабатываемой электроэнергии. Однако пар высокого давления также может быть ценным продуктом газификации, и есть примеры гораздо меньших установок газификации, которые легко устанавливаются на НПЗ.

Относительные затраты на производство водорода в процессе в первую очередь зависят от стоимости сырья. Паровой риформинг метана обычно производит водород с меньшими затратами, чем частичное окисление топливной нефти.

Эффект от внедрения

Затраты на производство водорода, сокращение производства тяжелой нефти, экспорт электроэнергии и синтез-газ, производимый в качестве сырья для нефтехимии, являются движущими силами для осуществления парового риформинга с газовым нагревом.

Пример завода(-ов)

В настоящее время на европейских НПЗ осуществляется, по меньшей мере, пять процессов газификации.

Справочная литература

[78], [8].

5.15.3 Риформинг с газовым нагревом

Описание

Метод риформинга с газовым нагревом обычно использует компактную установку, нагреваемую отходами высокотемпературного производства от сырого синтез-газа, часто с помощью реактора теплообменного типа после обычного генератора синтез-газа. В других примерах риформингов с газовым нагревом также может быть полностью интегрирован в генератор синтез-газа.

ПРОЕКТ DRAFT

Рекуперированное тепло используется в риформингах для запуска реакций эндотермического риформинга вместо того, чтобы использовать это тепло исключительно для производства пара в паровом котле. Следовательно, установка по производству водорода с установкой риформинга газового нагрева производит меньше избыточного пара, чем обычная установка по производству синтез-газа на основе установки парового риформинга или реактора частичного окисления.

Достигнутые экологические выгоды

Паровой риформинг с газовым нагревом снижает энергопотребление самого процесса производства синтез-газа. Он особенно подходит для НПЗ, где пар высокого давления строго не требуется для работы других производственных установок.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Установка риформинг газового нагрева рекуперирует удельную теплоту технологического газа, чтобы запустить реакцию эндотермического риформинга в дополнительном реакторе. Существует множество различных возможностей для проектирования установки риформинга, и многие используют только небольшое дополнительное количество сырья (т. е. 10–20 %) в качестве доли от общего объема сырья. Результирующая экономика может сильно меняться. Одним из примерных вариантов применения риформинга газового нагрева является, по существу, специальный теплообменник, заполненный высокоактивным катализатором.

Суровые условия эксплуатации (высокая температура) требуют очень тщательного проектирования. Из-за более высоких температур стенок теплообменной поверхности по сравнению с обычными паровыми котлами и атмосферы восстановительного газа весьма вероятна сильная и мгновенная коррозия особенно высоколегированных материалов в результате коррозии металлического напыления. Помимо риска для работы из-за выхода из строя теплообменного оборудования, образующиеся частицы металла и углерода накапливаются в технологическом конденсате и могут оказать влияние на работу установки. Поэтому для применения технологии риформинга газового нагрева необходимо будет учитывать конкретные требования по промышленной безопасности, охране труда, здоровья, окружающей среды и надежности/доступности.

Интеграция технологии риформинга газового нагрева в установку синтез-газа требует специальных процедур для запуска, эксплуатации и остановки и, следовательно, требует эксплуатационных усилий для поддержания срока службы катализатора.

ПРОЕКТ DRAFT

Кросс-медиа эффекты

При применении установки риформинга газового нагрева из водородной установки практически или совсем не производится пар. В зависимости от конкретной конфигурации энергетической системы участка, возможно, потребуется увеличить производство пара в других установках. Затем выгоды от применения риформинга газового нагрева должны быть сбалансированы с соответствующим сокращением пара, требуемым сетью промышленных тепловых электростанций, и/или дополнительным потреблением энергии и атмосферными выбросами, которые будут сопровождать увеличение производства пара за пределами завода по производству водорода.

Применимость

Полностью применим. Однако применение риформинга с газовым нагревом в качестве технологии процесса редуцирования пара должно быть оценено по сравнению с другими вариантами конструкции, которые могут включать использование избыточного пара для выработки электроэнергии или механической энергии во вращающемся оборудовании. Паровой риформинг с газовым нагревом может представлять собой привлекательную альтернативную промышленную технологию, если пар высокого давления не может потребляться другими установками за пределами установки производства синтез-газа.

Экономика

Экономика сильно зависит от конкретной конфигурации участка. Из-за тяжелых условий парового риформинга с газовым нагревом (высокая температура, агрессивная атмосфера) стандартный вариант, описанный выше, - специальный теплообменник, заполненный высокоактивным катализатором, - представляет собой значительные капитальные затраты.

Эффект от внедрения

Водород все больше необходим для гидроочистки, проводимой на нефтеперерабатывающем заводе.

Пример завода(-ов)

Установка риформинга с газовым нагревом - это новая альтернатива, уже зарекомендовавшая себя на рынке для нескольких областей применения, например, в производстве аммиака и метанола. Что касается переработки, то риформинг газового нагрева обычно применяется для демонтажа существующих обычных водородных установок на основе ПРМ.

Справочная литература

[78], [8].

ПРОЕКТ DRAFT

5.15.4 Очистка водорода

Описание

Информацию о процессах очистки можно найти в разделе 3.15 Ниже приведены некоторые техники, которые могут быть применены к установкам очистки водорода для достижения лучших экологических показателей.

– Использование нескольких слоев адсорбера, периодически переключающих поток газа из одного сосуда в другой, позволяет регенерировать адсорбент путем снижения давления и продувки, тем самым высвобождая адсорбированные компоненты. Десорбированный газ используется в качестве топлива в удобном месте.

– Использование систем короткоцикловой адсорбции (КЦА) только для очистки водорода с целью снижения атмосферных выбросов.

– Использование остаточного газа КЦА в качестве топливного газа НПЗ в печи риформинга вместо топлива с более высоким соотношением C/H.

– Использование мембранной технологии, которая позволяет достичь коэффициента очистки 80 % объемного содержания.

Достигнутые экологические выгоды

Повторное использование отработанного топливного газа в качестве топлива в процессе.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Система КЦА полностью автоматическая и предлагает более чистый продукт. Установка КЦА проще в эксплуатации, чем система мокрой сероочистки, так как в ней нет вращающегося оборудования или циркулирующих растворов. Обычный процесс производит водородный продукт максимальной чистоты 97- 98 % об./об., в то время как процесс адсорбции под давлением производит очень чистый водородный продукт между 99,9 % об./об. и 99,999 % об./об. Остаточными компонентами газа продукта являются в основном метан и менее 10 ppm CO. Некоторые данные о потреблении энергии системой КЦА, например: 3700 $Нм^3$/ч с содержанием H_2 не менее 85 % и давлением от 37 до 47 бар. Поток продукта: 2400 $Нм^3$/ч очищенный H_2 с концентрацией не менее 99,5 %, температура: 45 °C, давление: 35 бар; отходящий газ: 1 300 $Нм^3$/ч, P: 3 бар, T: 30 °C, содержит 60 % H_2, 1,4 % H_2S и 40 % соединений C_1-C_6 с более высокими температурами кипения.

Кросс-медиа эффекты

Из-за потери водорода в остаточном газе КЦА установка риформинга и передняя часть установки КЦА больше, чем на установке мокрой сероочистки. Однако установка КЦА использует меньше технологического пара и не требует тепла для ребойлера. КЦА является потребителем высокой энергии из-за систем

ПРОЕКТ DRAFT

высокого вакуума/давления, которые она использует.

Эффект от внедрения

Для очистки водорода. Выбор между системой КЦА и системой очистки зависит от требуемой чистоты продукта, надежности и экономичности процесса. Дополнительные инвестиции в систему КЦА для больших производственных мощностей обычно могут быть компенсированы более низкими эксплуатационными расходами. Кроме того, система КЦА производит более чистый H_2.

Пример завода(-ов)

Существует много примеров, когда обычно используется КЦА.

Справочная литература

[73]

5.16 Производство ароматических углеводородов

Установка по процессам глубокой переработки нефти в части производства ароматических углеводородов действующая в РК (ТОО «АНПЗ») является современной технологической установкой в качестве НДТ можно применять смежные НДТ, сопутствующие повышению экологической и энергетической эффективности.

Например, пункты 4.1, 4.4, 4.5, 4.6, 5.2.2 и иные техники.

5.17 Хранение и транспортировка жидких углеводородных соединений

5.17.1 Резервуары с понтоном

Описание

Резервуар с понтоном имеет как постоянную станционарную крышу, так и плавающую крышу (понтон), устанавливаемый внутри резервуара. Понтон поднимается и опускается вместе с уровнем жидкости. Он либо плавает непосредственно на поверхности жидкости (полноконтактный понтон), либо опирается на стойки в нескольких сантиметрах над поверхностью жидкости (понтон неконтактного типа). Типы полноконтактного понтона:

- алюминиевые - сэндвич-панели с алюминиевым сотовым заполнителем, скрепленные вместе;
- стальные плавающие крыши в виде поддона с или без поплавков;
- покрытые эпоксидной смолой; полиэстер, армированный

ПРОЕКТ DRAFT

стекловолокном (FRP), плавучие панели.

Большинство полноконтактных понтонов, находящихся в эксплуатации в настоящее время, представляют собой алюминиевые сэндвич-панели или стальные плавающие крыши в виде поддона.

Более подробную информацию смотрите в разделе 3.17.

Замена первичных/вторичных уплотнений на герметичные уплотнения, снижающие выбросы ЛОС, также применяются в конструкциях понтонов.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС. Оснащение резервуаров со станционарной крышей понтоном и уплотнением сокращает потери хранящегося продукта. Эффективность регулирования этого метода колеблется от 60 % до 99 %, в зависимости от типа плавающей крыши, установленных уплотнений и истинного давления паров хранимой жидкости. Согласно Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage, ожидаемое сокращение выбросов после установки понтонов с первичным уплотнением составляет от 62,9 % до 97,4 % (по методу EPAAP-42).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Технические данные по выбросам и другая полезная информация о резервуарах с понтоном смотрите в [91].

Кросс-медиа эффекты

Полезный объем резервуара со стационарной крышей уменьшается примерно на 10 %. При проектировании необходимо учитывать возможность контактов с воспламеняющейся атмосферой.

Применимость

Понтоны широко используются в нефтяной промышленности, однако они предназначены только для вертикальных резервуаров со стационарной крышей. Применение понтонов в резервуарах меньшего диаметра не является эффективным решением из-за плохой герметичности уплотняющего затвора на небольших резервуарах. Необходимо учитывать совместимость материала конструкции понтонов с хранящимися веществами. Например, алюминиевые листы/поплавки и прокладочные/уплотнительные материалы. Если очистка едким натром применяется на последующих стадиях обработки нефтепродукта, образующаяся коррозия послужит причиной отказа от использования понтона. Всасывающие трубопроводы, режимы высокой скорости заполнения, смесительные аппараты и другие выступающие части в действующих резервуарах создают трудности для его переоборудования.

Экономика

Затраты на переоснащение приведены в таблице 5.31. Сумма зависит от

ПРОЕКТ DRAFT

диаметра резервуара.

Таблица 5.31 – Контроль ЛОС в резервуарном парке нефти и нефтепродуктов (хранилище нефти и нефтепродуктов)

Источник выбросов	Хранилище нефти и нефтепродуктов НПЗ		
Технология управления	Понтоны в резервуарах со стационарной крышей	Вторичные/двойные уплотняющие затворы на резервуарах с плавающей крышей	Другие методы регулирования выбросов от фитинговых соединений крыши (опорные стойки, успокоительные колодцы) и параметры (окраска резервуара)
Эффективность	90-95 %	95 %	Более 95 %, если вместе с вторичными уплотнениями
Инвестиционные затраты (млн евро)	0,20 –>0,40 за резервуары диаметром в 20-60 м[1)]	0,05-0,10 за резервуары диаметром в 20-50 м[2)]	0,006 за резервуары диаметром в 50 м[1)]
Эксплуатационные расходы	Незначительные	Замена каждые 10 лет	Незначительные
Другие последствия/примечания	Необходимо вывести резервуар из эксплуатации; уменьшает полезный объем резервуара на 5 -10 %	Уменьшает максимальную емкость резервуара	Не подходит для хранения сырой нефти с высоким содержанием серы из-за возможности образования самовоспламеняющихся твердых отложений.
Примечание: (Сооружен и дооснащен) [1)] [92], а также отраслевая внутренняя информация. [2)] [92] и также отраслевая внутренняя информация (UN-ECEECAIR/WG6/1998/5)			

Эффект от внедрения

Европейская директива 94/63/ЕС (Этап 1) предписывает, что резервуары хранения бензина со стационарной крышей должны: 1) либо оснащаться понтонами (с первичным уплотнением на действующих резервуарах и с вторичным уплотнением на новых резервуарах) 2) либо присоединяться к установке улавливания паров. Как вариант применятся метод утилизации паров, когда процесс улавливания паров осуществляется в небезопасных условиях либо это технически неосуществимо из-за объемов возвращаемого пара.

Справочная литература

[93], [91], [12], [91], [9].

PROJECT DRAFT

5.17.2 Резервуары с плавающей крышей

Техническое описание

Резервуары с плавающей крышей применяются для хранения сырой нефти, светлых нефтепродуктов и промежуточных продуктов с давлением пара от 14 кПа до 86 кПа при нормальной температуре хранения. Более подробную информацию смотрите в разделе 3.17.

В резервуарах с плавающей крышей потери на заполнение и испарение значительно уменьшаются по сравнению с резервуарами со стационарной крышей. Однако потери пара, присущие этому типу резервуаров, необходимо свести к минимуму.

– В результате повышения давления паров сырья объем вредных веществ, выпущенный через уплотняющий затвор и соединительные фитинги меняется из-за повышения/понижения температуры и давления. Однако наибольшее воздействие на объем выбросов оказывает действие ветра, также как и отверстия в крыше. Количество выбросов из резервуаров с плавающей крышей, как правило, больше, чем выделяемых выбросов при опорожнении резервуара.

– Потери на смачивание во время испарения жидкости со стенок резервуара, когда уровень жидкости понижается при его опорожнении.

– Пары, выделяемые при опорожнении резервуара.

– Во многих случаях выбросы через фитинги резервуара с плавающей крышей превышают потери через уплотняющий затвор, особенно на резервуарах с вторичными уплотнениями. Основным источником выбросов через соединительны фитинг является небольшое отверстие успокоительного колодца (колодец для отбора проб или колодец для погружения щупа).

– Некоторые из методов сокращения выбросов из резервуаров с плавающей крышей (рисунок 5.30):

установить усовершенствованные первичные уплотнения на плавающей крыше. Например, вмонтированный уплотняющий затвор от выпуска паров и жидкости;

установить муфты вокруг трубы, а также вокруг очищающего устройства успокоительного колодца;

установить поплавки со очистителем внутри перфорированной трубы;

выгружать резервуары с плавающей крышей как можно реже, чтобы избежать излишние выбросы паров;

уплотнить всех отверстия плавающей крыши (например, измерительные уровномеры, опорные стойки) предохраняющей обмоткой изоляции, муфтами или компенсаторами волновых колебаний;

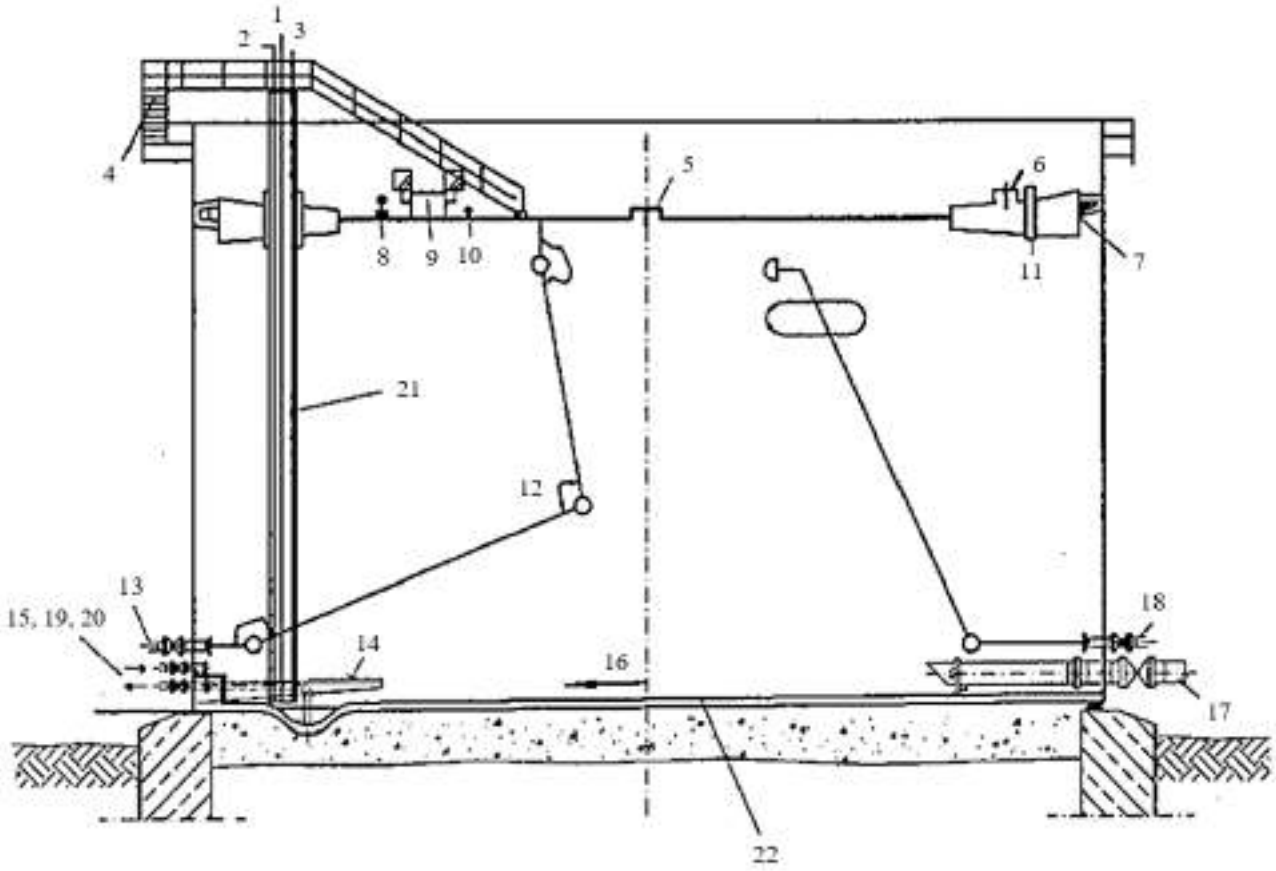
установить вторичные или третичные уплотнения между стенками резервуара и крышей.

спроектировать дренажи на резервуарах с плавающей крышей, что позволит предохранить дождевую воду от загрязнения углеводородами.

PROJECT DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

При хранении одного и того же вещества, например, бензина, в резервуаре предпочтительно использовать плавающую крышу, чем стационарную, т. к. в этом случае объем выбросов (ЛОС) в атмосферу меньше. Резервуары с плавающей крышей сокращают выбросы в атмосферу на 95 %, в сравнении со стационарной крышей. Сохранение нефтепродукта в полном объеме приводит к эксплуатационным выгодам.



1 Прибор для измерения уровня
2 Ручной калибровочный порт
3 Прибор для измерения температуры
4 Платформа
5 Люк доступа на палубе
6 Люк для доступа к понтону
7 Гибкое ободное уплотнение
8 Опора плавучей крыши
9 Вентиляционный клапан (автоматический)
10 Взмерительный порт
11 Подключение периферийных измерительных устройств
12 Система направляющих шлангов
13 Трап на крыше
14 Калибровочный поплавок
15 Слив из бака
16 Наклон
17 Форсунка для наполнения и опорожнения
18 Поворотная трубка (плавающая система отвода пара)
19 Нижний слив
20 Слив остатков
21 Направляющий столб
22 Двойное дно бака

Рисунок 5.30 – Пример резервуара с плавающей крышей

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Технические данные по выбросам и другая полезная информация о резервуарах с плавающей крышей смотрите в [91]. Примеры эффективного сокращения выбросов (по сравнению с резервуарами со стационарной крышей) после оснащения плавающими крышами приведены в следующих таблицах [61].

Кросс-медиа эффекты

Применение плавающих крыш теоретически приводит к бóльшему загрязнению водного пространства, чем стационарные крышы резервуара, поскольку дождевая вода просачивается в резервуар через уплотняющие затворы. Перед отправкой нефтепродукта на реализацию необходимо слить любые посторонние жидкости, т. к. они ухудшают качество этого продукта (таблицы 5.32 и 5.33).

Таблица 5.32 – Проектные данные сооружения резервуаров

Продукт	Диаметр, м	Высота, м	Рассчитанные выбросы в год, кг/год[1)]
Прямогонный бензин (нафта), тяжелая	23	14,5	3 942
Прямогонный бензин (нафта), легкая	30	17	2 492
Сырая нефть	57	16,5	5 519

[1)] В зависимости от площади уплотнительной поверхности, погружных/успокоительных колодцев, отверстий в фитингах крыши без учета потерь на смачивание.

Источник: [112].

Таблица 5.33 – Выбор уплотнений и прогнозируемая эффективность

	Конструкция уплотнений	Эффективность, %		
		Нафта тяжелая	Нафта легкая	Сырая нефть
Случай 1	Двойной уплотняющий затвор (установлены вторичные уплотнения) погружные/успокоительные колодцы не герметизированы места соединений опорных стоек с крышей не герметизированы	51,8	50	95,7
Случай 2	Двойной уплотняющий затвор (установлены вторичные уплотнения) погружные/успокоительные колодцы герметизированы места соединений опорных стоек с крышей герметизированы	92,5	92	98,3
Случай 3	Двойной уплотняющий затвор (установлены вторичные уплотнения) погружные/успокоительные колодцы герметизированы , включая направляющие опорных стоек	93,3	93	98,8

ПРОЕКТ DRAFT

Случай 4	Двойной уплотняющий затвор (с доступом к поплавку) погружные/успокоительные колодцы герметизированы ножки крыши герметичные	95,6	96,1	98,9
Случай 5	Третичный уплотняющий затвор погружные/успокоительные колодцы герметизированы опорные стойки герметизированы	97,1	97,5	99,1
Случай 6	Третичный уплотняющий затвор погружные/успокоительные колодцы герметизированы + направляющие опорных стоек герметизированы	97,9	98,1	99,6
Источник: [77]				

Применимость

В случае модернизации, если требуется продлить срок службы резервуара, приемлемой альтернативой плавающей крыши послужит оснащение резервуара со станционарной крышей понтоном.

Экономика

Инвестиционные затраты на переоборудование стационарной крыши резервуара на плавающую составляют 0,26 млн евро за резервуар диаметром 20 м. Необходимо задействие оператора, чтобы опорожнить резервуар. Это приводит к некоторым эксплуатационным расходам.

Эффект от внедрения

По директиве 94/63/ЕС (Приложение 1) резервуары с плавающей крышей определены как резервуары, которые предотвращают выпуск ЛОС на 95 % эффективнее, чем резервуары со стационарной крышей без регулирующих устройств выпуска паров. То есть резервуар со станционарной крышей оснащен только предохранительным клапаном.

Справочная литература

[93], [61], [94], [37], [12], [95], [96], [9].

5.17.3 Система уплотнений на плавающей крыше

Техническое описание

Два или три слоя уплотнения на затворе плавающей крыши обеспечивают многократную защиту от выпуска ЛОС из резервуаров хранения нефтепродуктов. Установка вторичных и третичных уплотняющих затворов крыши является эффективным методом сокращения выбросов. В резервуарах, хранящих нефтепродукты без парафина в составе, второй или третий слой уплотнения на затворе плавающей крыши оснащается дренажным элементом на

ПРОЕКТ DRAFT

внутренней стенке резервуара (дополнительное уплотнение, предохраняющее от атмосферных осадков). Предпочтение отдается уплотнениям, установленным на затворе (в отличие от уплотнений, установленных на металлическом башмаке). Поскольку обеспечивают контроль выбросов в случае протечки первичного уплотнения (рисунок 5.31).

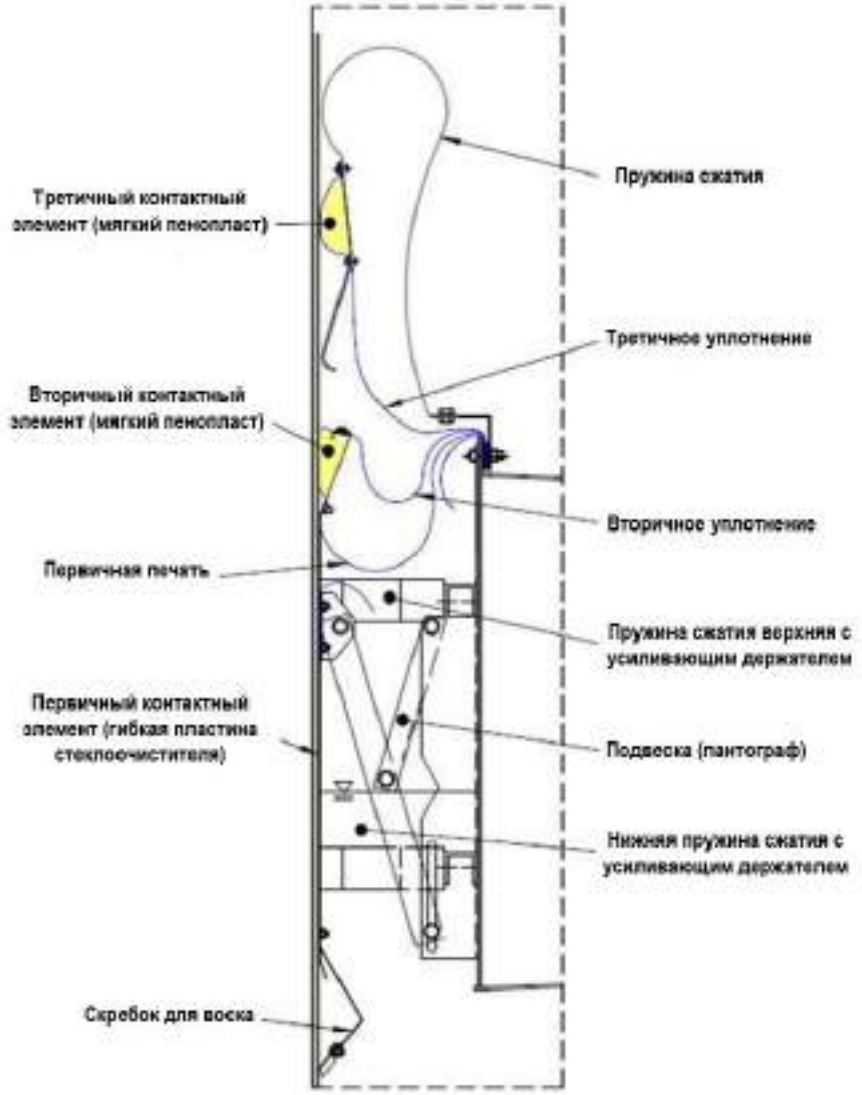


Рисунок 5.31 – Пример нескольких уплотнений на резервуаре с плавающей крышей, сооруженном на НПЗ в Германии.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы ЛОС значительно снижаются после установки вторичных и третичных уплотнений на резервуарах для хранения. Совместное исследование Amoco/EPA США показало, что потери ЛОС из резервуаров для хранения сокращаются на 75–95 % по сравнению с выбросами, выпускаемыми

резервуаром со стационарной крышей той же емкости без плавающей внутренней крыши. Третичные уплотнения обеспечивают сокращение выбросов до 99 % (см. раздел 3.17). Вместе с вторичными уплотнениями третий слой уплотнений также снижает вероятность попадания дождевой воды в резервуар. Использование вторичных уплотнений на резервуарах хранения бензина снижают выбросы ЛОС до 95 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Технические данные по выбросам и другая полезная информация об уплотняющих затворах смотрите в [91].

Кросс-медиа эффекты

Оснащение уплотнительными затворами обычно приводит к потере полезного объема резервуаров примерно на 5 %.

Применимость

Несколько уплотняющих затворов легко устанавливаются на новых установках (именуемые двойными или третичными уплотнениями). Кроме того, уплотнения модернизируются (вторичные уплотнения). Сообщается, что возникают сложности с модернизацией третичных уплотнений.

Экономика

Оснащение резервуара среднего размера системой вторичного уплотнения оценивалось примерно в 20000 долл.США (1991 год). Инвестиционные затраты: 0,05–0,10 млн евро за резервуары диаметром 20-50 м. Эксплуатационные расходы: замена, вероятно, каждые 10 лет.

Эффект от внедрения

На НПЗ и резервуарных паках Европейская директива 94/63/ЕС (Этап 1) предписывает устанавливать вторичные уплотнения на резервуары с плавающей крышей и на новые резервуары хранения бензина с понтоном.

Пример завода(-ов)

Вторичные уплотнения повсеместно используются во всем мире. В Швеции многие резервуары хранения светлых нефтепродуктов (с давлением паров по Рейду выше 27 кПа) оснащены крышами с двойным уплотнением. Третичные уплотнения применяются на нескольких НПЗ и нефтебазах Германии.

Справочная литература

[39], [91], [12], [95],[9].

5.17.4 Система организации хранения

ПРОЕКТ DRAFT

Описание

Зачастую вопрос с потребностью в определенных резервуарах устраняется за счет улучшения производственного планирования и бесперебойной эксплуатации установок. Тематика пункта 4.5 схожа с этим методом. Примером служит реализация встроенной системы поточного смешивания (см. пункт 5.17.14).

Достигнутые экологические выгоды

Поскольку резервуары для хранения являются одним из крупнейших источников выбросов ЛОС, сокращение количества используемых резевуаров способствует сокращению выбросов ЛОС. Вследствие этого сокращается количество осевших на дно резервуара взвешенных частиц и объем отстоянных сточных вод.

Применимость

Сокращение количества резервуаров, как правило, требует полного изменения в системе переработки готовых и промежуточных продуктов. Поэтому этот метод легче применять на новых установках.

Эффект от внедрения

Сокращение количества эксплуатируемых резервуаров для хранения позволяет оптимально использовать пространство на объекте для других целей.

Справочная литература

[114].

5.17.5 Предотвращение утечки через днища резервуаров

Предписания этого раздела вытекают из методов, которые следует учитывать при определении НДТ, направленных на предотвращение утечки через днища резервуаров. Эта тема хорошо раскрыта в публикации EEMUA 183 «Руководство по предотвращению утечек через днища вертикальных, цилиндрических, стальных резервуаров для хранения».

5.17.6 Резервуар с двойным днищем

Описание

Двойное днище может либо устанавливаться на действующих резервуарах, либо изначально присутствовать в конструкции новых резервуаров. После переоснащения днище действующего резервуара обычно используется в качестве второго днища, а песок, гравий или бетон засыпается между новым основным и вторым днищами. В этом случае обычно пространство между

ПРОЕКТ DRAFT

днищами сводят к минимуму. Поэтому основное днище конструируют так, чтобы оно повторяло геометрию конструкции второго днища. Уклоны к основанию резервуаров могут быть либо прямыми, конусообразными (наклонными от центра вниз к периметру резервуара), либо конусообразными (наклонными вниз от периметра резервуара). Практически все днища резервуаров изготовлены из углеродистой стали. При установке двойного днища (либо на действующих резервуарах, либо на новых), выбирается материал для нового днища. В качестве материала используется углеродистую сталь или выбирается более устойчивую к коррозии нержавеющую сталь. Либо поверх стальной поверхности наносят эпоксидную смолу, армированную стекловолокном.

Использование резервуаров с двойным днищем позволяет установить вакуумную установку. В этом случае сохраняется воздушное пространство между нижним и верхним днищами, которые разделяются стальными распорками. Такие распорки обычно изготавливают из стальной арматурной сетки. В более поздних системах поддерживают постоянное наблюдение за состоянием вакуумного пространства. Любая утечка в основном или втором днище изменит давление вакуума, что приведет в действие сигнал тревоги. Последующий анализ отработанного воздуха покажет неисправность верхнего днища, если произошла утечка нефтепродукта или паров. Если следов нефтепродуктов и паров нет, то значит неисправно нижнее днище (кроме случаев, когда загрязнения под днищем остались после предыдущей аварии).

Достигнутые экологические выгоды

Второе непроницаемое днище в резервуаре предотвращает некатастрофические выбросы вредных веществ вследствие коррозии, поврежденных сварных соединений, трещин в материале днища или деталях конструкции. Помимо защитной функции конструкция второго днища оснащена системой обнаружения утечки, которую невооруженным глазом определить невозможно.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В результате оснащения резервуаров двойным днищем сокращается время осмотра внутреннего состояния и частота ежегодной очистки резервуара.

Кросс-медиа эффекты

В случае установки двойного днища время простоя резервуаров увеличивается. Двойное днище уменьшает полезный объем резервуара.

Применимость

Применим как к модернизированным, так и к недавно сооруженным резервуарам.

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Типовые затраты на переоснащение резервуаров двойными днищами указаны заводами-поставщиками из Германии и Швейцарии. Затраты включают в себя установку вакуумной системы течеискателя:

- углеродистая сталь: 110 евро/м^2,
- нержавеющая сталь: 190 евро/м^2,
- эпоксидная смола, армированная стекловолокном: 175 евро/м^2.

НПЗ Великобритании сообщает, что фактическая стоимость установки резервуара с двойным днищем объемом 10340 м^3 составила 600000 евро.

Эффект от внедрения

Предотвращение утечек из резервуаров для хранения.

Справочная литература

[122].

5.17.7 Непроницаемые геомембраны

Описание

Непроницаемый геосинтетический материал представляет собой однородный изолирующий полимерный лист под всей поверхностью днища резервуаров. Он служит альтернативой двойному днищу или выступает в качестве дополнительной защиты от протекания резервуара. Как и двойное днище резервуара, геомембрана первую очередь предназначена для предотвращения небольших, но постоянных утечек, а не для устранения катастрофического разрушения всего резервуара. Причина эффективности геомембраны заключается в том, что швы материала плотно прилегают либо к стальному корпусу резервуара, либо к бетонной стене, которая поддерживает и окружает резервуар. Минимальная толщина гибкой мембраны составляет 1 мм, хотя обычно используются листы толщиной 1,5- 2 мм. Мембрана не должна быть чувствительна к воздействию химических соединений, хранимых в резервуаре.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение утечек из резервуаров для хранения.

Кросс-медиа эффекты

Длительный простой резервуара, если требуется укладка его днища листами геомембраны.

Применимость

Непроницаемая геопленка укладывается как на новых резервуарах, так во время модернизации действующих. Укладка происходит во время капитального

ПРОЕКТ DRAFT

ремонта и, как правило, они оборудованы системой обнаружения утечек.

Экономика

Недавно обновленные данные о затратах (2011 год) от НПЗ Великобритании (источник: UKPIA) приведены в таблице 5.34.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.34 – Сметные затраты на модернизацию непроницаемой геомембраной на различных резервуарах.

Небольшие резервуары		Средние резервуары		Большой резервуар	
3 небольших резервуара диаметром 22 м, высотой 20 м с общим обвалованием		3 средних резервуара диаметром 48,5 м, высотой 20 м с общим обвалованием		1 большой резервуар диаметром 81 м, высотой 20 м с отдельным обвалованием	
Объем резервуара, $м^3$ (один резервуар)	7603	Объем резервуара $м^3$(один резервуар)	36949	Объем резервуара $м^3$	103060
Габариты резервуара $м^2$ (один резервуар)	380	Габариты резервуара $м^2$ (один резервуар)	1847	Габариты резервуара $м^2$	5153
Требуемая протяженность обвалования (все резервуары, высота ограждений 2 м)[1)]	4942	Требуемая протяженность обвалования (все резервуары, высота ограж-дений 2м)[1)]	24017	Требуемая протяженность обвалования (высота огражд-ений 2 м)[1)]	56683
Стоимость укладки геомембраны под днищем резервуара					
	евро[1)]		евро[1)]		евро[1)]
Покрытие основания обвалования	317755	Покрытие основания обвалования	1672754	Покрытие основания обвалования	4787890
Покрытие стен обвалования	282575	Покрытие стен обвалования	621892	Покрытие стен обвалования	1038379
Укладка геопленки под резервуары	110079	Укладка геопленки под резервуары	535644	Укладка геопленки под резервуары	498195
Применение домкрата	680904	Применение домкрата	1021356	Демонтаж и замена днища резервуара	907872
Итого на обвалование	1391314	Общая стоимость за обвалование типового возведения	3851647	Итого на обвалование	7232335
Итого на резервуар	464150	Общая стоимость одного резервуара типового возведения	1284639	Общая стоимость одного резервуара типового возведения	7232335
Стоимость замены днища резервуара, установки нового фундамента под резервуар					
Покрытие основания обвалования	317755	Покрытие основания обвалования	1672754	Покрытие основания обвалования	4787890
Покрытие стен обвалования	282575	Покрытие стен обвалования	621892	Покрытие стен обвалования	1038379
Возведение нового фундамента и	1429898	Возведение нового основания и замена	2859797	Возведение нового	1815744

ПРОЕКТ DRAFT

Небольшие резервуары		Средние резервуары		Большой резервуар	
замена днища резервуара		днища резервуара		основания и замена днища резервуара	
Итого на обвалование	2030229	Общая стоимость за обвалование типового возведения	5154443	Итого на обвалование	7642013
Общая стоимость одного резервуара типового возведения					
Небольшой резервуар	676743	Средний резервуар	1718148	Большой резервуар	7642013

[1)] Расходы в евро берутся в пересчете из фунта стерлингов в размере 1,13484 по состоянию на 25.07.2011.

Примечание:

Требуемая протяженность бунда берется из расчета 110 % номинального объема резервуара от объема наибольшего резервуара в группе обвалования.

Расходы, связанные с организацией работ, проектированием, опорожнением и очисткой резервуара, не учитываются. В теории составят 10-15 % от общей стоимости одного резервуара.

Домкрат для больших резервуаров диаметром более 48,5 м не используется. Поэтому оцениваются расходы только по демонтажу и замене днища резервуара.

Также исключаются расходы, связанные с необходимостью аренды места под резервуар во время его длительного простоя до завершения работ (предположительно 9 месяцев на один резервуар).

Покрытие стен обвалования включает в себя установку волноотражающего козырька в верхней части стены ограждения и ее крепление к существующему основанию обвалования (при необходимости).

После демонтажа днища резервуара установка нового днища считается эффективным решением в случаях, когда грунт слишком пористый, или когда есть опасения, что геопленка повредится в результате монтажных работ.

После оснащения резервуаров усовершенствованными вторичными и третичными уплотнениями увеличение темпов роста налогой нагрузки не было взято в расчет.

Протяженность обвалования, вероятно, увеличится из-за его конфигурации. Кроме того, высота ограждений в 2 м не учитывает наклон ограждений обвалования, что приведет к увеличению его площади.

Источник: CONCAWE/UKPIA 2011

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы.

Пример завода(-ов)

В ряде неевропейских стран непроницаемая геомембрана используется вместо сооружения двойного днища.

Справочная литература

[112].

5.17.8 Обнаружение утечек

Описание

Как и в случае со сточными водами, одним из способов предотвращения загрязнения почвы и грунтовых вод является преждевременное обнаружение утечек. Утечки через днища резервуара выявляются системой обнаружения утечек. Такой метод предусматривает наличие смотрового люка, наблюдательных скважин и системы управления производственными ресурсами.

PORT DRAFT

Более продвинутые системы имеют зонды электронных датчиков или кабели проведения импульсов к датчику. Во время утечки кабель датчика вступает в контакт с продуктом, в результате меняется значения сопротивления и срабатывает сигнал тревоги. Кроме того, регулярно осматривают резервуары и проверяют их целостность. Смотрите также пункт 5.27.5 о программе LDAR. Рассматриваемые методы:

–оснащение резервуаров для хранения сигнализации о переливе и, при необходимости, устройством автоматического отключения насоса;

–установка двойного днища со встроенной системой обнаружения утечек на резервуарах, где это практически реализуемо.

Необходим систематический анализ рисков на основе произошедших аварий, чтобы разработать рекомендации по предотвращению переполнения резервуаров.

Предохранительные клапаны на резервуарах хранения под давлением необходимо периодически проверять на наличие внутренних утечек. Проверка утечки выполняется портативными звукопоглощающими экранами или, если есть доступ к предполагаемой утечке, применяется анализатор общего содержания углеводородов в рамках программы LDAR.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвратить загрязнение почвы и подземных вод.

Применимость

Зонды и кабели подключения датчиков погружает достаточно глубоко, если площадь предполагаемого разлива утечки небольшая. Следовательно, в некоторых случаях освидетельствование резервуаров дает более достоверные результаты, чем применение зонда.

Экономика

Один из НПЗ сообщает, что стоимость установки системы обнаружения утечек в группе из четырех резервуаров диаметром 12 м обошлась в общей сложности в 55000 евро при эксплуатационных расходах в 4000 евро в год. Плановая проверка резервуаров на другом НПЗ оценивалась в 2000 евро в год за один резервуар.

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы и грунтовых вод.

Справочная литература

[197, MWV 2000].

ПРОЕКТ DRAFT

5.17.9 Катодная защита

Описание

Электрохимическая защита предотвращает образование коррозии на внешней стороне днища резервуара.

Достигнутые экологические выгоды

Уменьшается загрязнение почвы и подземных вод, а также сокращаются выбросы в атмосферу за счет принятия мер борьбы с коррозией резервуара.

Кросс-медиа эффекты

Катодная защита наложенным током применяется при наличии источника постоянного тока.

Эффект от внедрения

Предотвратить образование коррозии на резервуарах и трубах, а также снизить затраты на техническое обслуживание.

Справочная литература

[114].

5.17.10 Сокращение донных остатков в резервуаре

Описание

Количество донных остатков в резервуаре сокращают путем тщательного разделения нефти и воды, оставшихся на днище резервуара. Фильтры и центрифуги также используются для извлечения и отправки нефти на переработку. Другие применяемые методы — это установка на резервуарах трубопровода с боковым ответвлением, струйных смесителей или использование химических веществ. Далее основной осадок и вода передаются на приемочные НПЗ.

Достигнутые экологические выгоды

Донные остатки в резервуарах сырой нефти содержат большой процент твердых отходов на НПЗ, которые сложно поддаются утилизации из-за присутствия в них тяжелых металлов. Они состоят из тяжелых углеводородов, взвешенных частиц, воды, продуктов коррозии и отложений.

Кросс-медиа эффекты

Переход отложений и воды из резервуаров с сырой нефтью на НПЗ означает, что они, скорее всего, выявятся в установке обессоливания.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[7].

5.17.11 Операции по очистке резервуара

Описание

Для проведения регулярных внутренних проверок и ремонта в резервуарах хранения сырой нефти и других нефтепродуктов необходимо опорожнить, очистить и стравить газы. Очистка резервуара от донных остатков предполагает растворение большей части содержимого (>90 %) горячей дизельной фракцией при температуре около 50 °C. В результате растворяется большая часть донных остатков. Далее после фильтрации они отправляется в резервуар с сырой нефтью. Обычно очистка резервуара хранения нефти выполняется рабочими. Они спускаются в резервуар и счищают осадок механически. Как следствие, они подвергаются воздействию потенциально взрывоопасной и токсичной атмосферы. Существуют также и полностью автоматизированные методы очистки резервуаров. Она выполняется следующим образом:

- устанавливается технологическое оборудование: сопла низкого/высокого давления устанавливаются либо на крыше резервуара, либо через встроенные в стенку резервуара люки и собирают загрязнения с поверхности жидкости.
- создают слой инертного газа в резервуаре: впрыскивается инертный газ, поддерживается уровень кислорода до 8 %, не допуская условий самовоспламенения.
- удаляют шлам и очищают резервуар: шлам выкачивается и рециркулируется через очистительные форсунки, используя нефть в резервуаре в качестве чистящего средства. При необходимости добавляют сырую нефть или газойль и/или нагревают рециркулируемую среду для снижения вязкости.
- разделяют и извлекают нефть: часть шлама механически отделяется (декантируется) без добавления химических реагентов.
- промывают водой: производится окончательная промывка горячей водой и, наконец, стравливается инертный газ.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы после очистки резервуаров возникают при естественной или механической вентиляции. Благодаря специальным мерам, например, мобильным факельным установкам, ожидается дальнейшее сокращение выбросов ЛОС до 90 %. В настоящее время такие установки проектируются с целью очистки резервуаров хранения сырой нефтью и нефтепродуктов. Автоматизированные методы очистки резервуаров, работающие в системах с замкнутым контуром, уменьшают выброс ЛОС в окружающий воздух. В таких системах атмосфера из резервуара с нефтью дегазируется.

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Выбросы, возникающие во время очистки резервуара с сырой нефтью, и их сокращение детально описаны в [222, UBA 2000]. Использование горячего дизельного топлива для очистки донных осадков требует нагрева. Соответствующий расход сильно зависит от типа и размера резервуара, а также типа обрабатываемых остатков. Согласно информации от завода-поставщика автоматизированной очистки резервуаров [102, ORECO 2011], в таблице 5.35 приводятся типовые данные по очистке резервуаров сырой нефти.

Таблица 5.35 – Типовые данные по очистке резервуаров сырой нефти

	Автоматическая очистка	Механизированная очистка
Выбросы углеводородов	1-2 т	30-50 т
Расход топлива	30000-70000 л в зависимости от потребности в нагреве	20000-25000 л
Отходы на сжигание	20-50 $м^3$	2000-5000 $м^3$ в зависимости от объема, предназначенного для очистки
Сточные воды	20-50 $м^3$	около 500 $м^3$
Примечание: Резервуар сырой нефти: диаметр 50-80 м - плавающая крыша - 2000 $м^3$ нефтешлам.		

Кросс-медиа эффекты

Во время очистки резервуара выбросы ЛОС значительно увеличиваются, если использовать естественную или принудительную вентиляции. При нормальной эксплуатации резервуара концентрация ЛОС остается без изменений. Благодаря рециркуляции воды в системе автоматизированной очистки обеспечивается экономия пресной воды, а нефть повторно используется в качестве чистящего средства. Потребление электроэнергии в автоматизированной очистки и создания слоя инертного газа выше, чем при механизированной очистке. Твердые и жидкие отходы уменьшаются в результате автоматической очистки. Система замкнутого контура в инертных условиях проходит в более безопасных условиях, так как снижается риск взрыва и воздействие опасных веществ на человека.

Если на НПЗ работает собственная установка по сжиганию шлама, отложения после очистки поставляются на нее.

Применимость

Операции по очистке резервуара широко применяются. Тем не менее, применимость такого метода ограничена типом и размером резервуаров, и типом обработки остатков.

Экономика

Эксплуатационные расходы, приведенные в таблице 5.36, характерны для

DRAFT

очистки резервуаров сырой нефтью [7].

Таблица 5.36 – Типовые сметные затраты на очистку резервуаров сырой нефти

	Автоматическая очистка	Механизированная очистка
Переменные затраты на очистку	300000	200000
Транспортировка отходов	5000	100000
Утилизация или переработка отходов	10000	200000
Общие расходы (евро)	315000	500000
Примечание: Резервуар сырой нефти: диаметр 50-80 м - плавающая крыша - 2000 м^3 нефтешлам.		

Эффект от внедрения

Снизить выбросы ЛОС и уменьшить содержание донных остатков в резервуаре.

Пример завода(-ов)

Такой метод широко применяется на многих НПЗ и нефтебазах ЕС.

Справочная литература

[7].

5.17.12 Цвет резервуаров

Описание

Рекомендуется окрашивать резервуары, содержащие летучие материалы, в светлый цвет для того чтобы:

– предотвратить излишнее испарение вследствие повышения температуры продукта;

– предотвратить увеличения частоты испарения хранимой жидкости из резервуаров со стационарной крышей. Рекомендуется, чтобы общий коэффициент отражения тепла составлял не менее 70 %. Такой коэффициент достигается при использовании теплоотражающего покрытия, например, белого (1,0) или алюминия серебристого цвета (1,1). И наоборот, любой другой обычно используемый цвет, включая светло-серый, показывает более высокие значения (>1,3), что не позволяет достичь вышеупомянутого коэффициента отражения тепла.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС.

Кросс-медиа эффекты

В зависимости от особенностей природного ландшафта, окрашивание в светлые цвета делает резервуары более «заметными». Возможно это придаст

ПРОЕКТ DRAFT

резервуарам отрицательный визуальный эффект. Во время покраски выбросы вредных веществ попадают в атмосферу.

Применимость

Покраска крыши и верхней части корпуса резервуара, расположенного в центре резервуарного парка, имеет тот же теплоотражающий эффект, как и покраска всего резервуара.

Эффект от внедрения

Применение этого метода также является требованием Директивы 94/63/ЕС к резервуарам хранения бензина. За исключением визуально чувствительных областей резервуара, где требования ЕС частично ослабляются.

Справочная литература

[7], [28]

5.17.13 Другие эффективные методы хранения

Описание

Надлежащее обращение и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и в водное пространство. Некоторые эффективные методы хранения перечислены ниже:

- Использование больших контейнеры вместо металлических емкостей. Использование больших контейнеров повторно, если они оснащены патрубками приемо-раздаточных трубопроводов в верхней и нижней части. Металлические же емкости необходимо переработать или утилизировать как отходы. Хранение в бункерах сводят к минимуму вероятность утечек и разливов по сравнению с металлическими емкостями. С точки зрения применимости безопасная утилизация одноразовых больших контейнеров создает ряд сложностей.
- Сокращение количества пустых металлических бочек для хранения нефти. Оптовая закупка (через автоцистерны) часто используемой нефти и заполнение контейнеров для перевозки в качестве промежуточного хранилища. После персонал переливает нефть из контейнеров в многоразовые металлические емкости, поддоны или другие контейнеры. Это позволяет сократить количество пустых металлических емкостей и связанные с ними расходы на обработку.
- Хранение емкостей над поверхностью земли предотвращают образование коррозии в результате разливов или «потения» бетона.
- Хранение контейнеров закрытыми, за исключением случаев опорожнения контейнера.
- Регулярный осмотр, применение профилактических мер, устранение коррозии трубопроводов, проложенных под землей, днищах резервуаров (см. НДТ 89).

DRAFT

– Хранимая в резервуарах балластная вода является причиной большого количества выбросов ЛОС. Поэтому они оснащают плавающей крышей. Такие резервуары также применяются в качестве уравнительных резервуаров в системе очистки сточных вод.

– Проведение вентиляционных отверстий из резервуаров хранения серы в устройства с кислым газом или другие установки улавливания газов.

– Вытяжная вентиляция из резервуарных парков к центральным системам борьбы с выбросами.

– Установка самоуплотняющихся соединительный муфт для подсоединения шланга или слив нефтепродуктов через трубопровод.

– Укладка изолирующих материалов и/или установка блокировочных устройств, предотвращающих повреждение оборудования в результате случайного перемещения или сдвига транспортных средств (автомобильных или вагон- цистерн) во время погрузочных работ.

– Обеспечение условий, при которых наливной рукав не приводится в действие до его полного размещения над контейнером. Это предотвратит разбрызгивание в случае, если используется рукав с верхней загрузкой.

– Применение устройств или процедур, предотвращающих переполнение резервуаров.

– Сигнализация аварийного уровня работает автономно от типовой системы учёта резервуарных запасов.

Достигнутые экологические выгоды

Информация по достигаемым экологическим показателям представлены в Таблице 5.37.

Таблица 5.37 - Достигнутые экологические выгоды и экологические показатели

Методы	Коэффициент выбросов неметановых ЛОС (пропускная способность г/т)	Эффективность борьбы с выбросами, %	Размер (диаметр в м)	Стоимость, евро
Резервуар хранения со стационарной крышей (РСК)	7-80			
Резервуар с плавающей крышей (РПК)	7-80			
Резервуар с понтоном (РП)	2-90			
Внешняя отделка краской более светлого оттенка		1-3 РСК	12	39001
			40	25400
Установка понтона в действующий резервуар со стационарной крышей		97-99 РСК	12	32500
			40	195000
Замена первичного уплотнения, устанавливаемого над паровым пространством, на уплотнение		30- 70 РПК 43-45 РП	12	4600
			40	15100

ПРОЕКТ DRAFT

Методы	Коэффициент выбросов неметановых ЛОС (пропускная способность г/т)	Эффективность борьбы с выбросами, %	Размер (диаметр в м)	Стоимость, евро
плавающей крыши, установливаемое на поверхность жидкости. первичное уплотнение				
Оснащение действующих резервуаров вторичными уплотнениями		90-94 РПК 38-41 РП	12	3400
			40	113001
Усовершенствование первичного уплотнения, установка вторичного уплотнения и регулирование установки крыши (понтона и двойного днища)		98 РПК 48-51 РП	12	200
			40	200
Установка стационарной крыши на действующий резервуар с понтоном		96 РПК	12	18000
			40	200000
Примечание: Колонки в таблице по эффективности, размеру и стоимости процедуры борьбы с выбросами относятся к методам. Расходы это усредненные затраты по резервуарам диаметром в два метра. Значения эффективности методов борьбы с выбросами применяются к различным типам резервуаров.				

Справочная литература
[39],[62]

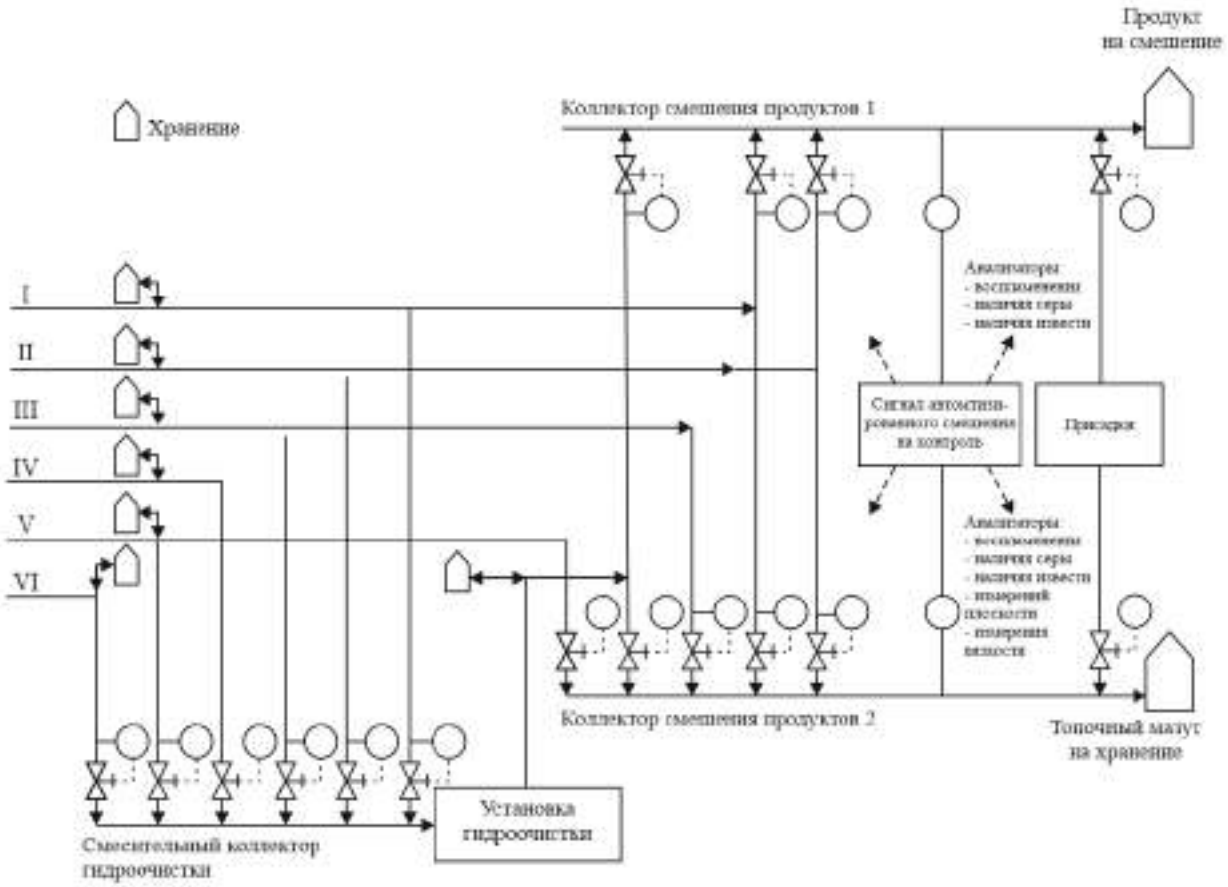
5.17.14 Поточное смешение

Описание
На рисунке 5.32 показана схема поточного смешения газойля.

Достигнутые экологические выгоды

Электроэнергия, потребляемая на поточное смешение в разы меньше, чем при смешении партиями. Поточное смешение сокращает общее количество операций по обработке потока нефтепродуктов. Вследствие чего, реже происходит налив-слив нефтепродуктов из резервуара, что приводит к сокращению общего объема выбросов в атмосферу. Многочисленные клапаны и насосы, герметически изолируемые двойными уплотнениями, регулярно осматриваются, что также минимизирует выбросы ЛОС. Поточное смешивание, как правило, дает возможность корректировать технические характеристики и количество нефтепродукта. Кроме того, предотвращает его большие потери за ненадобностью промежуточного хранения.

ПРОЕКТ DRAFT



I Керосин из установки переработки нефти;
II Легкий газойль из установки переработки нефти;
III Тяжелый газойль из установки переработки нефти;
IV Легкий вакуумный газойль из установки вакуумной перегонки;
V Легкий газойль установки замедленного коксования;
VI Легкий газойль из установки висбрекинга.

Рисунок 5.32 – Упрощенная схема поточной системы смешения газойлей (автомобильного дизельного топлива и топочного мазута)

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Необходимо уделить особое внимание поточным анализаторам, чтобы получить качественный смешанный продукт на выходе.

Кросс-медиа эффекты

Система поточного смешения содержит множество фланцевых соединений и клапанов, которые являются потенциальными источниками утечек, особенно во время технического обслуживания.

Применимость

Оптимизированное соотношение компонентов в смеси отвечает всем значимым характеристикам готового продукта. Поточное смешение, в некотором смысле, выполняется путем проб и ошибок, а автоматизированный

ПРОЕКТ

способ существенно сокращает время. Существует ряд альтернативных решений смешения, которые в итоге дают примерно эквивалентную общую стоимость или прибыль. Специальные программы позволяют компьютеру выдать оптимальное сочетание компонентов смеси, чтобы минимизировать затраты и увеличить прибыль.

Пример завода(-ов)

Системы поточного смешения обычно применяются для смешения большого объема сырья и/или потоков нефтепродукта.

Справочная литература

[62].

5.17.15 Смешение партиями

Описание

Некоторые аспекты рассмотрены в разделе 3.17

Применимость

Причины применения технологии смешения партий следующие: предъявление минимальных требований к хранению с стратегической точки зрения, фискальному и налоговому регулированию; гибкости технологических процессов и размерам резервуаров.

Примеры

По причинам, упомянутым выше, с точки зрения применимости, смешение партиями сырья и нефтепродуктов иногда все еще применяется.

5.17.16 Стабилизация давления пара в процессе налива нефтепродуктов

Описание

Существует несколько вариантов предотвращения выбросов в атмосферу во время работ слива/налива. Там, где, налив происходит из резервуаров со стационарной крышей, используется уравнительный трубопровод. Вытесненная смесь затем возвращается в расходный резервуар и, таким образом, заменяет откачанный объем жидкости. Пары, испаряемые во время наливных операций, возвращаются в загрузочный резервуар. Если резервуар со стационарной крышей, там они хранятся до улавливания или утилизации паров. Эта система также используется на суднах и баржах.

Достигнутые экологические выгоды

Стабилизация давления пара значительно уменьшает объемы паров,

ПРОЕКТ DRAFT

выбрасываемых в атмосферу. Выбросы ЛОС снижаются до 80 %.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Следует применять меры предосторожности при работе со взрывоопасными смесями, т.е предотвратить риск воспламенения и его распространение. Для предотвращения выбросов резервуары необходимо держать закрытыми, эксплуатироваться при низком давлении, а улавливание и отбор проб проводить закрытым способом. Гасители детонации рекомендуется регулярно очищать, т. к. пары содержат взвешенные частицы (например, сажу из плохо работающих систем создания инертной среды в грузовых резервуарах).

Кросс-медиа эффекты

Во время транспортировки жидкость в приемном сосуде испаряется (выделение пара путем разбрызгивания). Как правило, образуется избыточный объем паров в сравнении с объемом вытесненной жидкости. Балансировочный трубопровод передачи наиболее летучих жидкостей не считается эффективным средством борьбы с ЛОС.

Применимость

Не все пары улавливаются. Влияет на скорость залива в резервуар и гибкость технологических процессов. Резервуары, содержащие несовместимые пары, нельзя размещать вместе. Может использоваться только в том случае, если продукт откачивается из резервуара со стационарной крышей, оснащенного клапанами сброса давления/вакуумного предохранительного клапана.

Экономика

Необходимые инвестиции составляют 0,08 млн евро за резервуар, эксплуатационные расходы небольшие.

Эффект от внедрения

Сократить выбросы ЛОС.

Пример завода(-ов)

Загрузка сжиженного газа. Последующий налив в транспортные контейнеры осуществляется системой с замкнутым контуром или выпуском в систему подготовки топливного газа на НПЗ.

Справочная литература

[65], [67]

PROFT DRAFT

5.17.17 Нижний налив нефтепродуктов

Описание

Фланцевый трубопровод слива-налива соединен с соплом, расположенным в самой нижней точке резервуара. Вентиляционная труба на резервуаре подключается к трубопроводу стабилизации давления газа, установке улавливания газов или к вентиляционному отверстию. В последнем случае ЛОС выбрасывается в атмосферу. Фланцевое соединение на трубопроводе налива имеет специальную конструкцию («блокировочное соединение»), которая позволяет отсоединять трубопровод с минимальными утечками/выбросами.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение выбросов ЛОС.

Эффект от внедрения

Директива 94/63/ЕС о регулировании выбросов ЛОС во время налива бензина в автоцистерны.

Справочная литература

[65], [67]

5.17.18 Герметичный настил на нефтеперерабатывающем объекте

Описание

Обращение с материалами, используемыми на НПЗ, зачастую приводит к случайным разливам, которые загрязняют почву, поверхностные или подземные воды. Мощение и бордюрное покрытие участка, где обрабатываются нефтепродукты необходимы для устранения возможного разлива материала.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение загрязнения почвы и направление любого разлива продукта в место скопления некондиционной нефти. Такой подход сводит к минимуму объем образующихся отходов и позволяет собирать и утилизировать материал.

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение почвы и дождевой воды.

Пример завода(-ов)

Многие НПЗ Европы применяют такой подход.

Справочная литература

[67]

ПРОЕКТ DRAFT

5.17.19 Автоматизированная установка тактового налива

Техническое описание

Автоматизированная установка тактового налива (АУТН) предназначена для прямого взвешивания и налива различных типов нефтепродуктов в цистерны через наливные телескопические трубы, а также для удаления и рекуперации па-ров из зоны загрузки. Эстакада точечного налива нефтепродуктов отвечает современным требованиям, особенно с точки зрения: техники безопасности и взрыво- пожаробезопасности производства; охраны окружающей воздушной среды; автоматизации режима налива и точности регистрации количества, окружаемых нефтепродуктов; предотвращения смешивания продуктов при наливе и смене продуктов: автоматизации изготовления транспортных документов; зашиты от переполнения: высокой степени надежности работы наливного оборудования; степени механизации маневровых работ и точности установки цистерн на позиции налива.

Достигнутые экологические выгоды

Высокий уровень автоматизации процесса, наличие блокировок и специальных систем противоаварийной защиты обеспечивает его безопасность, точный учет отгружаемой продукции. Установка обеспечивает полностью герметичный налив и оснащена современной системой фильтров, которая улавливает пары углеводородов и возвращает их обратно в систему. Это позволяет практически полностью исключать попадание в атмосферу вредных выбросов во время налива нефтепродуктов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На резервуарных парках и сливно-наливных для снижения выбросов в атмосферу углеводородов резервуары бензинового парков НПЗ оборудованы понтонами и азотными подушками, а сырьевого парка – плавающей крышей. Все резервуары возможно оборудовать отражательными дисками. Эффективность улавливания выбросов углеводородов составляет от 95 до 99 %.

Кросс-медиа эффекты

Эстакада тактового налива светлых нефтепродуктов требует специальной площадки и оборудования. (по опыту ТОО «АНПЗ» Эстакада тактового налива светлых нефтепродуктов строится на площади 20 га. Площадь застройки 0,415 га.).

Применимость

Незначительная потребность в обслуживающем персонале; наличии блокировок, исключающих аварийные ситуации или ошибочные действия

ПРОЕКТ DRAFT

персонала; способность приема всех типов и моделей отечественных цистерн, курсирующих по железнодорожным путям, включая перспективные модели.

Экономика

Эстакада тактового налива светлых нефтепродуктов требует специальной площадки и оборудования.

Эффект от внедрения

Исключение перегруза или перелива, сокращение потерь нефтепродуктов при отгрузке.

Экологический фактор

Пример завода(-ов)

В Республике Казахстан используется на ТОО «АНПЗ», планируется к постройке на ТОО «ПНХЗ» и некоторых европейских НПЗ.

5.18 Подготовка и переработка природного газа и попутного газа

5.18.1 Технологии сокращения выбросов ЛОС

Во время обычной эксплуатации терминалов природного газа и других процессов необходимо предотвращать выбросы природного газа в воздух. Технологии, которые необходимо рассмотреть для сокращения этих выбросов, приведены ниже:

- минимизируйте частоту использования элементов камеры пуска / приема скребка, работая с герметиками на высокой скорости, т.е. используйте условия эмульсионного режима;
- сведите к минимуму восстановление элементов с помощью приемников, содержащих несколько устройств;
- используйте вентиляционные приемники газа высокого давления для части процесса низкого давления для рекуперации газа путем рекомпрессии, прежде чем открывать доступ к элементам камеры пуска / приема скребка;
- сведите к минимуму случайную остановку и вентиляцию технологической установки (при необходимости, например, для целей технического обслуживания, сбоя и переналадки) с помощью соответствующего выбора и проектирования установки;
- избегайте использования хладагентов для контроля точки росы газа, которые представляют серьезную экологическую проблему;
- конденсация и сжигание верхних продуктов и любого газа, выделяемого из хранилищ и установок регенерации гликоля и метанола;
- применить программу обнаружения и устранения утечек (LDAR);
- поддерживать выбросы ЛОС, включая неорганизованные выбросы, в

ПРОЕКТ DRAFT

диапазоне 200-250 кг/ч (300-350 кг/м^3).

Справочная литература
[108]

5.18.2 Технологии сокращения сбросов

Описание
Следующие техники могут быть применены для сокращения сбросов:

– минимизация и контроль, по возможности, количества и уровеня загрязнения сточных вод, подлежащих очистке, т. е. сточных вод, поступающих в результате процесса переработки нефти и газа;

– использование трехфазного сепаратора для жидкостей из ловушки конденсата для контроля и минимизации содержания углеводородов в водной фазе;

– обработка кислой воды в установке отпарки кислых стоков (см. пункт 5.28.1)

– хранение технологических стоков установок регенерации гликоля или метанола и любые другие стоки с высоким содержанием БПК/ХПК отдельно от других потоков, например, поверхностных вод, и обработка их перед сбросом в систему сточных вод на объекте;

– применять методы управления водными ресурсами.

Методы, которые могут быть использованы при очистке сточных вод, описаны в разделе 5.27.

Достигнутые экологические выгоды
Достижимые уровни сбросов для хорошо функционирующих очистных сооружений сточных вод в пределах установки по производству природного газа приведены в таблице 5.38.

Таблица 5.38 – Типичная производительность канализационных очистных сооружений на установках по производству природного газа

Параметр воды/состав	Концентрация (ppm)	Нагрузка (кг/МНм^3 сырья)
Сточные воды		160 м^3/МНм^3
Общее содержание нефти	0,1 – 5	0,4 – 0,6
ООУ	60 – 100	3,5 – 12
ХПК	400	
Взвешенные вещества	25	
Фенол	0,1 - 0,5	
Примечание: Значения в настоящей таблице являются средними за день.		

Справочная литература
[67], [68].

ПРОЕКТ DRAFT

5.18.3 Технологии сокращения объемов образования отходов

Описание

Технологии, которые могут быть применены для сокращения образования отходов, включают:

– Возвращение использованных катализаторов, абсорбентов, адсорбентов и т.д.производителям на переработку.

– Осушка потока газа гликолем помогает удалять взвешенные частицы. Гликоль, содержащий воду, направляется в специализированное оборудование для обезвоживания и затем повторно используется для осушки газа.

– Некоторые газовые месторождения содержат пары ртути в очень низких концентрациях. Эта ртуть удаляется из газа в «холодной ловушке» (например, путем расширения газа) и извлекается в виде ртутьсодержащего осадка. Специализированная компания перерабатывает этот осадок путем обработки в установке вакуумной перегонки.

Справочная литература

[10], [51].

5.18.4 Удаление сероводорода амином из природного газа

Описание

Многие реакции могут протекать в процессе, когда H_2S поглощается водным смешанным раствором амина, главным образом путем переноса протонов, как показано ниже:

$RNH_2 + H_2S \rightarrow RNH^+ + HS^{-3}$ Где

$R'R'NH + H_2S \rightarrow R'R'NH_2^+ + HS^-$ $R = C(CH_3)_2CH_2OH$ $R' = CH_2CH_2OH$

Информация о применяемых аминах для удаленмя сероводородв из природного газа представлена в пункте 5.27.1.

Техническое описание

Если извлеченный поток газа H_2S не должен использоваться в качестве сырья для коммерческого применения, газ обычно передается в печь дожига остаточного газа, в которой H_2S окисляется до SO_2 и затем выбрасывается в атмосферу через дымовую трубу.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение концентрации H_2S в природном газе.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Восстановленный поток сероводородного газа может:

ПРОЕКТ DRAFT

– продуваться, сжигаться в факелах отработавших газов или современных бездымных факелах,

– сжигаться, или использоваться для производства элементарной серы или серной кислоты.

Кросс-медиа эффекты
См. пункт 5.27.1

Применимость
Полностью применим.

Экономика
См. пункт 5.27.1

Эффект от внедрения
В соответствии с параметрами процесса производства серы из природного газа.

Пример завода(-ов)
В настоящее время аминный процесс (также известный как процесс Гирдлера) является наиболее широко используемым методом удаления H_2S.

Справочная литература
[105], [116].

5.19 Процесс сепарации природного и попутного нефтяного газа

5.19.1 Сокращение летучих выбросов

Описание
Газогенераторные установки используют легкие соединения для выработки электроэнергии и, следовательно, с большей вероятностью производят выбросы летучих соединений. Использование двойных механических уплотнений на насосах, компрессорах и мешалках может снизить выбросы ЛОС. Использование клапанов с низкой скоростью утечки также может способствовать снижению выбросов ЛОС. Эта техника описана как комплексная мера в пункте 5.27.5, поскольку летучие оединения в выбросах образуются после всех процессов нефтепереработки, но она упоминается здесь, поскольку используемые легкие соединения приводят к относительно высокому уровню летучих выбросов.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигаемые экологические преимущества

Применяя указанные в настоящем пункте методы, можно значительно сократить летучие выбросы, такие как ЛОС, H_2S и другие соединения серы.

Технико-эксплуатационные данные

См. пункт 5.27.5

Кросс-медиа эффекты

См. пункт 5.27.5

Применимость

См. пункт 5.27.5

Экономика

См. пункт 5.27.5

Эффект от внедрения

Чтобы уменьшить потери продукта.

Пример завода(-ов)

Программы минимизации выбросов ЛОС имеются на многих европейских и неевропейских нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература

См. пункт 5.27.5

5.19.2 Технология отбензинивания газов (технология извлечения целевых углеводородных компонентов из газов) низкотемпературной сепарацией

Техническое описание

НДТ является технология извлечения углеводородов C_3+ низкотемпературной сепарацией при температурах от минус 10 до минус 25 °С и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов C_3+, а газовая - из метана и этана.

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации зависит от состава исходного газа, температуры и давления в низкотемпературном сепараторе. Чем ниже температура процесса и чем больше содержание в исходном газе тяжелых углеводородов, тем больше степень извлечения последних.

Продукцией является газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан), газ стабилизации.

EROFT DRAFT

Достигаемые экологические преимущества

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.39.

Таблица 5.39 – Технологические показатели пункта 4.2 при извлечении углеводородов методом низкотемпературной сепарации

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции (год)
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	≤0,1
Монооксид углерода (CO)	≤0,5
Метан (CH_4)	≤0,1
Углеводороды предельные (C_1 - C_5) (исключая метан)	≤0,5
Диоксид серы (SO_2)	≤0,2
Сероводород (H_2S)	≤0,01

Пример завода(-ов)

Технология имеет более двух примеров успешного внедрения на предприятиях переработки природного газа.

5.19.3 Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации или низкотемпературной конденсации и ректификации

Техническое описание

НДТ является технология извлечения углеводородов C_3+ низкотемпературной конденсациии углеводородного сырья (сырьевого природного газа) при температурах до минус 120 °С (температура на выходе из турбодетандера) и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз.

Продукцией являются: газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан).

Достигаемые экологические преимущества

Использование внешних холодильных циклов позволило достичь степени извлечения этана до 87 %, пропана - до 99 %, бутана и высших - до 100 %.

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при извлечении углеводородов методом низкотемпературной конденсациии или низкотемпературной конденсации и ректификации, и холодильного отделения, приведенных в таблице 5.40.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.40 – Технологические показатели пункта 4.3 воздух при извлечении углеводородов методом низкотемпературной конденсации или низкотемпературной конденсации и ректификации

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	≤0,1
Монооксид углерода (CO)	≤1,5
Метан (CH_4)	≤0,1
Углеводороды предельные (C_1 - C_5) (исключая метан)	≤0,1

5.19.4 Технологии сорбционного отбензинивания газов

Техническое описание

НДТ являются технологии сорбционного отбензинивания газов с возможностью применения: установки низкотемпературной абсорбции тяжелых углеводородных компонентов; установки деэтанизации; криогенной установки глубокой переработки сухого отбензиненного газа.

Абсорбционное отбензинивание газов, является технологией отбензинивания углеводородных компонентов на основе низкотемпературной сепарации, которая осуществляется при температуре в абсорбере на уровне от минус 20 °С до минус 60 °С (минимально до минус 100 °С).

Адсорбционное отбензинивание газов. Существует необходимость отбензинивания больших потоков газа с малым содержанием извлекаемых углеводородов (1 - 20 г/м^3). Для отбензинивания таких газов применяется адсорбционный процесс, к настоящему времени модифицированный в короткоцикловую адсорбцию (КЦА), при осуществлении которой одновременно с углеводородами извлекается и вода.

Достигаемые экологические преимущества

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сорбционном отбензинивании газов на установках низкотемпературной абсорбции, короткоцикловой адсорбции, установках деэтанизации, криогенной установке глубокой переработки сухого отбензиненного газа (таблица 5.41).

Таблица 5.41 – Технологические показатели пункта 4.4 при сорбционном отбензинивании газов

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	≤0,1
Монооксид углерода (CO)	≤0,2
Метан (CH_4)	≤1,4
Углеводороды предельные (C_1 - C_5) (исключая метан)	≤0,02

ПРОЕКТ DRAFT

5.19.5 Технология очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений

Техническое описание

НДТ является технология переработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и очистки ШФЛУ от сернистых соединений.

Достигаемые экологические преимущества

Применяя эту технологию, можно достичь показателей выбросов ЗВ в атмосферный воздух при переработке ШФЛУ и очистки ШФЛУ от сернистых соединений, приведенных в таблице 5.42.

Таблица 5.42 – Технологические показатели очистки ШФЛУ от сернистых соединений

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
Метан (CH_4)	≤0,1
Углеводороды предельные (C_1-C_5) (исключая метан)	≤0,2

5.19.6 Техника получения сжиженных углеводородных газов (СУГ)

Техническое описание

НДТ является техника получения СУГ с возможностью применения: установки низкотемпературного разделения газа, установки получения пропана и пропан-бутана.

Достигаемые экологические преимущества

Применяя эту технику, можно достичь показателей выбросов ЗВ в атмосферный воздух при получении СУГ, приведенных в таблице 5.43.

Таблица 5.43 - Технологические показатели при получении СУГ

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	≤0,05
Монооксид углерода (CO)	≤0,03
Метан (CH_4)	≤0,04
Диоксид серы (SO_2)	≤0,03

Пример завода(-ов)

Техника имеет более двух примеров успешного внедрения на предприятиях переработки природного газа.

PROJECT DRAFT

5.19.7 Технология выделения гелия из природного газа

Техническое описание

НДТ является технология выделения гелия из природного газа с возможностью применения: установки получения гелия, этана и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), установки получения гелиевого концентрата и выделения этановой фракции и ШФЛУ, установки ожижения гелия.

Достигаемые экологические преимущества

Применяя технологию производства гелия из природного газа, можно достичь показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.44.

Таблица 5.44 – Технологические показатели пункта 5.1.2 при выделении гелия из природного газа

Загрязняющее вещество	Удельный выброс, кг/т продукции в год
Оксиды азота (в пересчете на NO_2)	≤0,005
Монооксид углерода (CO)	≤0,004
Метан (CH_4)	≤0,04

5.19.8 Технология ректификационного разделения широкой фракции легких углеводородов (газофракционирующие установки)

Техническое описание

НДТ является технология разделения широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) методом ректификации на газофракционирующей установке (ГФУ) с использованием пара в качестве обогревающего агента по полной схеме переработки (получение в качестве продукции индивидуальных компонентов - пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан, C_6+ или их смеси), или по сокращенной схеме переработки (получение в качестве продукции - пропан, бутановая фракция, пентановая фракция или фракция C_5+).

Достигаемые экологические преимущества

При ректификационном разделении ШФЛУ на ГФУ с использованием пара в качестве обогревающего агента, можно достичь показателей потребления энергетических ресурсов, показателей норм расхода материально-технических ресурсов и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, приведенных в таблице 5.45.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.45 – Технологические показатели пункта 5.2.2 - Показатели потребления энергетических ресурсов, показатели норм расхода материально-технических ресурсов и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух технологии разделения ШФЛУ на ГФУ и дополнительной азеотропной осушки пропана (АОП)

Показатель	Единицы измерения	ГФУ	АОП
Электроэнергия, не более	кВтч/1000 м^3	10	2,3
Тепловая энергия, не более	Гкал/1000 м^3	0,50	0,70
Расход сырья на вырабатываемую продукцию, не более	Кг/тонну	1100	1003
Удельные показатели выбросов ЗВ, не более:			
Метан	г/т сырья	18	0
Углеводороды предельные C_2 - C_5	г/т сырья	160	20
Спирт метиловый	г/т сырья	0	0,08

5.20 Системы охлаждения

5.20.1 Воздушное охлаждение

Достигнутые экологические выгоды

Основное преимущество использования воздухоохладителей по сравнению с водными холодильниками заключается в том, что не требуется дополнительная среда.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Основным недостатком является то, что обычно требуется больший участок по сравнению с водными охладителями (5-30 м^2/МВт). Требуется электричество, но затраты на техническое обслуживание минимальны.

Кросс-медиа эффекты

Воздушное охлаждение, как правило, производит больше шума, чем водяное охлаждение. Уровень шума, создаваемого вентилятором воздушного охладителя, составляет 97–105 дБ(А) у источника.

Применимость

Воздушного охлаждения может быть достаточно для удовлетворения потребностей в охлаждении в некоторых частях процесса нефтепереработки. Условия окружающей среды ограничивают уровни температуры, которые могут быть достигнуты. Климатические условия (жаркий климат или температура ниже 0 ° C) обычно ограничивают его использование. Кроме того, вентиляторы не могут быть расположены вблизи зданий, так как может произойти короткое замыкание в воздухе.

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Воздушные охладители воздуха могут быть дорогими. Минимальные затраты на техническое обслуживание.

Пример завода(-ов)

Существуют много примеров применения на нефтеперерабатывающих заводах ЕС.

Справочная литература

[62], [63], [26].

5.20.2 Разделение охлаждающих и технологических вод

Описание

Поскольку технологические воды, как правило, более загрязнены, чем охлаждающие воды, важно поддерживать их разделение. Только в тех случаях, когда охлаждающие воды нуждаются в обработке (системы рециркуляции), их следует смешивать, и то только в нужном месте (после первичной обработки технологических вод).

Достигнутые экологические выгоды

Сегрегация потоков уменьшает загрязнение охлаждающей воды нефтью, поступающей из других вод. Это увеличивает извлечение нефти установкой очистки сточных вод.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нет полученной информации.

Кросс-медиа эффекты

Воздействия на различные компоненты окружающей среды не были обнаружены.

Применимость

Установки очистки сточных вод, которые первоначально были рассчитаны на совместную обработку потока технологической воды и потока охлаждающей воды, возможно, придется модифицировать после разделения потоков, чтобы эффективно обрабатывать образующиеся более чистые и более концентрированные сточные воды.

Экономика

Сегрегация может быть очень дорогостоящей, отчасти в существующих установках.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Предотвратить загрязнение охлаждающей воды технологическими водами, которые обычно более загрязнены, и избежать разбавления технологических вод перед их обработкой. Некоторые темы, связанные с загрязнением воды из систем охлаждения, уже были изучены в процессах ОСПАР и ХЕЛКОМ (регион Северного и Балтийского морей).

Справочная литература

[62], [63].

5.20.3 Предотвращение утечки нефти в охлаждающую воду

Описание

Потери нефти из-за утечек могут быть сведены к минимуму благодаря непрерывному мониторингу, связанному с системой обнаружения утечек и ремонта.

Первый шаг включает в себя мониторинг сепараторов охлаждающей воды на предмет накопления нефтепродуктов. Если обнаружена утечка нефтепродуктов, то необходимо будет проследить ее через систему, чтобы определить источник утечки, чтобы можно было принять корректирующие меры. Для этой деятельности необходимы подробные системные чертежи и блок-схемы. Состав нефтепродукта («отпечатки пальцев») также может ускорить идентификацию утечки.

Этот метод лучше поддерживается и более эффективен, когда в различных точках системы охлаждения воды установлены мониторы для нефтепродуктов. Это позволяет быстро обнаруживать утечки и принимать корректирующие меры. Более подробная информация приведена в Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение утечки нефти в охлаждающую воду

Эффект от внедрения

Обнаруживает и исправляет утечки нефтепродуктов в охлаждающую воду.

Справочная литература

[63], [26].

5.21 Энергетическая система

5.21.1 Методы проектирования

Меры, которые могут быть приняты для улучшения интеграции и

ПРОЕКТ DRAFT

рекуперации тепла и повышения эффективности, рассматриваются в качестве общего вопроса в справочном документе по энергоэффективности (ENE) [65]. Более конкретно, методы, применимые к нефтеперерабатывающим заводам, включают (неполный перечень):

– Общие меры по снижению энергопотребления, такие как оптимизированная интеграция тепла и повышение эффективности печи в сочетании с компьютерным управлением сжиганием. Это приведет к снижению расхода топлива на тонну переработанной сырой нефти.

– Установка котлов-утилизаторов в нагревателях.

– Установка расширителей/рекуперации мощности, например, в блоке установки ФКК.

– Расширенные зоны теплообменников, в которых холодные потоки предварительно нагреваются потоками теплого продукта непосредственно из технологических процессов.

– Прямая подача промежуточных продуктов в технологические процессы без охлаждения и хранения. С точки зрения энергосбережения всегда полезно утилизировать отработанное тепло горячих продуктов установки дистилляции сырой нефти, например, путем последующей подачи их непосредственно в нижестоящие установки, а не охлаждать их для хранения и последующей подачи в нижестоящие установки из резервуаров.

– Балансировка паровых и нефтеперерабатывающих топливных газовых систем.

– Оптимизация производства энергии (см. раздел 3.21).

Достигнутые экологические выгоды

Тепловая интеграция технологических систем гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению. На нефтеперерабатывающем заводе важно максимально интегрировать тепло на заводе, чтобы свести к минимуму расходы на отопление и охлаждение. Таким образом, значительное количество продуктов может быть продано вместо сжения. Методы интеграции/рекуперации тепла непосредственно приводят к снижению выбросов CO_2, NO_X, взвешенных частиц и SO_2 (для выбросов в атмосферу из энергетической системы см. раздел 3.21).

Кросс-медиа эффекты

Обмен теплом между процессами подразумевает передачу технологического возмущения от одного процесса энергетического процесса к другому. Это может повлиять на безопасность, поэтому могут потребоваться системы контроля устойчивости.

Применимость

Отработанное тепло в изобилии используется на нефтеперерабатывающих

ПРОЕКТ DRAFT

заводах, а также пар низкого/среднего давления и низкой температуры. Любые усилия по рекуперации отработанного тепла в виде пара низкого давления/низкой температуры бессмысленны, если нет дополнительного использования полученного дополнительного пара. Варианты использования этого тепла должны быть тщательно определены и квалифицированы. Для теплообменников требуется место. Выявление и использование возможностей или синергии для совместного использования энергии за пределами нефтеперерабатывающего завода иногда затруднительно и требует поиска партнеров.

Экономика

Имеет экономический смысл максимизировать интеграцию тепла на заводе и, как следствие, минимизировать требования к отоплению и нагрузку на систему охлаждения. Интеграция/рекуперация тепла дает возможность снизить затраты на электроэнергию (50 % от общих эксплуатационных затрат нефтеперерабатывающих заводов), но при анализе интеграции тепла необходимо учитывать стоимость теплообменников и трубопроводов.

В таблице 5.46 приведены различные примеры инвестиций для увеличения площадей теплообменных поверхностей («надстроек») существующих установок и, при наличии, соответствующих сроков окупаемости.

Таблица 5.46 – Примеры инвестиций в увеличение теплообмена, о которых сообщалось на нефтеперерабатывающих заводах Европейского Союза

Ссылка[1)]	Тип установки	Рекуперация энергии	Инвестиционные затраты, евро в год	Срок окупаемости, год
[14]	Атмосферная дистилляция	10 т/ч пара	1,2 миллиона	-
[26]	Накладные расходы дебутанизатора	5,3 МВт	200000 (2003)	<1,5
[39]	Гидроочистка дизельного топлива	2000 ТЕР/год	2,5 млн (2006)	6
	Гидроочистка дизельного топлива	400 ТЕР/год	400000 (2006)	4
	Перегонка сырой нефти	6600 ТЕР/год	3 млн (2006)	6
[1)] Справочный номер отчета объекта.				

Эффект от внедрения

Экономия затрат за счет снижения расхода топлива.

Пример завода(-ов)

Методы широко применяются на нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература

[9], [24], [53], [65].

ПРОЕКТ DRAFT

5.21.2 Управление паром и снижение потребления пара

Описание

Пар, используемый для зачистки, создания вакуума, распыления и обогрева, обычно теряется в сточных водах и в атмосфере. Пар, используемый для производства механической и/или электрической энергии и отопления, обычно рекуперируется в виде конденсата в системах HP-, MP- и LP-конденсата и собирается в резервуаре для хранения конденсата. Для оптимизации использования и снижения расхода пара может быть реализовано несколько методов.

– Уменьшение количества пара для отпаривания, когда это не является строго необходимым, является не только частью рационального управления энергией, но и вариантом сокращения образования сточных вод. Отпаривающий пар обычно используется с учетом спецификации температуры вспышки и улучшения фракционирования в колоннах. Один из способов снижения как объема кислой воды на отпарной колонне, так и используемых химических реагентов на установках, расположенных выше по потоку, считается использование ректификационной колонны с боковой стриппинг секцией вместо отпарной колонны для отпаривания бокового отгона, в особенности легких фракций. Однако, большая часть пара используется для очистки дна колонны, которое не может быть прокипячено каким-либо другим способом, поэтому уменьшение количества конденсированного пара в любом случае будет ограничено, кроме того, очистка намного лучше в потоке пара, чем в условиях повторного кипячения, потому что удаляется более летучая фракция.

– Там, где инертный газ, такой как N_2, доступен по экономичной цене, он может быть альтернативой водяному пару для операций по зачистке, особенно для более легких продуктов.

– Оптимизация производства пара также может быть достигнута за счет рекуперации отработанного тепла в котлах-утилизаторах из горячих дымовых газов (например, дымовых труб) и потоков горячих продуктов (в соответствии с методами, приведенными в разделе 3.23).

– Некоторые объекты сообщают об интересных инициативах, связанных с систематическими программами проверки очень большого числа клапанов для отвода конденсата пара, которые обычно устанавливаются на нефтеперерабатывающих заводах. Эти программы состоят из ранжирования всех клапанов с учетом вызванного потребления пара и оценки всех критических клапанов с технологической и экономической точек зрения. Мероприятия по обнаружению и ремонту утечек связаны с программой («паровые ловушки»).

Достигнутые экологические выгоды

Снижение потребления пара снижает общее потребление энергии и сводит к минимуму конденсаты, что положительно влияет на образование сточных вод. Сокращение потребления энергии при производстве пара приведет к снижению

ПРОЕКТ DRAFT

потребности в энергии и, следовательно, к снижению выбросов в атмосферу.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На одном из французских объектов в 2008 году была проведена программа «паровая ловушка», включающая систематическое картографирование систем дренажных клапанов, которая охватывает 20000 единиц оборудования. На момент написания этой статьи (2010 год) с момента начала программы было сэкономлено около 30 т пара/час. Такой же подход был применен на британском объекте, где с 2008 года была задействована специальная команда, которой удалось сократить потери пара в атмосферу примерно на 50000 т/год.

Кросс-медиа эффекты

Уменьшение количества сточных вод из паровых конденсатов.

Экономика

Упомянутая программа соответствует общим ежегодным инвестициям, оцениваемым в 450000 евро.

Эффект от внедрения

Экологическая движущая сила, направленная на энергосбережение и связанное с этим снижение выбросов в атмосферу и сбросов воду.

Пример завода(-ов)

Применение можно найти на некоторых нефтеперерабатывающих заводах.

Справочная литература

[8] .

5.21.3 Увеличение потребления газа

Описание

Альтернативой сокращению выбросов SO_2, NO_X, CO_2 и металлов с НПЗ или ГПЗ может быть замена или сокращение использования жидкого технологического топлива сжиженным газом (часто производимым на заводе), топливным газом НПЗ (получаемым с помощью некоторых методов конверсии) или природным газом (из внешних источников). Это увеличение использования газа, как правило, сопровождается балансом и контролем системы топливного газа НПЗ между подходящими пределами давления, чтобы обеспечить вариативность системы, при этом подпитка топливного газа НПЗ осуществляется из чистых видов топлива, таких как сжиженный газ или природный газ. В этих случаях необходимы современные средства управления, которые оптимизируют производительность топливного газа НПЗ.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Котлы и печи сжигания вырабатывают значительные выбросы CO_2, SO_2, NO_X и взвешенных частиц, особенно при использовании тяжелого дизельного топлива. Газовые котлы практически не выделяют сажи и не выделяют SO_2 при очистке топливного газа НПЗ в аминных скрубберах. Выбросы NO_X также значительно ниже, чем у котлов, работающих на мазуте.

Из-за низких концентраций SO_2 в дымовых газах газовых котлов температура выбросов в дымовой трубе может быть снижена до 150 °C (коррозия точки росы меньше или больше не является ограничением). Более низкая температура дымовых газов представляет собой разницу в энергоэффективности и снижении выбросов CO_2.

Полный переход на 100 % газовое топливо нефтеперерабатывающий завод значительно сократит выбросы SO_2, CO_2 и NO_X. Выбросы тяжелых металлов также будут сокращены. Кроме того, при использовании газа образуется очень мало сажи и очень низкие выбросы SO_2, так как часть нефтеперерабатывающих газов очищается в аминных скрубберах (см. следующий раздел). Выбросы серы значительно ниже, когда вместо дистиллята используется чистый нефтеперерабатывающий топливный газ, такой как автомобильный газойль, он в 10-20 раз лучше, чем обычный мазут с низким содержанием серы (1 %).

Газообразное топливо обычно выделяет меньше NO_X на единицу энергии по сравнению с жидким топливом, особенно жидким нефтеперерабатывающим топливом. Для газообразного топлива обычно имеет значение только термический NO_X; однако выбросы NO_X будут зависеть от состава газообразного топлива. Сжигание нефти обычно приводит к более высоким уровням выбросов NO_X по нескольким причинам, особенно в связи с топливным NO_X, обусловленным содержанием азота, необходимости сбалансировать выбросы NO_X и взвешенных частиц, и частых требований к конструкции для сжигания в сочетании с газом.

Вкратце, преимущества перехода на 100 % газовый нефтеперерабатывающий завод приведены ниже.

– Выбросы SO_2 из энергетической системы будут резко сокращены. Эти выбросы от нефтеперерабатывающего газа будут очень низкими и практически нулевыми для природного газа. Основной составляющей «колпака» на нефтеперерабатывающих заводах будет в основном обусловлен выбросами из других источников (УПС, установка ФКК, факелы и т.д.)

– Выбросы взвешенных частиц, включая тяжелые металлы, будут сокращены.

– Уровни NO_X, обычно достигаемые при сжигании газа, будут снижены до уровней, обычно достигаемых при сжигании газа для технологий производства энергии, и, следовательно, другие источники, такие как каталитический крекинг, станут преобладающими источниками выбросов на нефтеперерабатывающем заводе.

ПРОЕКТ DRAFT

– Сокращение выбросов CO_2 достигается главным образом за счет более низкого содержания углерода в газе, более высокой теплотворной способности и, кроме того, за счет более высокой достижимой эффективности (дымовые газы могут быть дополнительно охлаждены).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

На рисунке 5.33 показана очень четкая корреляция между долей газообразного топлива, сжигаемого в энергобалансе площадки, и удельными выбросами NO_X и SO_2, достигнутыми выборкой из 55 европейских нефтеперерабатывающих заводов в период 2007-2008 годов.

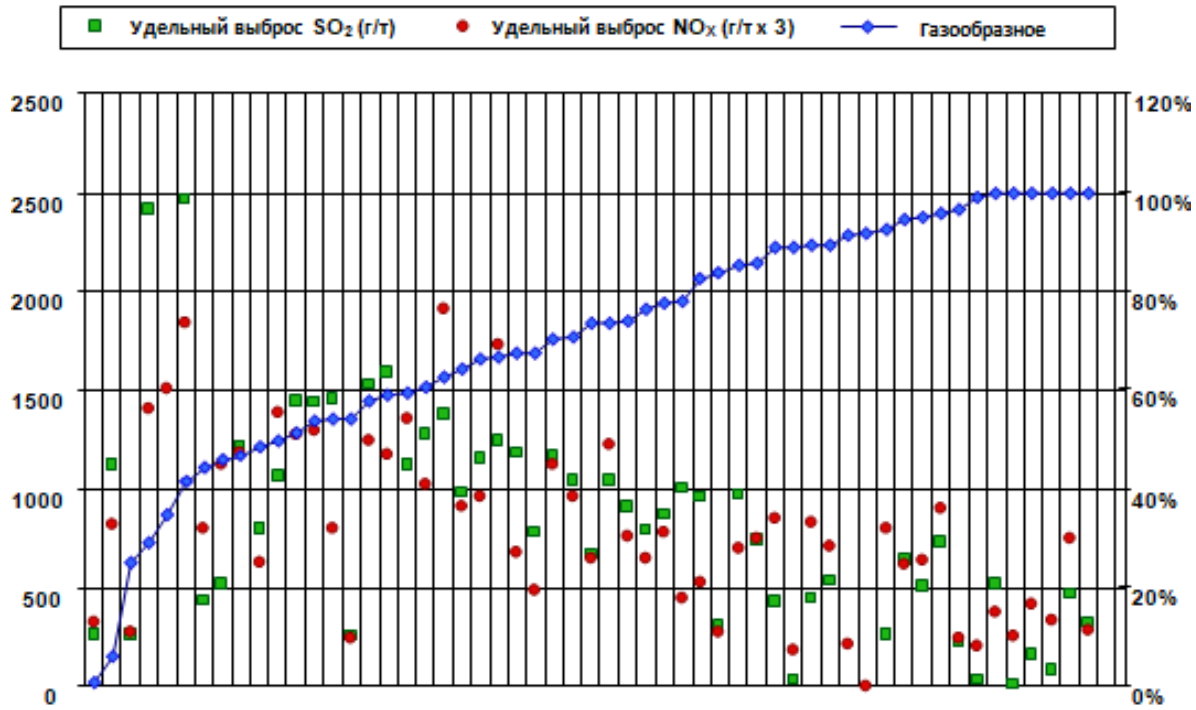


Рисунок 5.33– Соотношение между частицами топливной смеси и удельными выбросами NO_X и SO_2 для выборки европейских нефтеперерабатывающих заводов

На рисунке 5.34 показаны текущие соответствующие виды использования газа и нефти в энергетической системе для выборки европейских нефтеперерабатывающих заводов. Исходя из этих данных, в 2008 году средний процент сжигания газа составлял около 75 %, а нефти-около 25 %. При сжигании нефти соответствующее среднее содержание серы составляло 1,06 %.

Эта информация согласуется с отчетом CONCAWE по выбросам диоксида серы [21], показывающим снижение потребления нефти с 28,5 % в 1998 году до 19,1 % в 2006 году и среднее содержание серы 1,33 % в 2006 году.

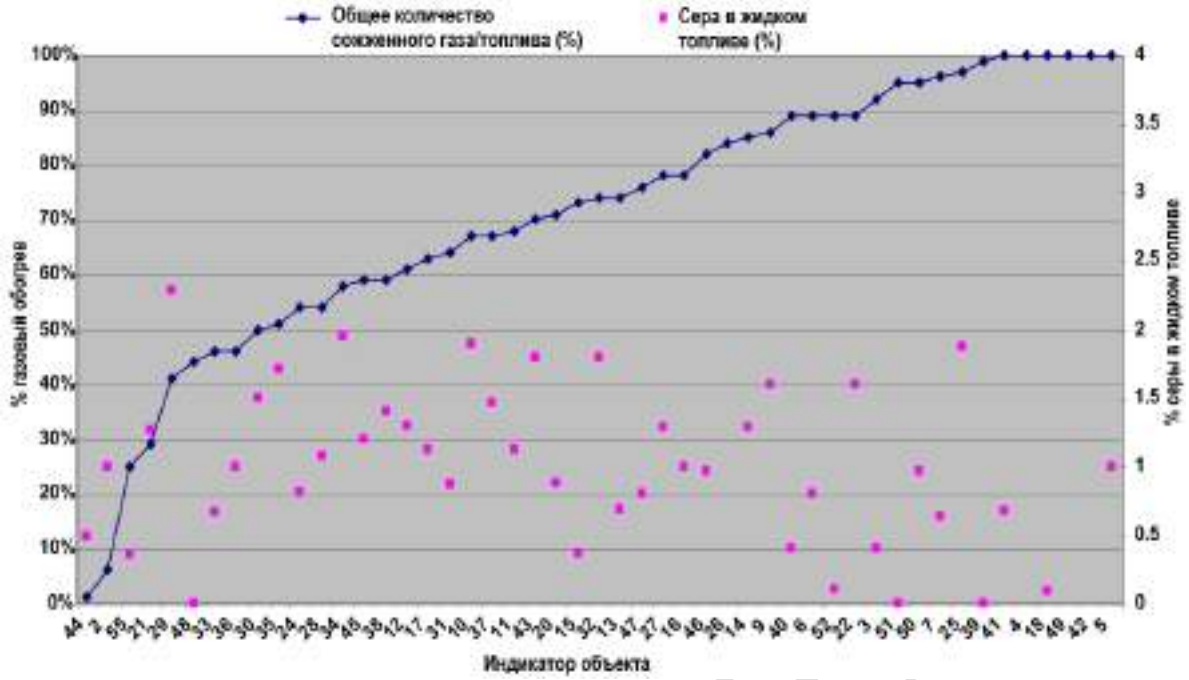


Рисунок 5.34 - Процентное содержание серы в газе и нефти в выборке данных технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год

Кросс-медиа эффекты

Считается, что замена остаточного топлива газом приводит к дальнейшему избытку остатка, который должен учитываться в любом интегрированном решении для топливной системы нефтеперерабатывающего завода. Эти остаточные виды топлива могут быть неправильно сожжены за пределами нефтеперерабатывающего завода, поэтому выбросы, произведенные таким образом, можно рассматривать как просто перенос выбросов наружу, а не устранение. Также, конверсия тяжелых фракций в легкие продукты и целевые показатели для более низких характеристик серы топлива требуют значительных дополнительных затрат энергии. Это приведет к неизбежному увеличению выбросов CO_2, если только CO_2 не будет улавливаться.

В первом приближении выбросы NO_X могут быть увеличены за счет использования водорода, самых тяжелых газообразных углеводородов и остаточного топлива, содержащего связанный топливный азот. Топливо с высоким содержанием водорода приводит к повышению температуры пламени, что обычно приводит к повышению уровня NO_X. Хотя не весь топливный азот в конечном итоге образует выбросы NO_X, доля NO_X в топливе может варьировать от несуществующего, как в случае оборудования, работающего на природном газе, до в несколько раз превышающего долю теплового NO_X оборудования для нефтеперерабатывающих заводов. Топливный газ НПЗ может содержать амины (соединения азота) и другие соединения. В литературе имеются корректирующие коэффициенты для выбросов NO_X в зависимости от содержания связанного азота в тяжелых дизельных топливах. Общепризнанная ссылка на этот вопрос содержится в руководящем документе «BesluitEmissie-

ПРОЕКТ DK

EissenStookinstallatiesMilieubeheerA» (BEES), опубликованном компетентными органами Нидерландов в 1987 году. Коэффициент корреляции (применяемый только к существующим установкам), предложенный в BEES, показан на рисунке 5.35.

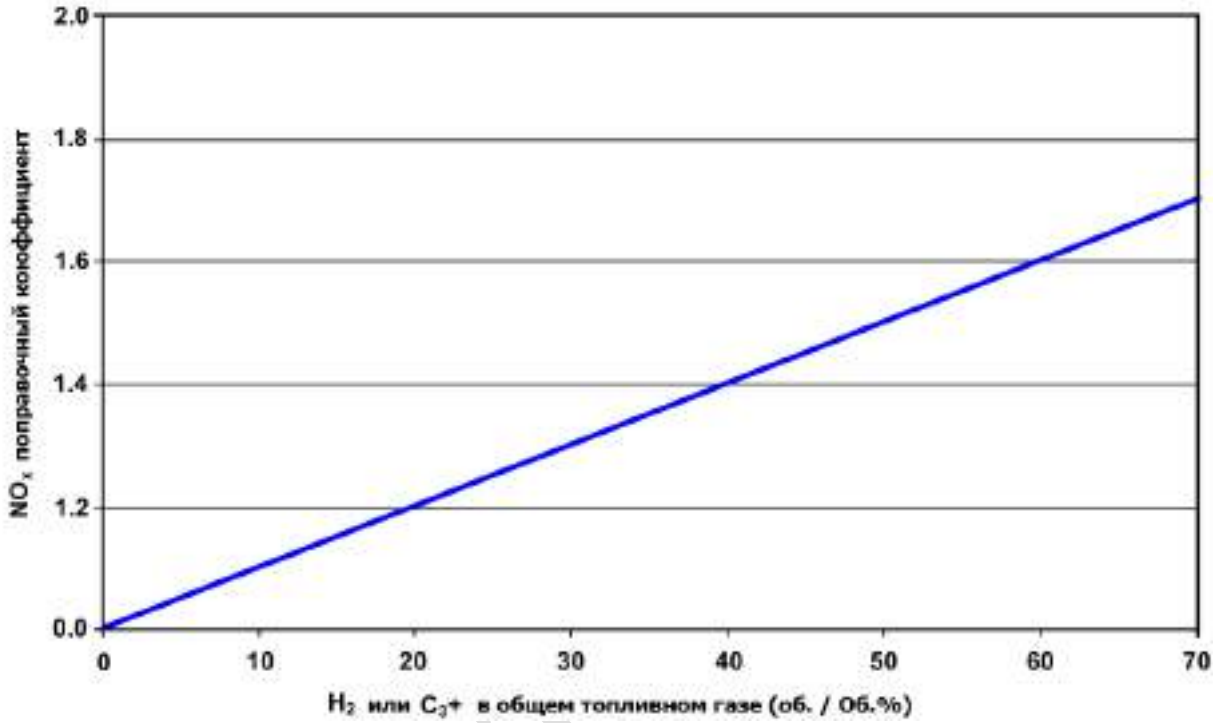


Рисунок 5.35– Влияние состава топливного газа нефтеперерабатывающего завода на выбросы NO_X (применяется только к существующим установкам)

Поправочный коэффициент, предложенный в документе BEES, складывается из комбинации двух факторов, умноженных вместе. Первый объясняет содержание водорода, а второй относится к углеводородам, имеющим углеродное число больше трех.

Тем не менее, линейное соотношение образования NO_X с содержанием водорода в газообразном топливе не может быть непосредственно применена: изменчивость выбросов также связана с изменением качества и количества газа, а также с различными типами установок [66].

Дополнительную информацию о методах переработки тяжелых фракций в топливный газ НПЗ можно найти в разделах коксования и разделах процессов гидропереработки.

Применимость

Переход с жидкого топлива на газовое потребует модернизации технологических процессов и подключения к газовым сетям. Некоторые газы используются локально, т.е. в процессе происхождения или смежном процессе, но большинство нефтеперерабатывающих заводов используют общую магистраль топливного газа НПЗ, в которую подается большая часть топливного

ПРОЕКТ

газа НПЗ и передается потребителям газа. На современном нефтеперерабатывающем заводе магистрали топливного газа НПЗ тщательно «сбалансированы» по отношению к спросу и предложению; необходимая гибкость достигается за счет контроля производства (например, пропускная способность установки риформинга, испарение сжиженного газа). Взаимосвязь с факельной системой нефтеперерабатывающего завода важна, топливного газа НПЗ обычно включает газ, полученный от рекуперации факельного газа. Он также может выделять избыточный газ в факел, если превышен верхний предел давления. Применение концепций энергосбережения может помочь нефтеперерабатывающим заводам удовлетворить все свои потребности в газе, производимом собственными силами.

EPA США недавно достигло ряда мировых соглашений (называемых гражданскими судебными соглашениями о партнерстве или Постановлениями о согласии) с крупными компаниями на уровне компании или участка, чтобы исключить или свести к минимуму использование твердого и жидкого топлива во всех котлах и нагревателях, эксплуатируемых на нефтеперерабатывающих заводах [45]. В соответствии с этими принятыми соглашениями использование твердого/жидкого топлива допускается только в периоды сокращения потребления природного газа.

В настоящее время ряд европейских нефтеперерабатывающих заводов также перешли на 100 % - ный газ с аналогичными условиями работы.

Экономика

Стоимость перехода на газ может достигать 30 млн евро в год для нефтеперерабатывающего завода мощностью 10 т/год.

Для использования сжиженного нефтяного газа вместо мазута приблизительные капитальные затраты незначительные (некоторое повторное сжигание), а приблизительные эксплуатационные расходы в год составляют 120 евро за тонну топлива (разница в стоимости между сжиженным нефтяным газом и мазутом). Однако эксплуатационные расходы могут значительно варьироваться в зависимости от сезона года и от цены сжиженного газа на рынке.

Для использования природного газа вместо мазута приблизительная капитальная стоимость установки составляет около 4 млн фунтов стерлингов. Приблизительные эксплуатационные расходы в год могут варьироваться от менее 50 евро за тонну до более 100 евро за тонну (разница в стоимости природного газа и мазута). Также, эксплуатационные расходы могут значительно варьироваться в зависимости от сезона года и рынка.

Использование газообразного топлива вместо мазута может иметь экономические выгоды, подробный расчет представлен в Приложении 1.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов CO_2, NO_X, SO_2 и взвешенных частиц (включая металлы).

ПРОЕКТ DRAFT

Пример завода(-ов)

В 2008 году на половине нефтеперерабатывающих заводов ЕС доля сжигания газа (топливный газ НПЗ + природны газ) составляла более 75 %.

Очень немногие европейские предприятия полагаются на более чем 25 % тяжелого жидкого топлива для собственного энергоснабжения.

Справочная литература

[67], [68], [53], [69], [9], [70].

5.21.4 Гидроочистка жидкого топлива НПЗ

Описание

Содержание азота, серы, взвешенных частиц и металлов в топливе, используемом на нефтеперерабатывающих заводах, определяется сырой нефтью, используемой на нефтеперерабатывающем заводе, и технологическими установками, через которые она прошла. Потоки жидкого топлива НПЗ образуются в результате различных процессов, таких как установки для дистилляции сырой нефти, вакуумная дистилляция, термический крекинг, каталитический крекинг и гидрокрекинг остатков. За исключением последнего содержание серы в этих остатках может контролироваться только выбором исходного сырья. Как правило, жидкое технологическое топливо может содержать одну или несколько вышеупомянутых фракций, и содержание серы может сильно варьироваться. В таблице 5.47 приведено содержание серы, азота и металлов в различных фракциях, пригодных для использования в качестве жидкого технологического топлива.

Таблица 5.47– Содержание серы, азота и металлов в фракциях, пригодных для использования в качестве жидкого технологического топлива

Фракция, пригодная для использования в качестве жидкого нефтеперерабатывающего топлива	Происхождение сырой нефти	S, %	N, %	Содержание металла, %
Атмосферный осадок	Северное море	0,6 – 1,1	0,03 – 0,32	0,03 – 0,06
Атмосферный осадок	Ближний Восток	2,3 – 4,4		0,04 – 0,06
Вакуумный остаток	Северное море	1,1 – 1,8	0,18 – 0,58	
Вакуумный остаток	Ближний Восток	3,6 – 6,1		0,07 – 0,13
Крекинг остаток	Ближний Восток	3,5 – 6,5		

Основываясь на реакциях гидрирования, гидроочистка топлива может снизить содержание серы, азота и металлов во фракциях нефтеперерабатывающего завода. Гидроочистка жидкого топлива позволяет снизить содержание серы до 0,03 – 1 %. Этот метод представляет собой оперативное изменение в предкамере, обрабатывающей сырье перед его

DRAFT

использованием.

Достигнутые экологические выгоды

Гидроочистка топлива снижает содержание азота, серы и металлов в сырье, что, в свою очередь, снижает выбросы SO_2, NO_X и взвешенных частиц. Было подсчитано, что, перейдя на мазут с содержанием серы 1 % или менее, нефтеперерабатывающие заводы Великобритании могут сократить выбросы SO_2 на 19–64 %. Преимуществом перехода на топливо с низким содержанием серы также является то, что он снижает потери тепла в дымовую трубу (инвестиции в дополнительные теплообменники или поверхность теплообменника, которые необходимо сделать), поскольку коррозия точки росы минимизируется или больше не является ограничением.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В литературе имеются корректирующие коэффициенты для выбросов NO_X в зависимости от содержания связанного азота в тяжелых дизельных топливах. Общепризнанная ссылка на этот вопрос содержится в руководящем документе «Besluit Emissie - Eissen Stookinstallaties MilieubeheerA» (BEES), опубликованном компетентными органами Нидерландов в 1987 году. Коэффициент корреляции (применяемый только к существующим установкам), предложенный в BEES, показан на рисунке 5.36.

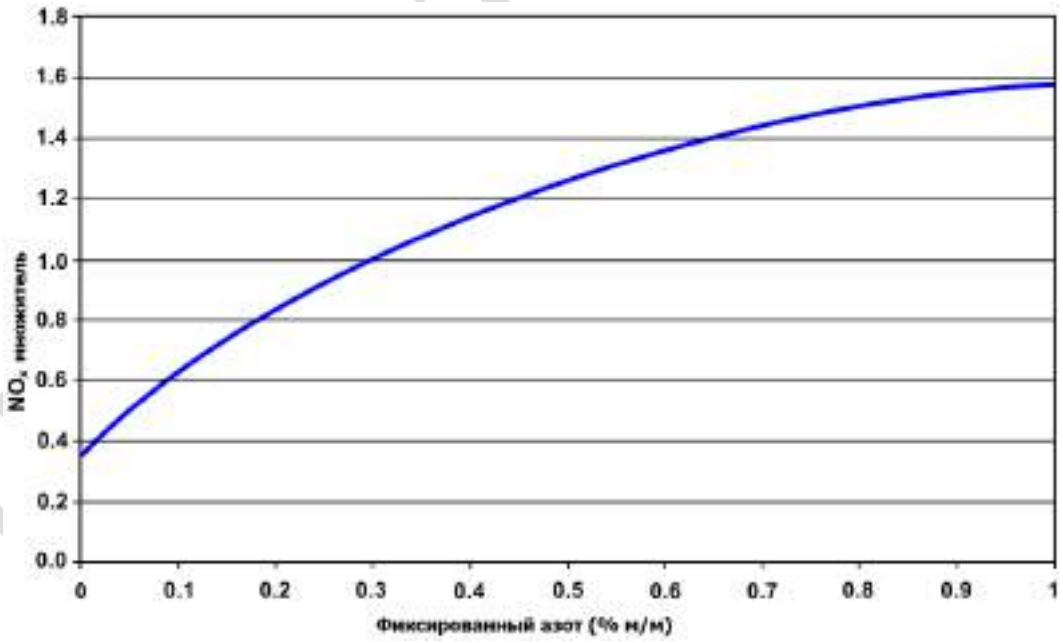


Рисунок 5.36 – Влияние концентрации связанного азота на выбросы NO_X при сжигании мазута

Кросс-медиа эффекты

Гидроочистка топлива — это очень энергоемкий процесс, который потребляет водород и, следовательно, приводит к увеличению выбросов CO_2.

ЧЕРНОВИК

Кроме того, образуются сточные воды и отходы (использованный катализатор).

Применимость

Полностью применим.

Экономика

Интенсивная гидроочистка обходится очень дорого, что увеличивает стоимость жидкого топлива НПЗ. В таблице 5.48 приведен пример затрат на процессы десульфурации жидкого топлива НПЗ.

Таблица 5.48 – Затраты на десульфурацию жидкого топлива НПЗ

Мощность нефтеперерабатывающего завода	5 млн т/год
Топливо, используемое на нефтеперерабатывающем заводе	120 000 т/год жидкого топлива НПЗ 180 000 т/год топливного газа НПЗ
Объем выделенного дымового газа	1,68 x 10^9 $Нм^3$/год
Выбросы серы	5000 мг/$Нм^3$ (для жидких топлив НПЗ с 3 % S) , что составляет 8400 т/год (750 мг/$Нм^3$ с гидроочисткой)
Эффективность десульфуризации	До 85 %
Инвестиционные затраты (евро)	100 – 300 млн
Эксплуатационные расходы (евро/год)	20 – 50 млн

Эффект от внедрения

Оптимизация оснащенности НПЗ.

Пример завода(-ов)

Количество нефтеперерабатывающего газа, сжигаемого нефтеперерабатывающими заводами по сравнению с жидким топливом, в пересчете на мегаватты, обычно составляет от 60 % топливного газа НПЗ до 40 % жидкого топлива НПЗ. Однако данные государственного реестра за 1996 год в Великобритании показывают, что на некоторых нефтеперерабатывающих заводах количество сжигаемого мазута приближалось к 60 %.

Справочная литература

[23], [12], [53],[71], [70].

5.21.5 Печи и котлы

Описание

Основные меры, рассмотренные в этом разделе для печей и котлов, приведены ниже (см. [67]):

ПРОЕКТ DRAFT

– Установка подогреватель воздуха горения, что позволяет значительно повысить КПД печи (более чем на 5 %).

– Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха).

– Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления (например, кислородная отделка).

– Минимизация потерь тепла через выхлопные газы (например, минимизация потерь тепла через несгоревшие газы (H_2, CO) или несгоревшие остатки, т.е. потери при прокаливании).

– Непрерывный контроль температуры и концентрации O_2 дымовых газов для оптимизации горения. Также может быть рассмотрен вопрос о мониторинге CO.

– Поддержание высокого давления в котле.

– Подогрев топлива, заправляемого в котлы.

– Подогрев питательной воды котла паром (см. также раздел 3.23).

– Предотвращение конденсации выхлопных газов на поверхностях.

– Минимизация собственных потребностей с помощью высокоэффективных насосов, вентиляционных отверстий и другого оборудования.

– Оптимизация условий горения.

– Методы контроля выбросов CO, такие как:

– исправная работа и контроль

– постоянная подача жидкого топлива во вторичное отопление

– хорошее смешивание выхлопных газов

– каталитическое дожигание.

– Регулярная очистка горячей трубки нагревателя от накипи и горячая конвекционная очистка (сухая обработка).

– Регулярная очистка поверхности нагрева (выдувание сажи) при сжигании жидкого или комбинированного топлива.

– Керамические покрытия для защиты технологических труб от окисления и предотвращения образования накипи.

– Огнеупоры с высокой излучательной способностью для улучшения теплопередачи, например, путем нанесения керамических покрытий.

Достигнутые экологические выгоды

В таблице 5.49–5.51 приведены достижимые уровни выбросов при осуществлении первичных мер в печах и котлах для каждого загрязнителя воздуха. Некоторые конкретные методы, такие как обессеривание дымовых газов с низким содержанием NO_X и другие, рассматриваются далее в этой главе. Значения в таблицах указаны в мг/Нм^3, достижимые при непрерывной работе

ПРОЕКТ DRAFT

(средние значения за полчаса) и основаны на 3%-ном объеме кислорода в отходящем газе, за исключением случаев, когда установлены другие. Более низкие значения в диапазонах, приведенных ниже для газа, относятся к сжиганию природного газа. Жидкое технологическое топливо относится к термическому крекинговому остатку, вакуумному остатку и т.д.

Таблица 5.49 – Ожидаемые выбросы CO из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо[1)]
Технологические печи	5 – 80	20 – 100
Котлы	5 – 80	20 – 100
Двигатели	10 – 150	
[1)] Для жидкого технологического топлива концентрация ниже 50 мг/Нм^3 достижима при температурах выше 800 °C с достаточной подачей и временем удерживания. Источник: [26]		

Таблица 5.50 – Ожидаемые выбросы NO_X из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо	
		0,3 % N	0,8 % N
Технологические печи	80 – 120 [1)] 250 в некоторых случаях модернизации в старые установки [2)]	280 - 450	280 – 450
Котлы		300 – 450	350 – 600
Двигатели	250 – 400	Нет данных	Нет данных
[1)] Сбор данных технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2010. Ожидаемые выбросы обусловлены множеством факторов, включая оптимизацию сжигания и конструкцию горелок. [2)] Вопросник по сбору данных технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2010 № 14			

Таблица 5.51 – Ожидаемые выбросы взвешенных частиц из печей и котлов с оптимальной горелкой и конструкцией

Источник	Газовое топливо	Жидкое технологическое топливо
Котлы и печи	<1	20 – 250

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Газовые нагреватели и котлы прямого нагрева обычно достигают тепловой эффективности более 85 %. Если применяется предварительный нагрев воздуха и продукты сгорания (дымовые газы) охлаждаются близко к точке росы, тепловая эффективность может достигать 90–93 %.

Среднее снижение расхода топлива примерно на 3 % было достигнуто за счет модернизации керамических покрытий на существующих трубах

ПРОЕКТ DRAFT

технологических печей (например, на печах каталитического риформинга и вакуумной дистилляции). Снижение на 2 % также наблюдалось после модернизации керамических покрытий с высокой излучательной способностью на существующих огнеупорах стенок печей парового риформинга. В обоих случаях соответствующее сокращение выбросов NO_X может быть оценено в 30 % для печей, оснащенных обычными горелками, и в 5 % для печей, оснащенных горелками с низким содержанием NO_X.

Кросс-медиа эффекты

Предварительный нагрев воздуха, как правило, увеличивает образование NO_X. В литературе имеются корректирующие коэффициенты для выбросов NO_X в зависимости от температуры предварительно нагретого воздуха. Общепризнанная ссылка на этот вопрос содержится в руководящем документе «Besluit Emissie-Eisse nStookinstallaties Milieubeheer A» (BEES), опубликованном органами Нидерландов в 1987 году. Коэффициент корреляции (применяемый только к существующим установкам), предложенный в BEES, показан на рисунке 5.37.

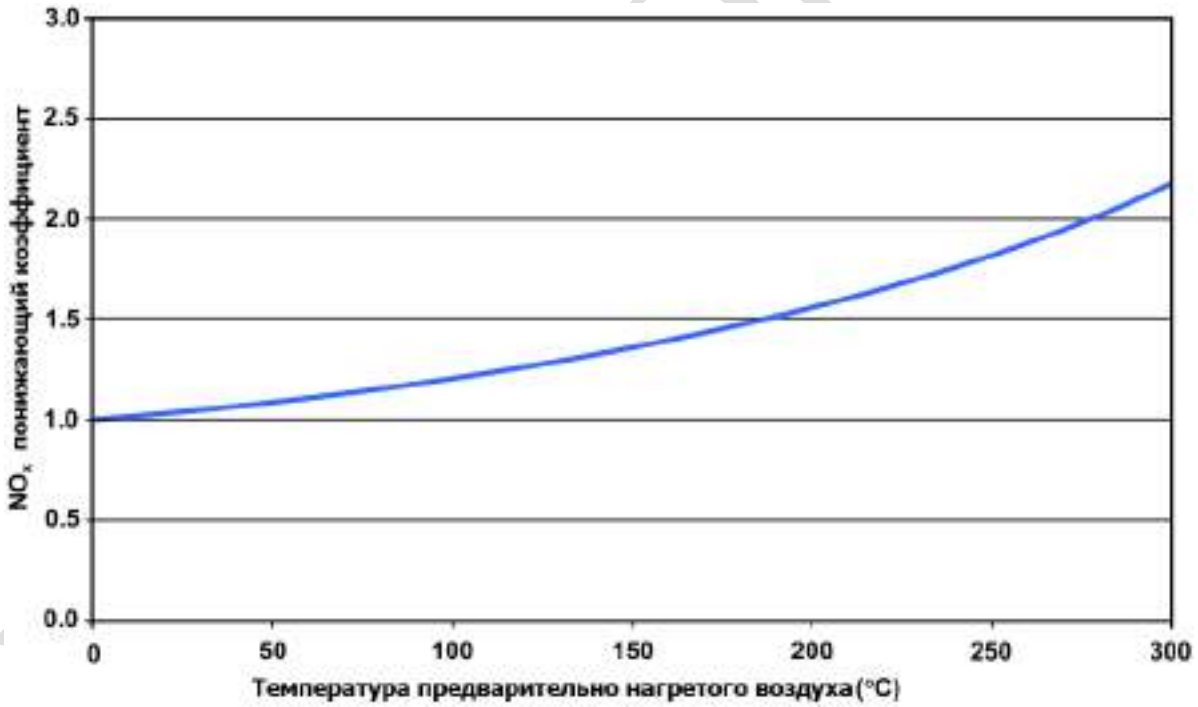


Рисунок 5.37 – Влияние предварительного нагрева воздуха на выбросы NO_X при сжигании топливного газа нефтеперерабатывающего завода (применяется только к существующим установкам)

Этот коэффициент применяется непосредственно к установкам, работающим на топливном газе нефтеперерабатывающего завода, и касается только увеличения производства термического NO_X. В случае сжигания мазута или комбинированного жидкого/газового топлива этот коэффициент следует применять после первой регулировки связанного азота топлива до нуля, чтобы

избежать двойного учета увеличения NO_X из-за конверсии азота топлива.

Применимость

Большинство методов, упомянутых в этом разделе, в целом применимы. Однако следует учитывать некоторые ограничения на применимость для модернизации существующих установок. В конкретном случае керамических покрытий не рекомендуется применять эту технологию для печей, работающих на 100 % тяжелом жидком топливе.

Экономика

Модернизация керамических покрытий на трубах и огнеупорных стенках печи каталитического риформинга мощностью 0,5 млн т/год и печи вакуумной дистилляции мощностью 2,1 млн т/год обходится примерно в 0,2–0,4 млн евро на печь (2004). Соответствующий срок окупаемости был оценен в шесть месяцев для повышения производительности (мощности и/или продолжительности цикла) и в два года в том, что касается потребления энергии.

Эффект от внедрения

Сокращение потребления энергии и связанных с этих выбросов в результате процессов, требующих производства тепла или пара.

Пример завода(-ов)

Все методы, упомянутые в этом разделе, широко используются во многих технологических печах, эксплуатируемых по всему миру. В частности, в случае трубных и/или огнеупорных керамических покрытий с 2000 года в Австралии, Канаде, Германии, Италии, Мексике, Японии и США было обработано более 30 технологических печей.

Справочная литература

[67], [23], [12], [41], [53], [3], [69], [9], [8] .

5.21.6 Газовые турбины

Описание

Описание газовых турбин представлено в Справочнике по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии». Ниже перечислены некоторые методы, которые могут быть применены к газовым турбинам для сокращения выбросов в атмосферу:

- закачивание пара;
- газовые турбины с выхлопными газами в качестве воздуха для горения;
- оптимизированное преобразование пара в электрическую энергию (максимально возможная разница давлений в паровой турбине, выработка пара с высокой температурой и давлением, многократный подогрев пара);

ПРОЕКТ DRAFT

– другие основные методы, такие как сухие горелки с низким выбросом NO_X;

– использование высокоэффективных турбин, например, путем оптимизации конструкции турбин, снижая до минимально возможного уровня давление пара на выходе в турбине с противодавлением.

Достигнутые экологические выгоды

В таблице 5.52 обобщены уровни выбросов, которые могут быть достигнуты при применении основных мер для газовых турбин.

Таблица 5.52 – Ожидаемые выбросы в атмосферу от газовых турбин при применении первичных методов

Загрязнитель	Газовое топливо[1)], мг/Нм^3	Жидкое технологическое топливо[2)], мг/Нм^3
CO	5 – 100	<50
NO_X (как NO_2) при 15 % O_2	20 – 50 (новые турбины) 20 – 90 (существующие турбины[3)])	200 (с впрыском воды)
Взвешенные частицы (при 15 % O_2)		<5 – 30 с уменьшением выбросов

[1)] Нижний диапазон относится к сжиганию природного газа.
[2)] Газойль/нефть.
[3)] Нижний диапазон с сухими горелками с низким выбросом NO_X (DLN).
Источник: [67]

Дополнительные меры по снижению выбросов NO_X до 65 мг/Нм^3 (15 % O_2), например, с помощью СКВ, также возможны для существующих газовых турбин.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В таблице 5.53 показаны достигнутые значения выбросов по выборке газовых турбин, эксплуатируемых на некоторых европейских нефтеперерабатывающих заводах и использующих, как минимум, один из методов сокращения выбросов NO_X, а именно, описано ранее. Эти данные показывают минимальные и максимальные месячные концентрации NO_X (на уровне 15 % O_2), наблюдаемые в результате непрерывного мониторинга ряда газовых турбин нефтеперерабатывающих заводов в Европе, применяемых в настоящее время методов и условий эксплуатации. [72]

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.53 – Выбросы NO_X от газовых турбин - Данные по выборке европейских нефтеперерабатывающих заводов

Методы и условия эксплуатации	NO_X, мг/Нм^3	NO_X, мг/Нм^3
	ежемесячный минимум	ежемесячный максимум
Закачивание пара, топливный газ НПЗ, синтез-газ, изменение смеси ПГ	40	70
Закачивание пара, отходящие газы, сжигаемые на установке ФКК	52	75
Закачивание пара, топливный газ НПЗ, синтез-газ, изменение смеси природного газа	40	80
Закачивание пара, сжигание природного газа в течение периода сбора данных	85	95
Ограничение пиковой нагрузки закачивания пара (изменение коэффициента высокой нагрузки)	80	110
Четыре небольшие турбины мощностью 6 МВт, работающие на топливном газе НПЗ/природном газе	95	110
подобранный СКВ Сжиженный топливный газ НПЗ	110	120
Закачивание пара менялось в течение определенного периода. Обжигается на природном газе/топливном газе НПЗ/среднем дистилляте	85	135
Закачивание пара, смеси природного газа (96 %) и топливного газа НПЗ – на выбросы NO_X влияет перерабатываемая сырая нефть	130	160
Работа при частичной нагрузке: 150 мг/Нм^3	230	340
Примечание: Все значения концентрации выражены в при содержании O_2 15 %. Источник: [72]		

ПРОЕКТ DRAFT

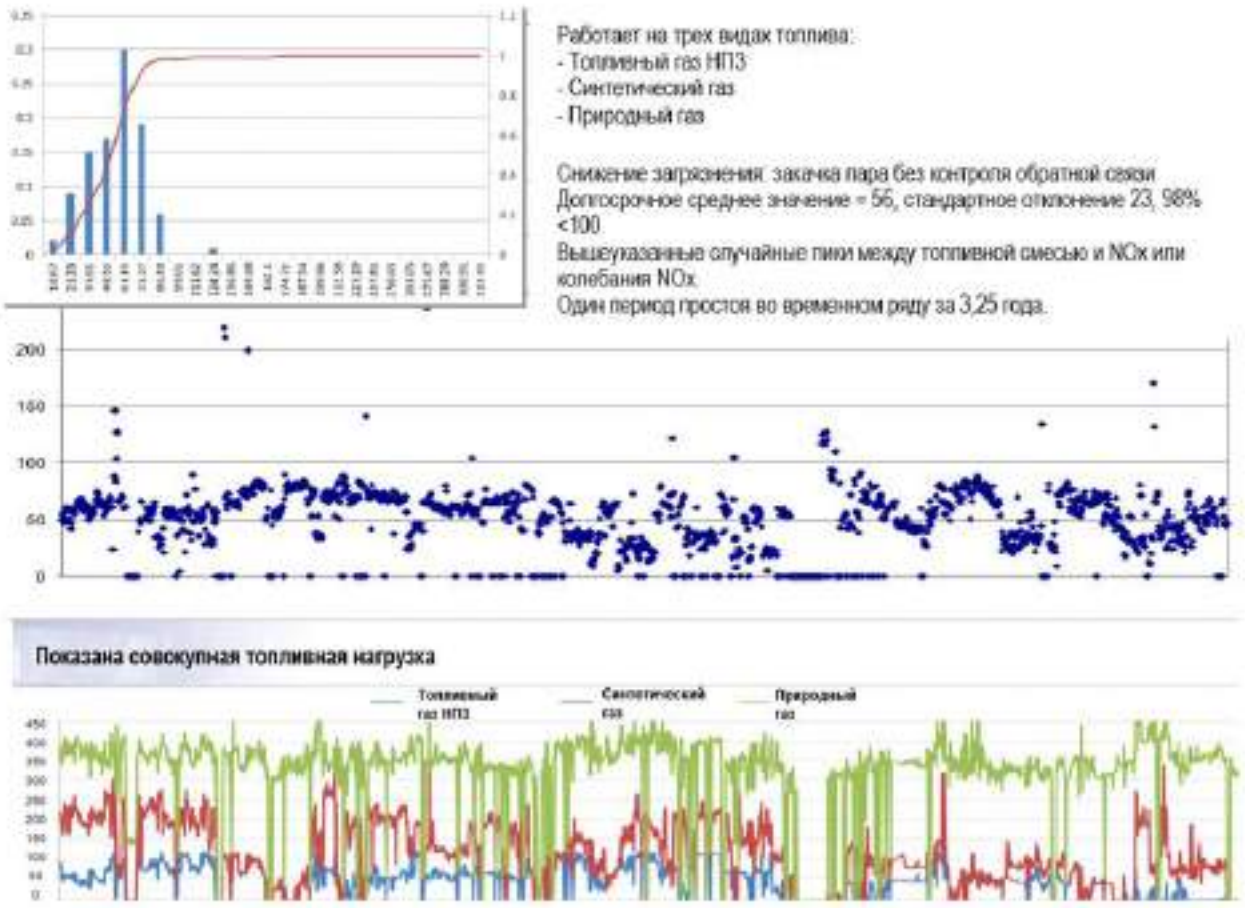


Рисунок 5.38 – Суточные вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива (пример с нефтеперерабатывающего завода J-GTA -170 МВт)

ПРОЕКТ

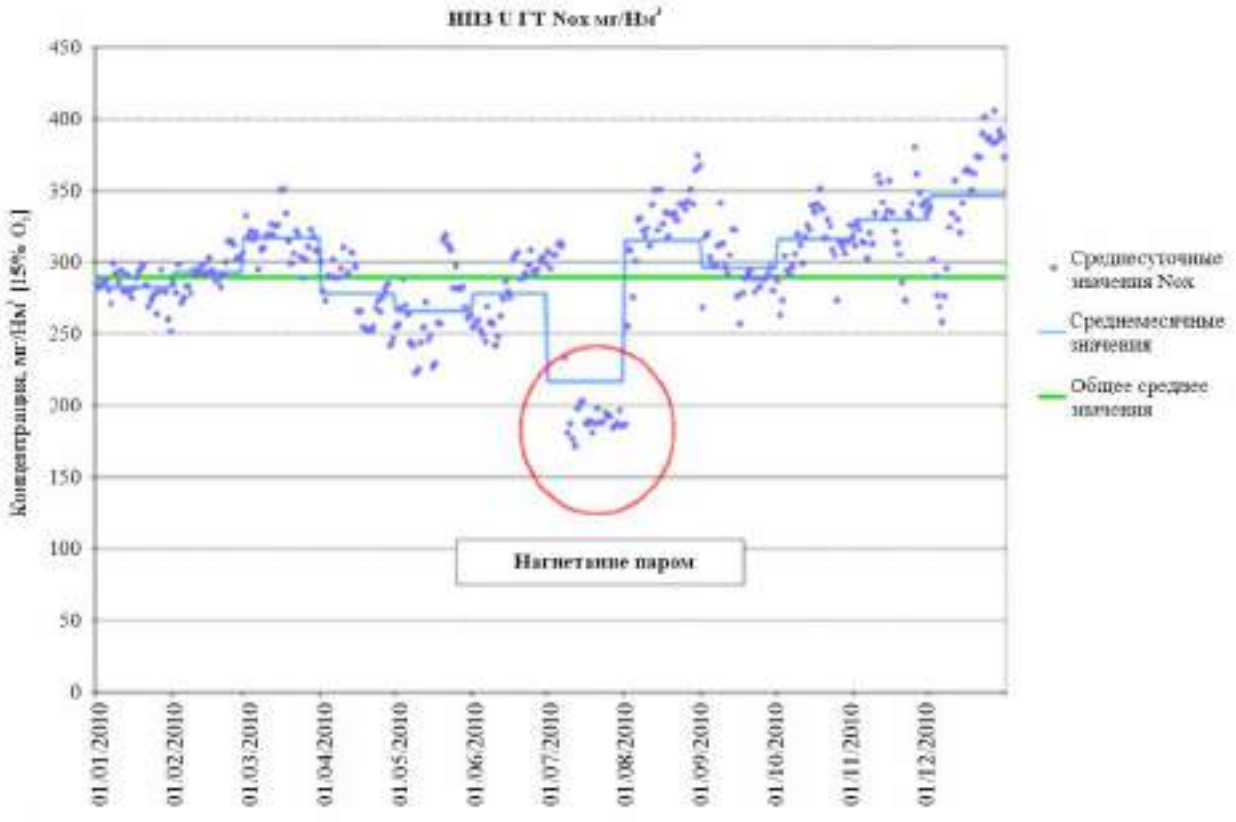


Рисунок 5.39 – Эффект применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа НПЗ (75 % топливного газа НПЗ)

Кросс-медиа эффекты

Закачивание пара, как правило, приводит к более высоким выбросам CO и углеводородов. Следует производить пар, если он отсутствует на нефтеперерабатывающем заводе.

Применимость

Полностью применим. Закачивание пара особенно применим там, где используется топливо с высоким содержанием водорода (H_2) [72], [73].

Экономика

Закачивание пара применялось к выходной турбине мощностью 85 МВт. Неконтролируемые выбросы NO_X от 500 мг/Нм^3 при 15 % O_2 до 50-80 мг/Нм^3 при 15 % O_2. Инвестиционные затраты (1998 год): 3,4 млн евро (включая затраты на производство пара). Операционные расходы: 0,8 млн евро (без учета капитальных затрат).

Эффект от внедрения

Технологические методы, используемые для производства электроэнергии.

ПРОЕКТ

Пример завода(-ов)

Существуют много примеров применения на нефтеперерабатывающих заводах. На нескольких нефтеперерабатывающих заводах установлены или в настоящее время устанавливаются газовые турбины комбинированного цикла (ГТЗЦ), предназначенные для производства пара и электроэнергии для нефтеперерабатывающего завода. Обычно это делается для полной или частичной замены старой котельной, работающей на мазуте, для снижения эксплуатационных расходов и уменьшения зависимости от других генераторов электроэнергии. Недавний пример (декабрь 2011 года) модернизации шести газовых турбин на заводе СПГ Qatargas (Катар) показывает сухую систему с низким содержанием NO_X, предназначенную для достижения уровня выбросов 25 ppm (<50 мг/Нм^3).

Пример суточных вариации выбросов в атмосферу от газовой турбины, использующей три вида топлива представлен на рисунке 5.38

Пример эффекта применения закачивания пара в газовую турбину, работающую со смесью природного газа и топливного газа НПЗ (75 % топливного газа НПЗ) представлен на рисунке 5.39.

Справочная литература

[67],[72],[12],[13], [53], [73].

5.21.7 Методы контроля и борьбы с оксидами азота. Горелки с низким выбросом NO_X. Горелки с ультранизким выбросом NO_X

Описание

Горелки с низким выбросом NO_X, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующийся NO_X. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление NO_X в N_2 радикалами NH_3, HCN и CO.

Горелки со сверхнизким выбросом NO_X добавляют внутреннюю или внешнюю рециркуляцию дымовых газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом NO_X, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс NO_X, воздействуя, в частности, на сжигание топлива. Дополнительную информацию о различных конструкциях и функциях горелок можно найти Справочнике по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии».

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

При успешном внедрении горелки с низким выбросом NO_X могут обеспечить снижение выбросов NO_X на 40–60 % для газообразного топлива и на 30–50 % для жидкого топлива по сравнению с обычными горелками той же тепловой мощности. Соответственно, горелки с ультранизким выбросом NO_X, успешно применяемые в газовых технологических нагревателях и котлах, могут обеспечить снижение выбросов NO_X на 60–75 %.

На основе вопросников по сбору данных технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год (см. Таблицу 5.54) из оперативных данных на некоторых нефтеперерабатывающих заводах ЕС-27+ были получены следующие диапазоны:

- 65–150 мг/Нм^3 для газового топлива во всех случаях, за исключением одной старой модификации, где наблюдалось значение 253 мг/нм^3;
- 190–470 мг/Нм^3 для комбинированного топлива (верхнее значение указано для 50 % жидкого обжига).
- Замена старых горелок на новые горелки с низким выбросом NO_X, а также система управления воздухом/топливом также могут оказать положительное влияние на:
- энергоэффективность процесса, поскольку новые горелки, как правило, более экономичны по расходу топлива;
- шум, создаваемый установкой сжигания, как возможность общего улучшения.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В таблице 5.54 и на рисунке 5.40 приведены результаты, представленные различными европейскими нефтеперерабатывающими заводами в рамках процесса сбора данных, начатого для обзора BREF (технической рабочей группой европейского Бюро НДТ 2008).

Таблица 5.54 – Представленная производительность горелок с низким выбросом NO_X в вопросниках на уровне технической рабочей группы европейского Бюро НДТ завода

Тип топлива/горелки	Выбросы (среднесуточные) мг/Нм^3 при 3 % O_2	Имеющиеся комментарии
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	<100	Технологические печи, использующие, как правило, топливный газ НПЗ или природный газ Значения <150 для парового крекинга
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	123	6 ступенчатая топливная горелка - модернизация (2008) Блок гидродесульфурации – достигнуто снижение выбросов: 60 %

ПРОЕКТ DRAFT

Тип топлива/горелки	Выбросы (среднесуточные) мг/Нм^3 при 3 % O_2	Имеющиеся комментарии
Газовое/ Горелка с низким выбросом NOx Горелка с низким выбросом NOx	253 142 97	Модернизация (1991 – 2000) Модернизация (2006) Модернизация (2006)
Комбинированное / Горелка с низким выбросом NOx	297 191 315	Модернизация (1991 – 2000) 110 горелка с низким выбросом NOx из 128 222 горелка с низким выбросом NOx из 242
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	104 (ежемесячно)	Макс. (спот): 194
Комбинированное /Горелка с низким выбросом NOx	317 (ежемесячно)	Макс. (спот): 400
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	100	Средние диапазоны, достигнутые на 2 печах, работающих на топливный газ НПЗ, и 1 печи сжигания комбинированного топлива, оснащенных горелками с низким выбросом NOx первого поколения
Комбинированное /Горелка с низким выбросом NOx	300	
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	80 – 120	Средние диапазоны достигаются на большом количестве печей, оснащенных горелками с низким выбросом NOx
Комбинированное /Горелка с низким выбросом NOx	200 – 250	
Газовое/ Горелка с низким выбросом NOx	65	6 ступенчатая топливная горелка - модернизация (2002) на печи мощностью 20 МВт
Комбинированное /Горелка с низким выбросом NOx	301 317 330 – 360 336 469 322	30/70 жидкое технологическое топливо к газовому топливу 34/66 жидкое технологическое топливо к газовому топливу 40/60 жидкое технологическое топливо к газовому топливу 45/55 50/50 58/42 (Содержание N в жидком технологическом топливе: 0,6 %)
Комбинированное /Горелка с низким выбросом NOx	435	50/50 жидкое технологическое топливо к газу Содержание N: 2,44 % (жидкость)/0,47 % (взвешенные частицы) H_2 в топливном газе НПЗ: 32 % (масса)
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	54	Концентрация, рассчитанная из 15 мг/МДж Вакуумные нагреватели - модернизация (1991) Достигнутое снижение выбросов: 80 %

ПРОЕКТ DRAFT

Тип топлива/горелки	Выбросы (среднесуточные) мг/Нм^3 при 3 % O_2	Имеющиеся комментарии
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	72	Концентрация, рассчитанная из 20 мг/МДж Нагреватели сырой нефти - модернизация (1998) Достигнутое снижение выбросов: 65 %
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	<125	Горелка с низким выбросом NOx Последнее поколение горелок: 2000
Жидкое технологическое/Горелка с низким выбросом NOx	<250	Достижимо при низкой пропускной способности и низкой потребности в кислороде
Газовое/Горелка с низким выбросом NOx	93	Достигается с помощью горелок длч ультранизкосернистого топлива (ULSG)
Комбинированное/Горелка с низким выбросом NOx	340	Оптимальный котел - 50/50 жидкое технологическое топливо к газу
Комбинированное/Горелка с низким выбросом NOx	220	Оптимальная печь- 50/50 жидкое технологическое топливо к газу

ПРОЕКТ DRAFT

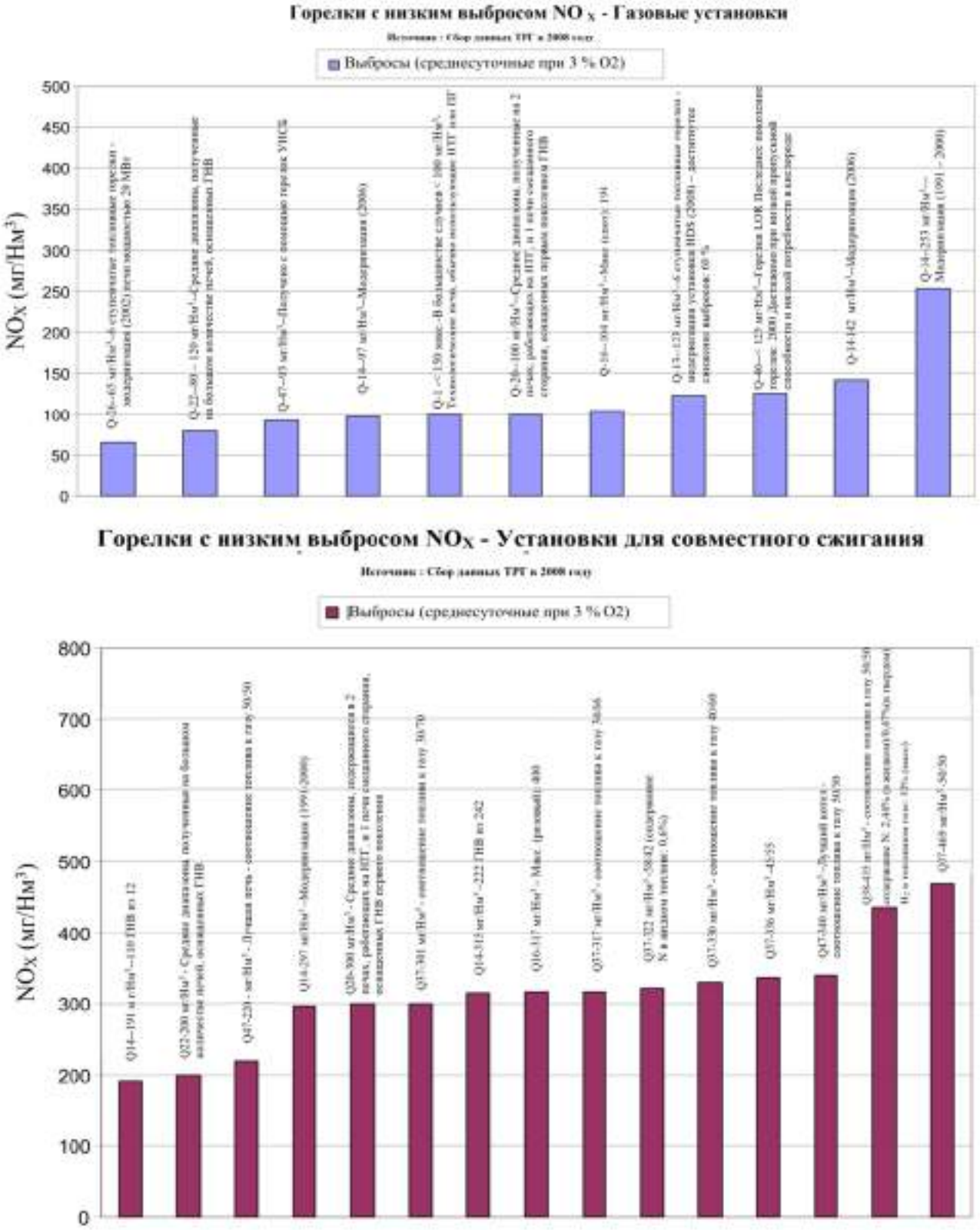


Рисунок 5.40 – Характеристики горелок с низким уровнем выбросов NO_X для газовых и многотопливных установок сжигания (данные из таблицы 5.31)

Была проведена обширная работа по разработке корреляций, которые помогают объяснить, как выбросы NO_X связаны с изменениями эксплуатационных параметров, например, типа и состава топлива (в частности, связанного с топливом азота), температуры предварительного нагрева воздуха для горения и температуры топки. Хорошим примером может служить набор корректирующих коэффициентов, разработанный в Нидерландах и представленный в качестве национального руководства для авторов разрешений в 1987 году [23 (приложение I)].

В таблице 5.55 приводится сводная информация о типичных диапазонах выбросов NO_X, достигнутых в реальных условиях эксплуатации нефтепереработки.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.55 – Типичные диапазоны выбросов, измеренные при различных условиях эксплуатации НПЗ в случае модернизации

Топливо	Тип горелки	Выбросы (среднесуточные)	Комментарии
Топливный газ НПЗ	Горелка с низким выбросом NO_X с воздушное или топливное базовое разделение	80 – 140[1)]	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды
	Горелка со сверхнизким выбросом NO_X - Первое поколение	60 – 90[1)]	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды
	Горелка со сверхнизким выбросом NO_X - Последнее поколение	30 – 60[1), 2)]	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды и температуре топки <900°
Комбинированное толиво	Смешанное сжигание Горелка с низким выбросом NO_X (заправка топливом только для газа)	200 – 350 [1), 2), 3)]	Для воздуха, предназначенного для сжигания при температуре окружающей среды. Самые низкие значения достигаются при обжиге жидкостью 25-50% (содержание N 0,21 – 0,5 %). Самые высокие значения достигаются при обжиге 50-70% жидкости (содержание N 0,4 – 0,55 %).

[1)] Более низкие значения достижимы при температуре топки <800 °C и <10 % в/в водорода или C_3 + в составе топливного газа нефтеперерабатывающего завода.

[2)] Более низкие значения достижимы для топливного газа, не содержащего аммиака или другого связанного с топливом азота.

[3)] Более низкие значения достижимы при массовом содержании связанного с топливом азота <0,1 % в сжигаемом жидком топливе. Примечание: Единицы измерения в мг/Нм^3 при 3 % O_2.

Источник: [23]

Что касается сектора переработки газа в Норвегии, то в следующей таблице приведены недавние примеры использования горелок со сверхнизким выбросом NO_X представлены в таблице 5.96

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.56 – Пример горелок со сверхнизким выбросом NO_X на заводах по производству природного газа в Норвегии

Объект	Тепловая входная мощность	Тип горелки/топливо/год выпуска	NO_X выбросы, мг/Нм^3	Комментарии
Ормен Ланге	2 x 42,1 МВт	Горелка со сверхнизким выбросом NO_X с рециркуляцией дымовых газов/ Природный газ/2007	20	Измерения в 2008 году в диапазоне 20 – 90 мг/Нм^3 (30 – 10 МВт) – Выбросы NO_X изменяются противоположно МВт тепла, подаваемого в печи
Kollsnes	18.4 МВт	Горелка с низким выбросом NO_X/ Природный газ/2012[2)]	30[1)]	

[1)] Значение, гарантированное поставщиком для диапазона рабочих режимов нагревателя от 60 до 100 %.
[2)] Нагреватель планируется ввести в эксплуатацию в 2012 году и использовать вместо существующего.
Примечание: Единицы измерения в мг/Нм^3 при 3 % O_2.

Кросс-медиа эффекты

При сжигании тяжелого жидкого технологического топлива существует прямая связь между NO_X и взвешенными частицами, т. е. снижение содержания NO_X по мере снижения температуры пламени приведет к увеличению содержания взвешенных частиц. Выбросы CO также увеличиваются.

Применимость

Новые установки

Помимо предельных условий для конкретного топлива (см. ниже), применение новых нагревателей и котлов является простым.

Ретрофиттинг существующих установок

По сравнению с обычными горелками, обычные горелки с низким и сверхнизким выбросом NO_X одинаковой тепловой мощности, как правило, растягивают длину пламени до 50 % и диаметр пламени до 30-50 %. Им также требуется больше места (внутренняя и внешняя площадь и объем) для установки по мере увеличения их территории вследствие наличия топливных инжекторов и/или включения устройств рециркуляции печного газа в плитку горелки и за ее пределами. В конечном итоге, они обычно обеспечивают более низкие пределы функциональности (потенциальная пригодность «неполная загрузка») между самой высокой и самой низкой доступной скоростью сжигания для данных условий эксплуатации, что повышает эксплуатационные ограничения и потенциальные проблемы безопасности.

Поэтому некоторые старые обогреватели оснащены большими горелками высокой интенсивности, которые не могут быть легко переоборудованы новыми горелками с низким выбросом NO_X. Другим примером является модернизация

ПРОЕКТ DRAFT

двухтопливных горелок, теоретически способных работать на 100 % газовом топливе, но с практическим ограничением максимального количества газа из-за ограничений температуры обшивки труб в секции первичного и вторичного пароперегревателя.

Модернизация горелок с низким выбросом NO_X в целом возможна, но будет зависеть от конкретных условий на месте (таких как конструкция печи и окружающая среда). Тем не менее, в некоторых конкретных случаях это может привести к существенному изменению технической интеграции печи в блок или к изменению печи.

Некоторые современные горелки были специально разработаны для модернизации существующих установок и могут быть очень хорошо адаптированы для модернизации нагревателей, работающих на газе для переработки нефти. Они извлекают выгоду из передового моделирования вычислительной гидродинамики (CFD) и демонстрируют более высокую компактность, связанную с улучшенной возможностью отключения.

Предельные условия для конкретного топлива

Применимость современных газовых горелок со сверхнизким выбросом NO_X ограничена топливными газами, имеющими небольшое количество компонентов тяжелее пропана и низкое содержание олефинов. Производительность NO_X с горелками со сверхнизким выбросом NO_X (ГСНВА) более чувствительна к избытку кислорода. Таким образом, эта производительность будет зависеть от осуществимости и надежности контроля концентрации кислорода в топке.

Экономика

В следующей таблице 5.57 приведены различные примеры затрат на установку горелок с низким выбросом NO_X, полученные в результате различных проектов модернизации нефтеперерабатывающих заводов.

Таблица 5.57 – Конкретные примеры затрат на модернизацию горелок с низким и сверхнизким выбросом NO_X

Проект/обзор	Инвестиционные затраты	Комментарии
1/Повторное сжигание типичной печи для сырой нефти, состоящей из 40 горелок с дутьевым вентилятором	2 млн фунтов стерлингов (1998) Средний на отдельную горелку: 50000 галлонов в сут. (7,8863 $м^3$/ч)	В том числе общая модернизация воздуха, топлива и систем управления печи, которая, вероятно, будет проводиться одновременно нефтеперерабатывающим заводом
2/Модернизировать нескольких установок с газовыми горелками с низким выбросом NO_X следующим образом: - вакуумные нагреватели	Общий объем инвестиций:	Предполагая 5-летний срок службы:

ПРОЕКТ DRAFT

Проект/обзор	Инвестиционные затраты	Комментарии
- - подогреватель сырой нефти	- 11 млн шведских крон (1991) - 41 млн шведских крон (1998)	- 25000 шведских крон/т в год (сэкономлено 80 т/год NO_X) - 34000 шведских крон/т в год (сэкономлено 220 т/год NO_X)
3a/Модернизация нескольких технологических нагревателей, работающих внутри: - установки подготовки нефти (10 млн т/год – 20 горелок) - термического крекинга (3 млн т/год – 120 горелок) - установки гидродесульфурации (12 горелок) - газовые горелки с низким выбросом NO_X - горелки со сверхнизким выбросом NO_X	Этап предварительной оценки: среднее значение от общего + проект с участием 152 горелок (начало 2007 года) Стоимость за отдельную горелку: - 16200 фунтов стерлингов - 17200 фунтов стерлингов	Не включает в себя общую модернизацию систем подачи воздуха, топлива и системы управления. - Для блока установка подготовки нефти: предположительно 5-летний срок службы: - 639 фунтов стерлингов/т в год (сэкономлено 141 т/год NO_X) - 472 фунтов стерлингов/т в год (сэкономлено 202 т/год NO_X)
3b/Модернизация нескольких технологических нагревателей, работающих в блоках, включая: - установку подготовки нефти (10 млн т/год – 20 горелок) - установку алкилирования (0,4 млн т/год – 6 горелок) - установку вакуумной перегонки мазута (7 млн т/год – 16 + 13 горелок) - установки гидродесульфурации (12 + 12 горелок) - горелки со сверхнизким выбросом NO_X	Обновленный шаг вычисления с 2A выше (предварительный проект): среднее значение для общего окончательного проекта, включающего 79 горелок (начало 2009 года) Стоимость за отдельную горелку: - 40000 фунтов стерлингов	Включает в себя общую модернизацию систем подачи воздуха, топлива и систем управления - Для блока установки подготовки нефти: предполагается 5-летний срок службы: - 644 фунтов стерлингов т/год (сэкономлено 202 т/год NO_X)
4/Модернизация 20 горелок с низким выбросом NO_X в печи висбрекинга в 2008 году	Общая стоимость отдельных горелок: 140000 евро (7000 евро/горелка) Общая стоимость установки: 756000 евро	Дополнительные расходы на установку горелок: + 37800 евро/горелка в среднем (+ 540 % от индивидуальной стоимости горелки)

Сравнение примеров 2 и 3 в таблице очень ясно показывает, что, учитывая небольшую разницу в стоимости, горелка с ультранизким выбросом NO_X может быть отличным экономически эффективным вариантом, когда можно модернизировать установку с высокой мощностью по сравнению с горелками с низким выбросом NO_X.

ПРОЕКТ DRAFT

Потенциальные инвестиционные и эксплуатационные затраты, выраженные в общих годовых затратах, на внедрение этой методики в 2007 году на технологических нагревателях, работающих на НПЗ и природном газе, на нефтеперерабатывающих заводах Колорадо (США) были оценены следующим образом:

– Для горелок с низким выбросом NO_X: 2818 евро (3 817 долларов США) в год и тонны NO_X, которых удалось избежать при условии, что в результате снижение выбросов NO_X составит 28-50 %;

– Для горелок со сверхнизким выбросом NOX (первое поколение): 4087 евро (5536 долларов США на основе курса пересчета валют 0,73822 на 1/07/2007) в год и тонны NO_X, которых удалось избежать, при условии, что в результате выбросы NO_X снизятся на 55 %;

– Для горелок с ультранизким выбросом NO_X (последнее поколение): 613-908 евро (831-1 230 долларов США) в год и тонны NO_X, при условии, что в результате выбросы NO_X снизятся на 75-85 %.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NO_X в сочетании с хорошими условиями с точки зрения затрат и выгод.

Пример завода(-ов)

Существует множество примеров применения на европейских нефтеперерабатывающих заводах. В компании Preem Lysekil (SE) горелки с низким выбросом NO_X используются в 16 из 21 печей и котлов. На нефтеперерабатывающем заводе Shell в Гетеборге (SE) 85 % печей оснащены горелками с низким выбросом NO_X.

Справочная литература

[22], [23].

5.21.8 Сухие камеры сгорания с низким содержанием NO_X

Описание

Более подробную информацию можно найти в Справочнике по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии».

Достигнутые экологические выгоды

Возможно сокращение выбросов NO_X на 90 % при использовании газовых турбин, работающих на природном газе.

Основные поставщики предоставляют газовые турбины, оснащенные сухими камерами сгорания с низким содержанием NO_X, с гарантией (для природного газа) выбросов NO_X от $\leq$ 9 до 40 ppm по объему (18-80 мг/Нм^3) в сухих условиях 15 % O_2. таблица 5.58.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.58 – Выбросы NO_X достигаются с помощью сухих камер с низким содержанием NO_X для различных типов оборудования

Тип топлива	Огневые обогреватели	Котлы	Газовые турбины
Топливный газ НПЗ или природный газ	Нет данных	Нет данных	20 – 90[1)]
Примечание: Единицы измерения в мг/Нм^3 при 15 % O_2. Нет данных: не применимо. [1)] Там, где применимы сухие камеры сгорания с низким содержанием NO_X. Источник: [67], [74], [75]			

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Сухие камеры сгорания отличаются от горелок тем, что их производительность увеличивается при более высоких нагрузках.

Кросс-медиа эффекты

Не выявлено.

Применимость

Применимо к газовым турбинам. Сухие камеры сгорания с низким выбросом NO_X не предназначены для газовых турбин, работающих на комбинированном топливе, содержащим более 5–10 % об./об. водорода. При использовании топливного газа НПЗ с высоким содержанием водорода в газовых турбинах могут потребоваться дополнительные методы, такие как закачивание разбавителя. [74]

Экономика

Инвестиционные затраты составляют 2,2 млн евро (1998 год), а эксплуатационные расходы на турбину мощностью 85 МВт равны нулю.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NO_X.

Справочная литература

[13], [26], [74], [75]

5.21.9 Закачивание разбавителя

Описание

Инертные разбавители, такие как дымовые газы, пар, вода и азот, добавляемые в оборудование для сжигания, снижают температуру пламени и, следовательно, концентрацию NO_X в дымовых газах.

Достигнутые экологические выгоды

ПРОЕКТ DRAFT

Контроль выбросов NO_X в камерах сгорания газовых турбин может осуществляться с помощью закачивания пара/воды, который обеспечивает снижение образования на 80–90 %. На основе данных непрерывного мониторинга образца газовых турбин, эксплуатируемых на некоторых европейских нефтеперерабатывающих заводах, соответствующий достижимый диапазон при использовании закачивания разбавителя представлен в Таблице 5.59.

Таблица 5.59 – Выбросы NO_X, достигаемые газовыми турбинами с помощью закачивания разбавителя

Тип топлива	Выбросы NO_X от газовых турбин
Топливный газ НПЗ	40 – 120
Примечание: Единицы измерения в мг/Нм^3 при 15 % O_2. Source: [72]	

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование пара вызывает больше коррозии в системе, чем использование азота.

Данные непрерывного мониторинга образца газовых турбин, работающих на переменной смеси топливного газа нефтеперерабатывающего завода на некоторых европейских площадках и использующих закачивание пара, показывают рабочий диапазон 40–120 мг/Нм^3 при 15 % O_2. (Таблицу 5.59).

Кросс-медиа эффекты

Когда для производства пара требуется дополнительная энергия, это может привести к увеличению выбросов и снижению общей эффективности системы. Пример энергетического дебета увеличения добавления пара для значительного снижения концентраций NO_X приведен для установки мощностью 109 МВт: расход пара 13,7 т/ч требует 11 МВт топлива для его производства (из расчета 3 ГДж топлива на тонну пара).

Применимость

Закачивание пара и воды широко применяется в газовых турбинах как в новых установках, так и при модернизации, а также применяется к огневым нагревателям и котлам, работающим на огне. Существуют технические трудности при применении закачки воды в котлах и печах. Разбавление азота применяется только тогда, когда азот уже имеется на нефтеперерабатывающем заводе.

Экономика

Капитальные затраты на закачку пара и воды меньше, чем у СКВ, что делает технологию оптимальным первым выбором для значительного снижения уровня NO_X, при этом СКВ часто применяется, если требуется более сильное снижение NO_X. Однако при производстве пара высокой чистоты возникают

PROJECT DRAFT

значительные периодические эксплуатационные расходы, а затраты на техническое обслуживание при повторной очистке могут быть высокими.

Эффект от внедрения
Сокращение выбросов NO_X.

Пример завода(-ов)
Недавно было коммерчески доказано, что побочный продукт азота из установки разделения воздуха в проектах газификации остатков нефтеперерабатывающих заводов также является в качестве разбавителя для снижения NO_X газовых турбин. В нефтеперерабатывающей промышленности преобладает закачка пара.

Справочная литература
[72],[11],[13],[9].

5.21.10 Энергетическая система. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Описание
См. Раздел 3.9.

Достигнутые экологические выгоды
В нефтепереработке было продемонстрировано снижение содержания NO_X с 25% до 70% при благоприятных условиях для полноразмерных установок сжигания.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
В таблице 5.60 приведены некоторые наглядные примеры для трех котлов, эксплуатируемых на нефтеперерабатывающих заводах.

Таблица 5.60 – Выбросы NO_X, достигаемые с помощью модернизированного СНКВ для различных котлов нефтеперерабатывающих заводов

Тепловая мощность	Тип топлива	Содержание N в жидком топливе, %	Процент жидкого топлива/ всего	Концентрация на входе	Достигнутое снижение выбросов NO_X, %	Комментарии
98 МВт	Комбинированный	0,40 – 0,50	30/95	244 – 810	25 – 40	40 % достигается только для конкретного котла загрузка

ПРОЕКТ DRAFT

45 МВт	Комбини-рованный	0,34 – 0,45	80/95	667 – 877	25 – 30	проскок аммиака >15 ppm для >30 % снижение выбросов
45 МВт	Комбини-рованный	0,34 – 0,45	70/90	568 – 780	25 – 30	
Примечание: Выбросы в мг/Нм^3 при 3 % O_2 (сухой газ). Система непрерывного мониторинга выбросов для отчета [№ 13]. Источник:[23]						

Эти цифры согласуются с результатами испытаний карбамида, проведенных с 2008 по 2009 год на французском нефтеперерабатывающем заводе на котле мощностью 99 МВт. В потоке дымовых газов мощностью 104 т/ч, содержащем 600-800 мг/Нм^3 (3 % сухого O_2) NO_X, начальная скорость закачивания карбамида составляла 150-200 л/ч, что соответствует примерно 1 кг карбамиды на кг NO_X, подлежащего обработке. Достигнутое снижение NO_X составило 35-45 % при концентрациях в диапазоне 380-400 мг/Нм^3. Однако после некоторых перфораций труб из-за коррозии скорость закачивания была снижена, а затем остановлена для изменения и оптимизации условий закачивания.

На Гетеборгском нефтеперерабатывающем заводе ST1 (SE) сообщается, что установка СНКВ, работающая на одном котле (45 МВт), обеспечивает следующие сокращения:

- от 300 до 150 мг/Нм^3 для сжигания газа;
- от 1 100 до 550 мг/Нм^3 для сжигания нефти.

Кросс-медиа эффекты

В конкретном контексте переработки нефти следует отметить эффекты, приведенные ниже.

- Побочным эффектом, имеющим важное значение, является образование сульфатов аммония при сжигании серосодержащих топлив, таких как жидкое нефтеперерабатывающее топливо. Отложения сульфатов приводят к загрязнению и коррозии холодильного оборудования по переработке. Сульфат аммония также может привести к выбросам аэрозолей из дымовой трубы и может способствовать выбросам взвешенных частиц.
- Хранение и использование газообразного или сжиженного безводного аммиака несет большую потенциальную опасность. Если нет возможности ограничения такого хранения, следует провести оценку риска и принять соответствующие меры по предотвращению. Когда это технически возможно, всегда следует отдавать предпочтение жидкому раствору аммиака (25 %). Температура дымовых газов падает после закачивания карбамида или аммиака, который снижает потенциальную рекуперацию энергии.

Применимость

Для СНКВ требуется температура в следующем диапазоне:

ПРОЕКТ DRAFT

– 850–1000 °C, для аммиака и едкого аммиака (оптимальная температура 870 °C);

– 800–1100 °C, для карбамида (оптимальная температура 1000 °C).

Модернизация существующих котлов и печей может быть ограничена, так как может не хватить времени пребывания (0,2–0,5 с в области закачивания) при требуемых уровнях температуры.

Таким образом, применение метода СНКВ в существующих печах и котлах требует хорошо подобранных мест закачивания и области смешивания с соответствующей температурой и размером, чтобы обеспечить допустимое снижение температуры.

Применение также осложняется, когда дымовые газы, подлежащие обработке, образуются при сжигании тяжелого мазута с высоким содержанием серы, для которого выбросы аммиака могут привести к образованию отложений сульфата аммония.

При модернизации новые требования к пространству могут быть очень ограниченными, особенно к оборудованию для хранения и закачивания аммиака.

Экономика

В таблице 5.61 показана экономическая эффективность применения СНКВ для обработки дымовых газов, поступающих в результате процессов горения из различных источников. Данные о затратах на СКВ и СНКВ, используемые на установках сжигания для различных объемов и эффективности борьбы с выбросами, приведены в таблице 5.103.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.61 – Примеры и основные факторы затрат на селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Значения, соответствующие установке 100 ГДж/ч - модернизация существующей установки	Огневые нагреватели и котлы, сжигающие комбинированное топливо		Котлы, работающие на остаточном мазуте
До ppm при 3 % O_2	50		100
Инвестиционные затраты (1998) (млн евро)	0,4 – 0,5		0,4 – 0,9
Эксплуатационные расходы в год (без учета капитальных затрат) (млн евро)	0,025		0,05 – 0,07
Мощность нефтеперерабатывающего завода	5		1,5 млн т/год
Расход топлива	120 000 (жидкое технологическое топливо) 180 000 (топливный газ НПЗ)		т/год
Объем дымового газа	3 10^9		$Нм^3$/год
Эффективность СНКВ	60-80		%
Выбросы NO_X (в виде NO_2)	200		мг/$Нм^3$
Инвестиции	3 – 5		млн евро
Эксплуатационные расходы	0,2-1		млн евро/год
Параметры расходов		евро/установка	евро/год
Время эксплуатации (ч/год)	8 000		
Инвестиции (евро)	1 090 093		
Производственные факторы для годовых затрат: Количество лет Процентная ставка (%)	15 6		
ежегодное погашение вкл. проценты (евро/год)	112 239		
Пропорциональные инвестиционные затраты, включая %			112 239
техническое обслуживание + истирание (% от инвестиционных затрат)	2		
техническое обслуживание + истирание (евро/год)	21 802		
техническое обслуживание + истирание			21 802
Параметры расходов		евро/установка	евро/год
Электроэнергия (кВтч/ч)	40	0,07 евро/кВт·ч	20930
Воздух ($Нм^3$/ч)	1200	0,01 евро/$Нм^3$	118602
жидкий аммиак NH_3(кг/ч)	83,15	0,25 евро/кг	169201
Общие затраты			442 774
Примечание: Установка на объеме выхлопных газов 250 000 $Нм^3$/ч после электростанции, на нефтеперерабатывающем заводе, обеспечивающем снижение выбросов NO_X на 500 мг/$нм^3$ по отношению к фактическому содержанию кислорода и для концентрации чистого газа <200 мг NO_X/$Нм^3$.			

Потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этого метода в 2007 году на технологических нагревателях на

ПРОЕКТ DRAFT

нефтеперерабатывающих заводах Колорадо (США) оценивались в 3644 евро (4936 долларов США - на основе курса пересчета валют 0,738 22 на 01.07.2007) в год и тонны NO_X, которых удалось избежать, предполагая, что в результате выбросы NO_X сократятся на 43-60 %. Другой набор данных, собранных в ходе испытания применимости на французском нефтеперерабатывающем заводе (см. Подробности в разделе эксплуатационные данные), дал менее дорогостоящие затраты, как показано в таблице 5.62 ниже.

Таблица 5.62 – Оценка затрат на модернизацию СНКВ карбамида для котла нефтеперерабатывающего завода мощностью 99 МВт (2009 год)

Затраты на модернизацию СНКВ карбамида для котла мощностью 99 МВт	Стоимость (EUR)	Комментарии
Инвестиционные затраты	500000	Год реализации - 2009
Эксплуатационные расходы Включая: Аренда оборудования для производства карбамида 200 л/ч Энергия для технического обслуживания испарения (40 % карбамида в воде)	539000 376000 100000 55000 8000	(Без учета капитальных затрат) 190 евро/т – 1980 т/год предположительно 180 кВт 120 часов
Входная концентрация: 700 мг/Нм^3 Выходная концентрация: 420 мг/Нм^3 Снижение 40 % NO_X: 330 т/год Удельные затраты на 2009 год	EUR/т NO_X 1935	37,7 кг/ч (без учета капитальных затрат)

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.63 – Данные о затратах на методы борьбы с выбросами NO_X на установках сжигания (СКВ и СНКВ)

Снижение выбросов NO_X на установках сжигания (при условии, что КПД СНКВ составляет 30%)															
Основание				СНКВ					СКВ						
				эффек-тив-ность	капи-тальная стои-мость в год	факти-ческие эксплуа-тацион-ные расходы	непостоян-ные эксплуата-ционные расходы (50 МВт)		эффек-тивность	капи-тальная стои- мость в год	факти-ческие эксплуа-тационные расходы	непостоян-ные эксплуата-ционные расходы (50 МВт)			
				%	%	%/год	1000 евро/год		%	%	%/год	1000 евро/год			
				30	7,4	4	70		85	7,4	4	64			
	Тепловое сжигание	Нефть	дымовая труба NO_X	дымовая труба NO_X	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	экономическая эффективность: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	концентрация NO_X на выходе	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эконом эффективность: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эффективность дополнительных затрат: от СНКВ к СКВ	
	МВт	% Всего МВт	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/тNO_X	мг/Нм^3	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/тNO_X	евро/тNO_X	
установка 1	289	72%	450	315	328	2,9	730	2225	70	924	18,3	2 445	2645	2876	
установка 2	179	75%	450	315	204	2,2	496	2434	70	574	13,7	1788	3117	3492	
установка 3	123	31%	356	250	111	1,7	368	3318	55	312	10,9	1401	4491	5136	
установка 4	254	30%	351	245	225	2,7	657	2923	54	634	16,9	2247	3546	3889	
установка 5	76	45%	425	298	81	1,3	251	3099	66	229	8,2	1025	4483	5245	
установка 6	51	77%	450	315	58	1,0	187	3218	70	163	6,5	799	4890	5811	

ПРОЕКТ DRAFT

установка 7	158	21%	305	213	122	2,0	448	3684	47	343	12,7	1649	4807	5425
установка 8	89	10%	250	175	56	1,4	285	5075	39	158	9,0	1138	7185	8346
установка 9	215	5%	227	159	123	2,4	573	4658	35	346	15,3	2010	5804	6434
установка 10	170	0%	200	140	86	2,1	475	5533	31	242	13,3	1728	7142	8028
установка 11	63	0%	200	140	32	1,2	219	6873	31	90	7,3	915	10173	11989
установка 12	46	0%	200	140	23	0,9	172	7438	31	65	6,0	746	11453	13662

Снижение выбросов NO_X на установках сжигания (при условии, что КПД СНКВ составляет 40%)

Основание	СНКВ					СКВ				
	эффектив-ность	капитальная стои-мость в год	фактические эксплуа-тацион-ные расходы	непостоянные эксплуатационные расходы (50 МВт)		эффективность	капитальная стои- мость в год	фактические эксплуатационные расходы	непостоянные эксплуатационные расходы (50 МВт)	
	%	%	%/г	1000 евро/год		%	%	%/г	1000 евро/год	
	40	7,4	4	70		85	7,4	4	64	

	Тепловое сжигание	Нефть	дымовая труба NO_X	дымовая труба NO_X	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	экономическая эффективность: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	концентрация NO_X на выходе	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эконом эффективность: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эффективность дополнительных затрат: от СНКВ к СКВ
	МВт	% Всего МВт	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/г	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	мг/Нм^3	т/г	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	евро/т NO_X
установка 1	289	72	450	270	437	2,9	730	1669	70	924	18,3	2445	2645	3522
установка	179	75	450	270	272	2,2	496	1825	70	574	13,7	1788	3117	4277

ПРОЕКТ DRAFT

2														
установка 3	123	31	356	214	148	1,7	368	2488	55	312	10,9	1401	4491	6289
установка 4	254	30	351	210	300	2,7	657	2192	54	634	16,9	2247	3546	4762
установка 5	76	45	425	255	108	1,3	251	2324	66	229	8,2	1025	4483	6423
установка 6	51	77	450	270	77	1,0	187	2413	70	163	6,5	799	4890	7116
установка 7	158	21	305	183	162	2,0	448	2763	47	343	12,7	1649	4807	6643
установка 8	89	10	250	150	75	1,4	285	3806	39	158	9,0	1138	7185	10220
установка 9	215	5	227	136	164	2,4	573	3494	35	346	15,3	2010	5804	7879
установка 10	170	0	200	120	115	2,1	475	4150	31	242	13,3	1728	7142	9830
установка 11	63	0	200	120	43	1,2	219	5155	31	90	7,3	915	10173	14682
установка 12	46	0	200	120	31	0,9	172	5579	31	65	6,0	746	11453	16730

Снижение выбросов NO_X на установках сжигания (при условии, что КПД СНКВ составляет 50 %)

Основание	СНКВ					СКВ				
	эффек-тив-ность	капи-тальная стои-мость в год	факти-ческие эксплуа-тацион-ные расходы	непостоян-ные эксплуата-ционные расходы (50 МВт)		эффек-тивность	капи-тальная стои- мость в год	факти- ческие эксплуа-тационные расходы	непостоян-ные эксплуата-ционные расходы (50 МВт)	
	%	%	%/г	1000 евро/год		%	%	%/год	1000 евро/год	
	50	7,4	4	70		85	7,4	4	64	

ПРОЕКТ DRAFT

	Тепловое сжигание	Нефть	дымовая труба NO_X	дымовая труба NO_X	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	экономическая эффективноть: от базового варианта до реакторного блока СНКВ	концентрация NO_X на выходе	утилизированный NO_X (базовый вариант)	общая стоимость возведения (базовый вариант)	годовые расходы: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эконом эффективность: от базового варианта до реакторного блока СКВ	эффективность дополнительных затрат: от СНКВ к СКВ
	МВт	% Всего МВт	мг/Нм^3	мг/Нм^3	т/г	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	мг/Нм^3	т/г	млн евро	тыс. евро/год	евро/т NO_X	евро/т NO_X
установка 1	289	72	450	225	547	2,9	730	1335	70	924	18,3	2445	2645	4542
установка 2	179	75	450	225	339	2,2	496	1460	70	574	13,7	1788	3117	5516
установка 3	123	31	356	178	185	1,7	368	1991	55	312	10,9	1401	4491	8111
установка 4	254	30	351	175	375	2,7	657	1754	54	634	16,9	2247	3546	6142
установка 5	76	45	425	213	135	1,3	251	1859	66	229	8,2	1025	4483	8283
установка 6	51	77	450	225	97	1,0	187	1931	70	163	6,5	799	4890	9177
установка 7	158	21	305	152	203	2,0	448	2210	47	343	12,7	1649	4807	8567
установка 8	89	10	250	125	94	1,4	285	3045	39	158	9,0	1138	7185	13180
установка 9	215	5	227	114	205	2,4	573	2795	35	346	15,3	2010	5804	10161
установка 10	170	0	200	100	143	2,1	475	3320	31	242	13,3	1728	7142	12678
установка 11	63	0	200	100	53	1,2	219	4124	31	90	7,3	915	10173	18934
установка 12	46	0	200	100	39	0,9	172	4463	31	65	6,0	746	11453	21576

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения
Сокращение выбросов NO_X.

Пример завода(-ов)
Этот процесс был применен к нагревателям и котлам нефтеперерабатывающих заводов. Опыт применения СНКВ на огневом нагревателе на жидком топливе более ограничен. Исследование в США показывает, что для контроля NO_X СНКВ используется реже, чем СКВ и что только 12 из 150 котлов/нагревательных установок восьми нефтеперерабатывающих заводов используют этот тип техники. В ЕС, например, на нефтеперерабатывающем заводе Shell в Гетеборге (SE) работает СНКВ на одном котле.

Справочная литература
[21], [23], [12],[24], [13].

5.21.11 Энергетическая система. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)

Описание
См. Раздел 3.

Достигнутые экологические выгоды
Применение СКВ позволяет снизить содержание NO_X на 80–95 % в очистных котлах и нагревателях, а также в дымовых газах газовых турбин.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
На нефтеперерабатывающем заводе Shell (SE) была установлена установка СКВ на котле мощностью 68 МВт (1998). В качестве топлива использовался мазут, а выбросы NO_X составляли 16 мг/МДж (55 мг/Нм^3, 3 % O_2). Снижение содержания NO_X составлло около 94 %, а содержание аммиака значительно ниже 5 промилле. PreemLysekil (SE) имеет блок СКВ в УККФ. Завод Preem в Гетеборге (SE) имеет две установки СКВ на риформинге и одну на одной из двух установок перегонки сырой нефти.

На электростанции STEAG (нефтеперерабатывающий завод TOTALMitteldeutschland в Германии) три огневых нагревателя на жидком топливе (каждый из которых производит 160 т/ч пара -100 бар - 505 ° C, потребляя 12 т/ч тяжелого мазута при 3,7 % C) оснащены установкой СКВ (с высоким содержанием пыли); они должны достигать выбросов NO_X ниже 150 мг/м^3. В таблице 5.64 ниже приводятся дополнительные данные, касающиеся этого конкретного примера.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.64 – Концентрация газа на электростанции ВСЕГО нефтеперерабатывающего завода в Mitteldeutschland

Параметры (в среднем за 2009 год)	Сырой газ	Очищенный газ
Объем дымовых газов, влажный, $м^3$/ч при 7 % содержании O_2	171690	188249
Температура, °C	<180	<76
Пыль, мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2	220	<10
NO_X в виде NO_2, мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2	800	<150
SO_2, мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2	<4 100	
SO_3, мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2	650	<10
SO_X в виде SO_2, мг/$Нм^3$ при 3 % содержании O_2		<220

Кроме того, CONCAWE сообщает о двух других объемах данных СКВ на нефтеперерабатывающих заводах, один из которых охватывает огневой нагреватель, работающий на комбинированном топливе (газе/мазуте), а другой - общую трубу из четырех котлов, работающих на смешанном комбинированном топливе (газе/мазуте). В обоих случаях показано удаление 80–82 %, что приводит к концентрации на выходе 90-120 мг/$Нм^3$ (3 % O_2).

В результате один недавний пример СКВ был представлен для применения газовой турбины на нефтеперерабатывающем заводе мощностью 19 МВт во Франции. После возобновления эксплуатации в 2009 году ранние результаты показали снижение концентрации NO_X на 80 % по сравнению с концентрациями, зарегистрированными ранее (максимум 350 мг/$Нм^3$), до новых максимальных концентраций, измеренных ниже 65 мг/$Нм^3$ (15 % O_2). Сообщалось о потере генерируемой мощности на 2 %.

Кросс-медиа эффекты

В конкретном контексте переработки нефти следует отметить эффекты:

– Для метода СНКВ побочным эффектом, имеющим важное значение, является образование сульфатов аммония при сжигании серосодержащих топлив, таких как жидкое нефтеперерабатывающее топливо. Отложения сульфатов приводят к загрязнению и коррозии холодильного оборудования по переработке. Сульфат аммония также может привести к выбросам аэрозолей из дымовой трубы и может способствовать выбросам взвешенных частиц.

– Для метода СНКВ хранение и использование газообразного или сжиженного безводного аммиака несет большую потенциальную опасность. Если нет возможности ограничения такого хранения, следует провести оценку риска и принять соответствующие меры по предотвращению. Когда это технически возможно, предпочтение отдается жидкому раствору аммиака (25 %).

Применимость

Имеются сведения о сдерживающих факторах модернизации метода СКВ

ПРОЕКТ DRAFT

для существующих установок сжигания, в частности с точки зрения наличия пространства, температуры и перепада давления.

Например, при эксплуатации котлов и нагревателей нефтеперерабатывающих заводов, работающих на тяжелом топливе, летучая зола содержит оксиды металлов, сажу и кокс. Постоянные концентрации летучей золы находятся в диапазоне 100–600 мг/Нм^3 (с самыми высокими значениями, соответствующими вакуумным остаткам). Установка СКВ, применяемая в таких условиях, может выйти из строя от засорения летучей золой и сульфатами. Возможность осаждения сульфатов, как правило, выше с вакуумным остатком из-за высокого содержания серы (2,5–4 %).

Эффективность удаления NO_X также будет зависеть от концентрации NO_X на входе, которая должна быть снижена, поскольку и при оптимальных тепловых условиях существует нижний предел технически достижимого снижения производительности и концентрации на выходе из-за особых условий смешивания и химической кинетики.

Экономика

Затраты на СКВ варьируют в зависимости от топлива, объема выхлопных газов и требуемого снижения выбросов NO_X.

Для новых электростанций диапазон затрат может составлять от 25 до 110 евро/кВт. Затраты на техническое обслуживание минимальны, основная часть которых приходится на потребление NH_3.

Два примера применения СКВ для модернизации на нефтеперерабатывающих электростанциях приведены в таблице 5.65 и Таблице 5.66. Применение установки СКВ для очистки дымовых газов электростанции было оценено в режиме работы с сырым газом) и чистым газом. Эти две таблицы затрат относятся к общему проекту нефтеперерабатывающего завода в Миттельдойшланде в двух уже упомянутых случаях, данные о производительности, которых приведены в таблице 5.66.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.65 – Основные факторы затрат на селективное каталитическое восстановление (СКВ) при работе на очищенном газе

Подробная информация о расходах (работа на очищенном газе) в 1998 году	количество	евро/установка	евро/год
Время эксплуатации, ч/год	8000		
Инвестиционные затраты, евро	3270278		
Производственные факторы для годовых затрат: Количество лет Процентная ставка, %	 15 6		
Ежегодное погашение включая проценты, евро/год	336717		
Пропорциональные инвестиционные затраты, включая %			336717
Пористость катализатора, $м^3$	20		
Износоустойчивость, год	15		
Замена катализатора, $м^3$/год	1,33	14535 евро/$м^3$	
Средние затраты на катализатор, евро/год	19379		
Катализаторы			19379
Техническое обслуживание + истирание, % от инвестиционных затрат	2		
Техническое обслуживание + истирание, евро/год	65406		
Техническое обслуживание + истирание			65406
Падение давления, мбар	35		
Электронергия для повторного нагрева, МДж/ч	11806,67	3,63 евро/ГДж	343210
Электроэнергия, кВт·ч/ч	610	0,07 евро/кВт·ч	319187
жидкий аммиак NH_3, кг/ч	46,20	0,25 евро/кг	94001
Общие затраты (1998)			1177900

Примечание: Установка на объёме выхлопных газов 250000 $Нм^3$/ч в очищенном отходящем газе после электростанции, на нефтеперерабатывающем заводе, обеспечивающая сокращение выбросов NO_X на 500 мг/$Нм^3$ по отношению к фактическому содержанию кислорода и концентрацию чистого газа <100 мг NO_X/$Нм^3$.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.66 – Основные факторы затрат на селективное каталитическое восстановление (СКВ) при работе на очищенном газе

Подробная информация о расходах (работа на очищенном газа) в 1998 году	Количество	евро/установка	евро/год
Время эксплуатации, ч/год	8000		
Инвестиционные затраты, евро	2180185		
Производственные факторы для годовых затрат: Количество лет Процентная ставка, %	 15 6		
Ежегодное погашение включая проценты, евро/год	224478		
Пропорциональные инвестиционные затраты, включая %			224478
Пористость катализатора, $м^3$	35		
Износоустойчивость, год	8		
Замена катализатора, $м^3$/год	4,38	14535 евро/$м^3$	
Средние затраты на катализатор, евро/год	63589		
Катализаторы			63589
Техническое обслуживание + истирание, % от инвестиционных затрат	2		
Техническое обслуживание + истирание, евро/год	43604		
Техническое обслуживание + истирание			43604
Падение давления, мбар	8		
Электронергия для повторного нагрева, МДж/ч	0	3,63 ЕВРО/ГДЖ	0
Электроэнергия, кВт·ч/ч	160,07	0,07 евро/кВт·ч	83753
жидкий аммиак NH_3, кг/ч	46,20	0,25 евро/кг	94001
Общие затраты (1998)			509425
Примечание: Установка при объеме выхлопных газов 250000 $Нм^3$/ч после электростанции, на нефтеперерабатывающем заводе, обеспечивающем снижение выбросов NO_X на 500 мг/$Нм^3$ по отношению к фактическому содержанию кислорода и для концентрации чистого газа <100 NO_X мг/$Нм^3$.			

Таблица 5.67 показывает пример затрат на модернизацию печи-реформатора шведского нефтеперерабатывающего завода Preem, проведенного в 1998 году.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.67 – Инвестиционные затраты на переоборудование СКВ в печь-реформатор (1998 год)

	Данные	Комментарии
Мощность	68 МВт	Общая тепловая мощность установки риформинга
Эффективность (проект)	90 %	Рассчитан на низкую температуру: 185 ºС Проскок аммиака 5 ppm
Эффективность (эксплуатационная)	91 %	Достигнутое значение до 2009 года В 2009 году: 75 % , включая один месяц выхода из эксплуатации для пересмотра
Инвестиционные затраты (1998 год)	3,2 млн евро	

Данные о затратах на СКВ и СНКВ, используемые на установках сжигания для различных объемов и эффективности борьбы с выбросами, приведены в таблице 5.67.

Кроме того, потенциальные инвестиции и эксплуатационные затраты на внедрение этого метода в 2007 году на существующих котлах и технологических нагревателях на нефтеперерабатывающих заводах Колорадо (США) оценивались в диапазоне от 2000 до 6054 евро (от 2708 до 8201 долл. США) в год и предотвращена тонна NO_X, если предполагать, что в результате сокращение выбросов NO_X составит 70-90 % (на основе курса пересчета валют 0,738 22 на 01.07.2007).

Для модернизации газовой турбины нефтеперерабатывающего завода мощностью 19 МВт во Франции были показаны следующие расходы:

- общая стоимость строительства (2008): 7 миллионов евро;
- годовая стоимость: 200000 евро.

Эффект от внедрения

Сокращение выбросов NO_X.

Пример завода(-ов)

Что касается энергетических систем нефтеперерабатывающих заводов, то СКВ применяется к газовым турбинам, технологическим котлам, технологическим нагревателям, таким как установка риформинга нафты, установка парового риформинга, установки сырой и вакуумной перегонки, установки термического крекинга и гидроочистки. Отчет по нефтеперерабатывающим заводам США показывает, что 20,7 % (или 31 котел/нагреватель) из 150 установок котлов/нагревателей на восьми нефтеперерабатывающих заводах используют СКВ в качестве метода управления. Это же исследование показывает, что три установки СКВ были применены к четырем турбинам, найденным на восьми проанализированных нефтеперерабатывающих заводах.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[21],[23],[12],[24],[13],[4].

5.21.12 Каталитическое восстановление CO и NO_X

Техническое описание

В методе используется ординарный катализатор на основе платины, покрытый карбонатом калия (K_2CO_3), который работает в двух циклах: окисление/поглощение и регенерация. Катализатор работает, одновременно окисляя CO до CO_2 и NO до NO_2, а затем поглощая NO_2 на своей поверхности с помощью покрытия-поглотителя карбоната калия. Регенерация катализатора осуществляется путем пропускания контролируемой смеси регенерационных газов по поверхности катализатора в отсутствии кислорода. Газами регенерации являются пар, водород и углекислый газ. Следовательно, нитраты восстанавливаются до азота. Дополнительный слой катализатора необходим для снижения выбросов SO_2 и сохранения катализатора, восстанавливающего CO и NO_X, когда в топливе присутствует сера.

Поскольку цикл регенерации должен проходить в бескислородной среде, участок катализатора, подвергающийся регенерации, должен быть изолирован от выхлопных газов. Это достигается с помощью набора жалюзи, одна из которых находится выше по течению от регенерируемой секции, а другая- ниже по течению. Во время цикла регенерации эти жалюзи закрываются, и открывается клапан, пропускающий регенерационный газ в секцию (рисунок 5.41).

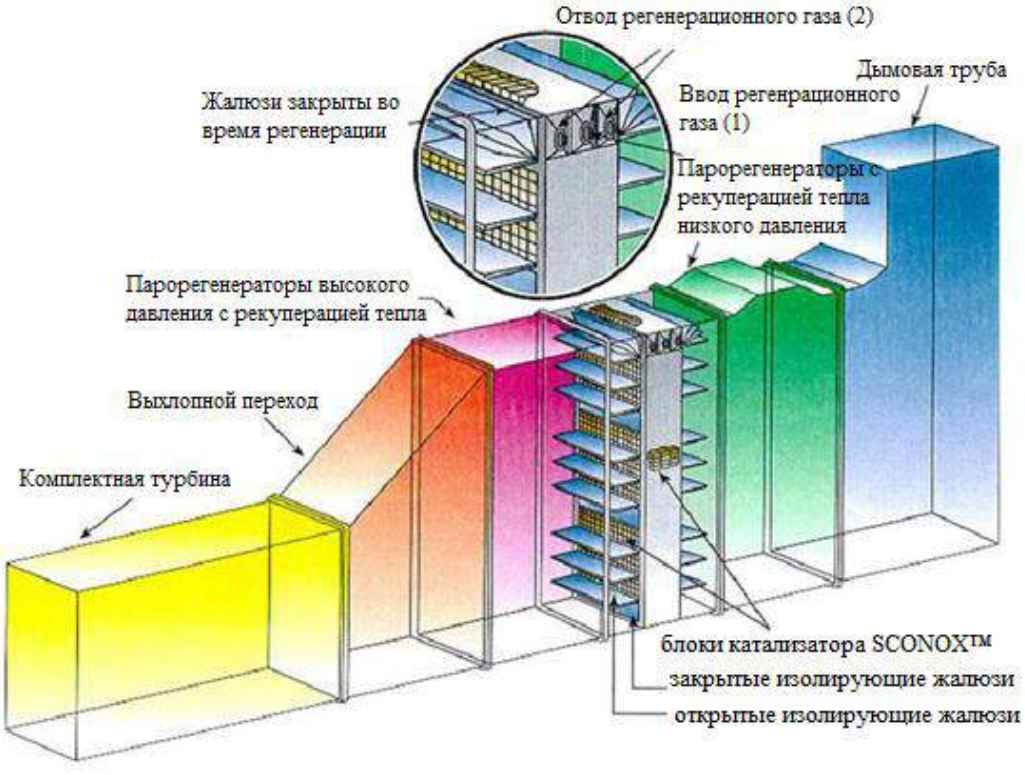


Рисунок 5.41 – Схематическое описание каталитической системы

ГОСТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Используя этот метод, газовые турбины комбинированного цикла могут эксплуатироваться с очень низким уровнем выбросов NO_X. В то же время система снижает выбросы CO и неметановых летучих органических соединений. Аммиак не используется. В случае необходимости, в сочетании с методом катализатора для удаления серы эта система также может быть использована для восстановления соединений серы из выхлопных газов. Достижимыми уровнями являются следующие:

- Выбросы NO_X ниже 2 ppm (4 мг/Нм$_3$ в виде NO_2 при стандартных условиях 0 ºC; 1 013 мбар);
- коэффициент конверсии CO в CO_2 составляет 90 %;
- разрушение неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) более 90 % при температуре 315 °C;
- разрушение формальдегида и ацетальдегида, измеренное на 97 % и 94 % соответственно при 150 °C.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Для этой системы требуется электроэнергия для систем управления, клапанов и приводов, природный газ для производства регенерационного газа и пар как для производства регенерационного газа, так и в качестве носителя разбавления. Типичный перепад давления составляет от 8,5 до 15 мбар. Система может эффективно работать при температуре от 150 °C до 370 °C. Потребность в энергоносителях для газовой турбины мощностью 25 МВт составляет пар (333 – 389 ºC): 1590 кг/ч и натуральный газ: 14 кг/ч.

Агентство по охране окружающей среды США заявило о своей обеспокоенности (письмо от 19.11.1999 года) по поводу технической неопределенности такого метода, особенно в отношении его применения к большим установкам комбинированного цикла.

Кросс-медиа эффекты

Катализатор очень чувствителен к загрязнению серой в дымовых газах и может нуждаться в дополнительном специальном катализаторе поглощения серы. Система выбрасывает в дымовую трубу CO_2, H_2O, N_2 и незначительные уровни SO_2. Из-за маскирования и отравления катализатора требуется ежегодная или шестимесячная очистка катализатора деионизированной водой и раствором карбоната калия (K_2CO_3). Отработанные чистящие растворы могут быть нейтрализованы и утилизированы через канализационную систему, они безвредны для воды и почвы. Драгоценные металлы на отработанном катализаторе имеют остаточную стоимость и могут быть повторно использованы. Проблема утилизации отходов, вызванная отработанным катализатором, отсутствует.

EPOFT DRAFT

Применимость

Применяется как для новых, так и для модернизированных установок, система эффективно работает при температуре от 150 °C до 370 °C и не ограничивает производительность газовой турбины. Такая установка устанавливается в задней части котла или паровом генераторе рекуперации тепла, в том же участке, что и обычная система СКВ.

Экономика

Представленная смета (таблица 68) затрат относится к газовой электростанции с комбинированным циклом мощностью 400 МВт. Приведенные ниже цифры сметы затрат основаны на 8000 ч/год эксплуатации и снижении содержания NO_X с 25 до 5 ppm (от 50 до 10 мг/нм^3 в виде NO_2 при стандартных условиях 0 ° C; 1013 мбар), что составляет примерно 666 тонн удаляемого NO_X в год. В эти цифры включены инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание, а также косвенные ежегодные расходы.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.68 – Инвестиционные затраты, эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание

Расходы	Единица измерения, млн евро	Включая
Инвестиции	19,2	Поставка, монтаж и пуско-наладочные работы
Эксплуатация и техническое обслуживание	1,6	Общее техническое обслуживание; Пар и натуральный газ потребление в цикл регенерации; Падение давления на установке (прибл. 10 мбар) (преобразовано в потребляемую мощность); Средняя стоимость замены катализатора в год (7 лет срок службы катализатора для ведущего ряда); Утилизация/возврат катализатора.
Примечание: Дополнительные косвенные ежегодные расходы подрядчика не включены.		

Снижение содержания NO_X с 25 ppm до 2 ppm (от 50 до 4 мг/Нм^3 в виде NO_2 при стандартных условиях 0 ºС; 1013 мбар) будет способствовать увеличению инвестиций в связи с необходимостью дополнительного катализатора. Это также несколько увеличит затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание в следствие увеличения потребления природного газа и пара, а также увеличения перепада давления.

Второй пример дает стоимость установки в размере 6,2 млн евро для применения этой технологии к газовой турбине мощностью 25 МВт. Эксплуатационные расходы оцениваются примерно в 0,42 млн евро в год, включая техническое обслуживание, пар и природный газ, падение давления в системе и затраты на замену катализатора.

Эффект от внедрения

Требования к очень низким выбросам NO_X и ограничения к оборудованию для борьбы с загрязнением воздуха, использующего аммиак, особенно для заводов, расположенных в густонаселенных районах.

Пример завода(-ов)

Есть примеры применения в США на небольших газовых электростанциях. Например, турбина внутреннего сгорания мощностью 32 МВт работает на Федеральной когенерационной установке холодного хранения в Калифорнии.

Справочная литература

[76], [9], [77].

ПРОЕКТ DRAFT

5.21.13 Электростатические фильтры (ЭСФ)

Описание

См. дополнительные сведения в Разделе 3.

Достигнутые экологические выгоды

ЭСФ может обеспечить выбросы взвешенных частиц (ТЧ) <10-50 мг/Нм^3 с сокращением до 95 %. Продувка сажи — это процесс, который выполняется через регулярные промежутки времени для удаления сажи, которая накопилось на печном оборудовании и затруднила надлежащее функционирование. Во время этого процесса содержание ТЧ в выхлопных газах может достигать значений 2000 мг/Нм^3. ЭСФ и аналогичные методы удаления пыли, установленные для нормальной работы, эффективны в снижении выбросов взвешенных частиц до приемлемого уровня. Таким образом, ЭСФ, работающие на технологических печах, обычно дают более высокие средние концентрации из-за продувки сажи.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Более подробная информация приведена в разделе 3.

Кросс-медиа эффекты

Потребление электроэнергии, удаление пыли и в некоторых случаях, выбросы аммиака. См. дополнительные сведения в разделе 3

Применимость

ЭСФ широко применяются в установках ФКК, на тепловых электростанциях и в мусоросжигательных заводах. ЭСФ могут быть не применяться к некоторым частицам с высоким электрическим сопротивлением. Они могут быть установлены как на новых, так и на существующих заводах. Для их применения требуется место (пространство).

Экономика

Типичные установленные капитальные затраты для ЭСФ составляют от 1 млн до 3,8 млн евро.

Эффект от внедрения

Сократить выбросы взвешенных частиц и металлов или других опасных веществ, содержащихся в них.

Пример завода(-ов)

Мокрые ЭСФ являются наиболее распространенным типом, используемым для борьбы с выбросами взвешенных частиц в процессах сжигания тяжелого мазута. На нефтеперерабатывающих заводах ЭСФ используются как в установках ФКК, так и в установках крекинга тяжелой нефти

ПРОЕКТ DRAFT

и остатков. Они могут использоваться для очистки выбросов при сжигании тяжелого жидкого или твердого топлива.

Справочная литература
[12], [5].

5.21.14 Когенерационные установки (КГУ)

Описание
Краткое описание можно найти в разделе 3.21

Достигнутые экологические выгоды
При комбинации нефтеперерабатывающего завода/других источников энергии (электрогенераторов) потребление энергии и выбросы CO_2 будут сокращены за счет применения концепции когенерации. На других источниках энергии (электрогенераторах) потребление топлива и все связанные с этим выбросы будут снижены, но на НПЗ потребление топлива и выбросы могут увеличиться. НПЗ, который производит свой собственный пар и электроэнергию (без импорта из других источников энергии), может извлечь выгоду из (улучшенной) когенерации. В этих случаях экологические выгоды включают сокращение потребления топлива и связанных с ним выбросов.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Большинство турбин требуют особо стабильной смеси топлива, чтобы быть уверенными в устойчивости пламени, и в основном предназначены для сжигания природного газа. Компоненты топливного газа НПЗ могут значительно варьировать, особенно при производстве избыточного водорода, например, при временном отключении установки гидроочистки, в результате чего избыточный водород направляется в систему топливного газа. Однако эти проблемы, как правило, могут быть преодолены, вплоть до предела около 70 % водорода в топливе.

Кросс-медиа эффекты
Воздействия на различные компоненты окружающей среды не были обнаружены.

Применимость
В целом применимо. Принципы когенерации пара и электроэнергии также может быть применена к котлам, работающим, например, на жидком нефтеперерабатывающем топливе. Они могут быть предназначены для генерирования паров высокого давления и понизить давление над экспандером/турбогенератором. Экономайзеры и оптимизация регулирования соотношения воздуха и топлива также являются методами, применимыми на

ПРОЕКТ DRAFT

когенерационных установках.

Эффект от внедрения

Для производства пара и энергии, которые будут использоваться внутри или за пределами нефтеперерабатывающего завода.

Пример завода(-ов)

Ряд нефтеперерабатывающих заводов имеют или в настоящее время устанавливают парогазовую турбину (ГТЗЦ) или комбинированную теплоэнергетическую установку (ТЭУ), предназначенную для производства пара и электроэнергии для нефтеперерабатывающего завода. Обычно это делается для полной или частичной замены старой котельной, работающей на мазуте, для снижения эксплуатационных расходов и уменьшения зависимости от других генераторов электроэнергии.

Справочная литература

[12], [5].

5.21.15 Котёл с псевдоожиженным слоем

Описание

Альтернативным методом использования тяжелых нефтяных остатков или нефтяного кокса является сжигание в котле с псевдоожиженным слоем для улавливания серы.

Достигнутые экологические выгоды

Около 90 % содержания серы в топливе улавливается, и около 50 % кальция в известняке используется для поглощения серы.

Кросс-медиа эффекты

Полученный сульфат кальция и непереработанный оксид кальция вместе с никелем и ванадием в топливе выгружаются из котла в виде твердого остатка, который может быть использован в качестве дорожного заполнителя или утилизирован на свалку.

Такие схемы имеют более низкие показатели улавливания серы, чем газификация, и они не обеспечивают возможности получения водорода. Кроме того, могут возникнуть экологические ограничения против добычи и транспортировки известняка и удаления остатков. По этим причинам газификация в целом может быть более привлекательной в долгосрочной перспективе.

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Комбинация котлов с псевдоожиженным слоем с деасфальтированием растворителя или замедленным коксованием может быть экономически эффективным решением для нефтеперерабатывающих заводов с существующей мощностью установки ФКК и дефицитом пара/мощности.

Экономика

Как правило, дешевле, чем газификация.

Эффект от внедрения

Сокращение образования твердых отходов.

Справочная литература

[12].

5.21.16 Рециркуляция дымовых газов

Описание

Внешняя рециркуляция дымовых газов (РДГ) применяется в котлах и нагревателях для увеличения влияния разбавителя, следовательно, для снижения температуры сгорания. Обычно 20 % доступного дымового газа из котельной трубы отводится по каналам для смешивания со свежим воздухом для горения.

Достигнутые экологические выгоды

Использование рециркулированного дымового газа в составе воздуха для горения может больше снизить образование NO_X.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Этот процесс трудно контролировать, особенно во время неполной загрузки.

Применимость

Применяется для котлов и огневых обогревателей. При модернизации (в частности, котлов и печей в режиме принудительной тяги) РДГ увеличивает гидравлические нагрузки и смещает тепловую нагрузку в сторону конвективной секции(секций) и может быть непрактичным.

Экономика

Более высокая стоимость, по сравнению с другими первичными мерами.

Эффект от внедрения

Для снижения выбросов NO_X из котлов и нагревателей.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[21], [23].

5.21.17 Стадия сжигания топлива (дожигание)

Описание
Стадия сжигания топлива, также называемая дожиганием, основана на создании различных зон в печи путем ступенчатого впрыска топлива и воздуха. Цель состоит в том, чтобы сократить выбросы NO_X, которые уже образовались, обратно в азот. Этот метод добавляет к охлаждению пламени реакцию, с помощью которой органические радикалы способствуют расщеплению NO_X. Более подробная информация доступна в Справочнике по НДТ «Сжигание топлива на крупных установках с целью получения энергии».

Достигнутые экологические выгоды
Достижимые уровни составляют <200 мг/Нм^3 эквивалента NO_2, особенно для сжигания газа, для которого более легко достижимы самые низкие уровни.

Кросс-медиа эффекты
Дополнительное потребление энергии (по оценкам, около 15 %, без какой-либо дополнительной рекуперации энергии).

Применимость
Этот метод применяется на уровне печи или котла, но он тесно связан с конструкцией горелки. Он широко используется для сжигания газа. Для сжигания комбинированного и жидкого топлива требуется специальная конструкция горелки.

Эффект от внедрения
Сокращение выбросов NO_X.

Справочная литература
[5], [23].

5.21.18 Переход на малозольные виды топлива

Описание
Топливный газ НПЗ и гидроочищенное жидкое технологическое топливо имеет меньшое содержание взвешенных частиц в составе, чем тяжелое жидкое технологическое топливо. Переход на эти виды топлива оказывает положительное влияние на сокращение выбросов взвешенных частиц. Достигнутые уровни выбросов взвешенных частиц, а также эффекты между средами, эксплуатационные данные, применимость и экономические аспекты

ПРОЕКТ DRAFT

уже были описаны в пунктах 5.21.3. и 5.21.5.

5.21.19 Присадки к топливам

Описание

– 1-метод: Использование извести или известняка в качестве присадки к топливу для улавливания оксидов серы.

– 2-метод: Использование присадок на основе магния для ингибирования окисления SO_2 в SO_3. Магний соединяется с пятиокисью ванадия, образующейся при сжигании тяжелых жидких топлив.

Достигнутые экологические выгоды

– 1-метод: Этот метод уменьшает выделение SO_2 примерно на 90 %. Требуется 100 % известняка, превышающего стехиометрическое количество.

– 2-метод: Цель этого метода состоит не в том, чтобы уменьшить выбросы SO_X, а в том, чтобы уменьшить количество SO_3 в шлейфе для уменьшения его видимости.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

2-метод: Объем закачиваемой жидкости составляет около одного литра на каждые 5,6 т сожженного жидкого топлива.

Кросс-медиа эффекты

– 1-метод: Смесь известняка и гипса должна быть утилизирована.

– 2-метод: Нет никаких заметных последствий.

Применимость

– 1-метод: Для обычных котлов и печей нефтеперерабатывающих заводов закачка извести или известняка в печь для улавливания серы не допускается. Если нагреватели и котлы представляют собой котлы с псевдоожиженным слоем или котлы с циркулирующей жидкостью для сжигания нефтяного кокса или тяжелого битума, полученного в результате деасфальтизации растворителем, есть возможность закачивать известь/известняк в печь в качестве борьбы с выбросами.

– 2-метод: Этот метод был применен в качестве испытательного метода (2008) на европейском нефтеперерабатывающем заводе для уменьшения видимого результата от двух из шести котлов. В 2010 году метод был принят неработающим, так как объект не смог количественно доказать достигнутые улучшения.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов оксида серы.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[108]

5.21.20 Процессы десульфуризации дымовых газов

Описание

К методам десульфурации дымовых газов, которые могут быть рассмотрены на предмет их применения, относятся, например, мокрый известняковый скруббер, процесс Вальтера, процесс Уэллмана-Лорда, процесс SD, процесс AI, процесс SNO_X и очистка морской воды. Подробную информацию об этих процессах можно найти в пункте 5.27.4.

Экономика

Последние данные о затратах на использование мокрого газового скруббера по сравнению с заменой топлива (природный газ заменяет нефтеперерабатывающее топливо) доступны в [108]).

5.22 Интегрированное управление нефтеперерабатывающим заводом

Необходимо применение качественных НДТ.
Например, пункт 4.1 и иные.

5.23 Утилизация тепла дымовых газов

Суть НДТ по утилизации тепла дымовых газов состоит в переспределение горячих потоков дымовых газа или сырья.

5.24 Комбинированные / комплексные установки НПЗ

Комбинированные/комплексные установки НПЗ являются системой нескольких различных технологических процессов и могут включать в себя различные техники, по соответствующим технологическим процессам, и рекомендуются к применению в связи с возможностью оптимизации процессов переработки нефти и газа в целом по заводу.

5.25 Методы управления отходами

ПРОЕКТ DRAFT

5.25.1 Обработка и обращение со шламом

Описание

Шламы — это полужидкие остаточные отложения, образующиеся в результате очистки сточных вод на промышленных установках. На НПЗ образуется ряд различных типов шламов из следующих источников: резервуары сырой нефти и нефтепродуктов (донные отложения), API сепаратор нефть-вода, установки флокуляции и флотации, а также установки напорной флотации. Биошламы представляют собой значительную категорию шламов с точки зрения содержания нефти и обезвоживаемости. Захоронение отходов, вывоз отходов с целью перемешивания их с верхним слоем почвы строго запрещено.

Предварительная очистки и очистка шлама

Очистка шлама методом обезвоживания, осушки и/или сжигания направлена на уменьшение объема и остаточного содержания углеводородов с целью экономии затрат на последующую переработку или утилизацию. Принцип механического обезвоживания шлама с помощью декантеров или трикантеров основан на центробежных силах и разнице плотностей между водой, нефтью и взвешенными веществами. Стадии термической переработки подразумевают процессы испарения. Испарение происходит в результате косвенного нагрева и/или разрушения органических компонентов путем термического окисления (сжигания).

Декантеры широко используются для обезвоживания биошламов. Паровые сушилки применяются практически только для осушки биошлама и зачастую на стадии предварительной очистки перед сжиганием.

В нефтеперерабатывающей промышленности декантеры повсеместно распространены для обезвоживания и обезжиривания шлама. Выполнены как в виде стационарной, так и передвижной установки, предоставляемой подрядными организациями. Осушенные био- и нефтешламы дополнительно обрабатываются в установках осушки и/или сжигания. Такая обработка практически удаляет нефть из остатков, для которых находят полезное применение.

Методы обезвоживания нефтешлама применяется только на НПЗ, утилизирующие шламовый кек за пределами своих объектов. Это делается для того, чтобы уменьшить количество шлама и сократить затраты на их утилизацию. Повсеместно используются установки сжигания в цементных печах, углесжигающие электростанции, специальные установки сжигания осушенного шлама, печи и установки утилизации опасных отходов. На НПЗ сушка практически не используется из-за угроз безопасности. В результате обезмасливания/обезвоживания шламы содержат небольшой объем твердых отходов с низким содержанием растворителей (после обработки в центрифуге или пропускание через фильтры) На НПЗ, перерабатывающих нефтешламы, в процессе коксования нефтешламы используются повторно.

На рисунке 5.42 показана упрощенная технологическая схема

ПРОЕКТ DRAFT

эксплуатации декантера в сочетании с топочным устройством с кипящим слоем. Такая схема считается одной из наилучших доступных технологий для сжигания шлама по версии Best Available Techniques Reference Document for Waste Incineration [119]. В топочное устройство с кипящим слоем шламовый кек подается на песчаный слой нагнетательным поршневым насосом.

Следует отметить, что необходимо тщательно регулировать выбросы SO_2, NO_X, угарного газа, хлорорганических соединений, ПАУ и тяжелых металлов, образующихся в этих системах, с применением соответствующих мер борьбы с выбросами, которые рассматриваются в справочнике [119].

Кроме того, другие методы обращения со шламами (включая биологическую очистку) описаны в справочнике 2006 г. по очистке отходов [120].

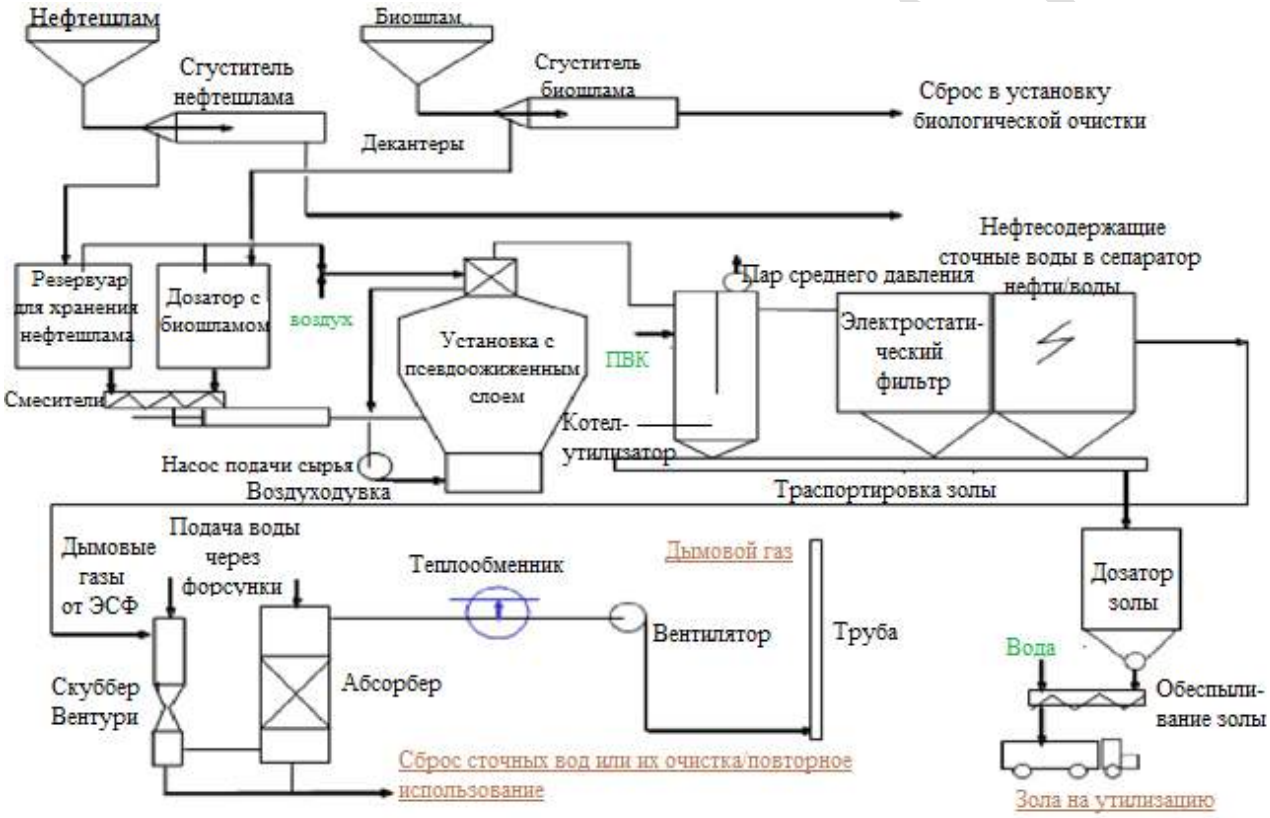


Рисунок 5.42 – Упрощенная технологическая схема обработки и сжигания шлама

Достигнутые экологические выгоды

Образование шламов уменьшается до значений от 0,1 до 0,5 кг на тонну сырья, перерабатываемого на НПЗ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Проблемы безопасности связаны с запуском и остановом (плановым или аварийным). В связи с этим необходимо следить за положением факела и

регулировать систему продувки азотом. Анаэробные и пирофорные отложения (в днище резервуаров) подвержены воспламенению при хранении и сушке.

Кросс-медиа эффекты

Последствия сжигания шлама на окружающую среду рассматриваются в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Waste Incineration.

Энергопотребность при сушке и сжигания ила сильно зависят от характеристик отложения (содержание воды и остаточной нефти). Энергетическая интеграция со сжиганием кипящего слоя осуществляется двумя процессами: предварительный нагрев первичного воздуха для псевдоожижения происходит привычным способом, а выработка пара из-за эконоческих аспектов выполняется с помощью систем, способных генерировать более 8 т пара промежуточного давления/ч. Повышенный избыток воздуха необходим для поддержания температуры кипящего слоя, что является существенным недостатком метода сжигания с кипящим слоем.

Применимость

Повторное использование нефтешламов в процессах коксования возможна при наличии такой установки и соответствующих технических характеристик конечного продукта. Установки обезвоживания шлама полностью применимы и в основном используются для минимизации отходов перед сжиганием. Установка для сжигания с кипящим слоем — это опробованая технология, широко применяемая в промышленности по переработке отходов.

Экономика

Для установки мощностью 4 т/ч шламого кека (20 % сухих веществ) требуется площадь около 50x100 м, включая резервуары и установку полной очистки дымовых газов и золы. Высота установки обычно составляет 12-15 м (резервуары, печи, котел-утилизатор, ЭСФ, шлаковый бункер), а дымовая труба высотой 40 м и больше, в зависимости от наличия дополнительных установок. Описанная выше система подходит для крупного НПЗ производительностью 20 т/год и требует капитальных вложений в размере около 37,5 млн евро (включая саму установку). Эксплуатационные расходы составляют 500–700 евро за тонну сухих взвешенных веществ. Если крупномасштабные печи сжигания шлама, установленные на объекте, располагают технической возможностью перерабатывать промышленные шламы, то установка специальной системы сжигания шлама экономически не оправдана.

Дымовые газы используются декантерами с усовершенствованной системой сушки нефтешлама. Такая установка займет всего 10-15 % от указанной выше площади объекта. В то время как дорогостоящая очистка потребовала бы 5 млн евро капитальных вложений.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Извлечение нефти. Снижение эксплуатационных расходов. Законодательство, регулирующее обращение с отходами

Пример завода(-ов)

Применение декантеров считается надежным, передовым и проверенным методом очистки сточных вод со сниженным количеством отходов. Стационарные декантеры установлены на НПЗ городов Годорф, Гетеборг и Станлоу. Несколько раз в год привлекаются подрядные организации. Они перерабатывают шлам на самом объекте либо за его пределами следующими способами: декантирование, сушка, сжигание в печах для обжига цемента, с задействованием электростанций, переработка в промышленные/бытовые отходы или использование специальных установок сжигания нефтешлама.

Примение установки сжигания нефтешламов на основе процесса псевдоожижения считаются современным способ утилизации отходов, но требует усовершенствованного метода проектирования и управления технологическим процессом. На нескольких НПЗ такие установки используются ещё с 1970-х годов. На сегодняшний день некоторые из них заменены другими, экономически выгодными установками, так как иначе очистка дымовых газов потребовала бы дополнительного оснащения и вложения инвестиций. Смешивание нефтяных шламов с другими отходами и использование их в качестве вторичного топлива в печах для обжига цемента и/или на электростанциях считается приемлемым способом утилизации, если такие установки применяют соответствующие меры борьбы с выбросами. Международные подрядные организации по работе со шламом используют либо передвижные декантеры, либо сушильные системы для извлечения нефти, либо стационарные системы очистки нефтешламов.

5.25.2 Биологическое разложение отходов

Этот раздел рассматривает методы биологического разложения отходов НПЗ, используемых непосредственно на самих НПЗ. Информация по методам рекультивации загрязненной почвы в этом разделе не рассматривается.

Описание

Многие опасные химические вещества, содержащиеся в отходах НПЗ, преобразуются микробиологическими методами в неопасные соединения, такие как вода и углекислый газ. В целом загрязняющие вещества разлагаются в почве очень медленно, так как для этого процесса требуются оптимальные условия, например, использование биореакторов. Необходимо выполнить ряд условий, чтобы биоразложение происходило быстрее.

Современные методы биоразложения направлены на улучшение

ПРОЕКТ DRAFT

необходимых условий. Нужные микроорганизмы для биоразложения либо уже присутствуют в отходах, либо следует добавить их (если разложение предполагает их наличие). Такие микроорганизмы специально отбирают и подготавливают для переработки.

Другие методы биоразложения описаны в справочнике по обработке отходов [120].

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Наиболее важные факторы биоразложения заключаются в необходимости контроля температуры, достаточного количества кислорода, питательных веществ и соответствующих микроорганизмов. Также важно учесть уровень концентрации загрязняющих веществ и динамику ее изменения. Присутствие токсичных соединений нарушает процесс биоразложения. Иногда присутствие природных органических соединений оказывает положительное влияние на процесс.

Таким образом, для увеличения скорости разложения отходов НПЗ необходимо следующее:

- достаточное количество микроорганизмов нужных штаммов;
- нетоксичные концентрации загрязняющих веществ или других соединений;
- расчет точного количества воды;
- нужный объем питательных веществ (в основном фосфора и азота в соотношении 1:10);
- необходимое количество кислорода для аэробных процессов и полное отсутствие кислорода для анаэробных процессов;
- оптимальная температура (20-30 °C);
- pH 6-8.
- регулировка температуры;
- необходимо принять меры для предотвращения выбросов в атмосферу летучих загрязняющих веществ или продуктов разложения. Для предотвращения выбросов в воду и почву применяются плотные настилы на территории объекта, отработанный воздух очищается, а лишняя вода используется повторно.
- наличие загрязняющих веществ (предпочтительно без высоких пиковых концентраций) для разложения, а именно хорошее смешение питательных веществ, отходов, инертных (например, почвы) и загрязняющих веществ.

Справочная литература

[120], [13].

ПРОЕКТ DRAFT

5.26 Методы снижения выбросов

В этом разделе представлена отраслевая информация о ключевых методах управления, сокращения и уменьшения выбросов, которые применяются или могут быть применены для выбросов в атмосферу при переработке нефти и газа.

В этом разделе можно найти общую информацию об экологических преимуществах, влиянии на разные среды, эксплуатационных данных и применимости, которые не были представлены в других разделах. В дополнение к этим методам, которые могут появиться в ходе производственной деятельности, этот раздел также содержит процессы на выходе из трубы, которые касаются всего нефтеперерабатывающего завода и также должны учитываться при определении НДТ. К этой категории относятся установки регенерации серы, факелы, а также очистка амином и очистка сточных вод.

5.26.1 Методы снижения выбросов CO

Описание

Котлы дожига оксида углерода (котлы CO) и катализаторы восстановления CO (и NO_X). Первичные меры по снижению выбросов CO:

- соответствующий оперативный контроль;
- постоянная подача жидкого топлива во вторичный обогреватель;
- соответствующее перемешивание дымовых газов;
- каталитический дожиг;
- окисляющие катализаторы.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов CO. Выбросы на выходе из котла CO: <100 мг/Нм^3. В случае обычного сжигания концентрация CO ниже 50 мг/Нм^3 достижима при температурах выше 800 ° C, при достаточной подаче воздуха и достаточном времени удерживания.

Справочная литература

[114].

5.26.2 Варианты контроля выбросов CO_2

Описание

В отличие от обработки дымовых газов SO_2, NO_X или взвешенными частицами, подходящая технология снижения выбросов CO_2 недоступна. Доступны методы отделения CO_2, но проблема заключается в:

- эффективное управление энергопотреблением, включая:
- улучшение теплообмена между потоками нефтеперерабатывающих заводов;

ПРОЕКТ DRAFT

– интеграция процессов нефтепереработки во избежание промежуточного охлаждения компонентов;

– улавливание отходящих газов и их использование в качестве топлива (например, улавливание факельного газа);

– использование теплоты дымовых газов;

– использование топлива с высоким содержанием;

– эффективные методы производства энергии; это означает максимально возможную рекуперацию энергии от сгорания топлива;

– улавливание, транспортировка и хранение (CCS - улавливание и хранение углерода) выбросов CO_2.

Поскольку вариант CCS еще не доступен в масштабе одного участка, выбор методов борьбы с выбросами следует применять с учетом возможности дальнейшего использования CO_2.

Достигнутые экологические выгоды

Снижение выбросов CO_2.

Экологические показатели и эксплуатационные данные Рациональное использование энергии требует хорошей работы для максимальной рекуперации тепла и управления технологическим процессом (например, избыток O_2, тепловые балансы между рефлюксом, температура продукта при хранении, осмотр и очистка оборудования).

Кросс-медиа эффекты

Использование топлива с высоким содержанием водорода снижает выбросы CO_2 на нефтеперерабатывающих заводах, но в целом не приведет к сокращению выбросов CO_2, поскольку эти виды топлива не будут доступны для других целей на заводе.

Справочная литература

[120], [13].

5.26.3 Методы снижения выбросов NO_X. Низкотемпературное окисление NO_X

Описание

В процессе низкотемпературного окисления NO_X озон вводится в поток дымовых газов при оптимальных температурах ниже 150 ºC для окисления нерастворимых NO и NO_2 в хорошо растворимый в воде N_2O_5. N_2O_5 удаляется в мокром скруббере с образованием разбавленных сточных вод азотной кислоты, которые можно использовать в производственных процессах или нейтрализовать для выпуска в окружающую среду.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Низкотемпературное окисление NO_X может обеспечить удаление NO_X от 90 до 95% при постоянном уровне NO_X до 5 ppm. Дополнительные преимущества - это возможность рекуперации тепла из топливного газа. Весь процесс контролируется, чтобы не производить вторичных газообразных выбросов. Поскольку озон используется в качестве окислителя, выбросы CO, ЛОС и аммиака также снижаются.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Использование озона и низкие оптимальные температуры процесса обеспечивают стабильные условия обработки. Энергозатраты на производство озона колеблются от 7 до 10 МДж / кг (2–2,8 кВт·ч/кг) производимого озона с концентрацией 1–3 % по весу с подачей сухого кислорода. Температура должна быть ниже 150 ºC, чтобы свести к минимуму разложение озона. Для топлива с тяжелыми взвешенными частицами может потребоваться дополнительное оборудование.

Кросс-медиа эффекты

Озон должен производиться на месте по необходимости из хранимого O_2. Существует опасность утечек токсичного озона.

Низкотемпературное окисление (LoTOX) обязательно должно быть связано с новой или существующей очистной установкой и приводит к образованию сточных вод, подлежащих надлежащей очистке. Возможно, придется рассмотреть вопрос об увеличении нитратной нагрузки на существующие очистные сооружения вместе с соответствующими затратами на контроль нитратов. При этом образуется азотная кислота, которую необходимо нейтрализовать с помощью щелочи, используемой в секции очистки.

Применимость

Этот процесс был разработан и известен как технология снижения выбросов NO_X с использованием скруберов. Эффективность удаления NO_X напрямую связана со скоростью закачки озона и ее регулированием в реальном времени по отношению к целевой концентрации NO_X на выходе. Выход NO_X можно регулировать, изменяя заданное значение на системном контроллере.

Этот процесс может использоваться в качестве автономной системы обработки или может следовать за другими модификациями сжигания и системами дожигания, такими как горелки с низким уровнем выбросов NO_X, СКВ или удаление SO_X, в качестве заключительного этапа полировки, включая устранение проскоков аммиака. Его можно легко модернизировать на существующем заводе.

PROJECT DRAFT

Экономика

Этот метод требует минимальных затрат на обслуживание и минимального интерфейса оператора. Относительные капитальные затраты и эксплуатационные расходы, указанные поставщиками технологий, утверждают, что они равны или меньше систем типа СКВ (Селективное каталитическое восстановление).

Перспективное исследование потенциального контроля над существующими основными промышленными источниками SO_2 и NO_X в Колорадо (США) предоставляет данные о совокупном капитале и годовых эксплуатационных затратах, выраженные на тонну сокращенных выбросов NOx для некоторых промышленных секторов. На нефтеперерабатывающих заводах указанная заявка (с использованием обновленных экономических данных Агентства по охране окружающей среды США за 2005 г.) касается установок FCC (жидкий каталитический крекинг) с затратами в диапазоне от 1391 до 1595 евро за тонну (1884 - 2161 долларов США за тонну, исходя из обменного курса 0,73822 01.07.2007). Для сравнения доступны другие диапазоны затрат для мокрых обжиговых печей 2303 - 2454 евро за тонну (3102 - 3324 долл.США за тонну) и сухих печей 1717 - 1963 евро за тонну (2327 - 2659 долл.США за тонну) в цементной промышленности.

Пример завода(-ов)

Этот процесс используется на коммерческих установках США в таких секторах, как травление кислотой, плавка свинца, паровые котлы и котлы, работающие на угле. Кроме того, ряд устройств ФКК были модернизированы такой технологией в США.

Справочная литература

[106], [108].

5.26.4 Сокращение выбросов и использование катализатора процессов переработки нефти

Описание

Более подробная информация приведена в разделе 3.5.

Достигнутые экологические выгоды

Сокращение технологических выбросов и сокращение потребления кислоты и, следовательно, отходов. Мощные установки полимеризации позволяют снизить потребление фосфорной кислоты до уровня 0,1 – 0,2 г/т получаемого полимера. Другой источник сообщает, что типичный расход катализатора (H_3PO_4+носитель) составляет около 1,18 кг катализатора на тонну произведенного полимера.

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Имеющиеся данные приведены в таблице 5.69.

Таблица 5.69 – Стандартно потребление энергии на полимеризационной установке

Коммунальные сети	Потребление
Электрическая мощность (кВт/тонна продукта C_5+)	20 – 28
Пар (т/тонна продукта C_5+)	0.7 – 1.1
Охлаждение ($м^3$/тонна продукта C5+)	4.4 – 6.0

Кросс-медиа эффекты

Отсутствие воздействия на различные компоненты окружающей среды

Применимость

Обычно используется в качестве производственного процесса.

Экономика

Процесс каталитической конденсации относительно прост в эксплуатации и требует минимальных затрат труда. Его простота отражена в эксплуатационных требованиях, приведенных в таблице 5.70.

Таблица 5.70 – Типичные эксплуатационные расходы процесса каталитической конденсации

Стоимость катализатора и химикатов (евро/тонна продукта C_{5+})	5,00 – 8,20
Трудовые и эксплуатационные расходы (рабочая сила)	1 оператор-помощник
Типичные эксплуатационные расходы (евро/тонна продукта C_{5+})	20 – 30
Инвестиции (евро1 995/(тонна/год) продукта C_{5+})	50 – 95

Требуется только один оператор. В целом расходы на эксплуатацию установки каталитической конденсации колеблется от 16 до 22,6 евро за $м^3$ C_5+полимерный бензин. Данные расходы включают инженерное обеспечение, рабочую силу, катализаторы, химикаты и надбавку за роялти на установку, но не включает никаких прямых или косвенных капитальных затрат.

Эффект от внедрения

Производственный процесс.

Примеры

Некоторые процессы полимеризации присутствуют на европейских нефтеперерабатывающих заводах. В настоящее время единицы алкилирования преобладают над единицами полимеризации, хотя единицы полимеризации дешевле.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[78], [4], [9].

5.26.5 Методы снижения выбросов. Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)

Описание
СНКВ - это некаталитический процесс удаления оксидов азота из дымовых газов с помощью газофазной реакции аммиака или мочевины при высоких температурах (обычно от 850 °C до 1100 °C). Этот метод, также называемый термическим DeNOX, восстанавливает NO_X до азота и воды. Для достижения хорошего перемешивания небольшое количество реагента вводят вместе с газом-носителем, обычно воздухом или паром.

Достигнутые экологические выгоды
Может быть достигнуто снижение на 25–70 %, что дает значения менее 200 мг/Нм^3.

Экологические показатели и эксплуатационные данные
Скорость снижения NO_X во многом зависит от возможности согласования следующих температурных окон с минимальным временем пребывания в температурном окне 0,2 - 0,5 с:

- 850 - 1000 °C, для аммиака и едкого аммиака (оптимально 950 °C);
- 800 - 1100 °C, для мочевины (оптимально 1000 °C).

Ввод реагента ниже этого температурного окна приводит к чрезмерному проскоку аммиака. Ввод реагента выше температурного окна приводит к увеличению выбросов NO_X. В некоторых случаях предполагалось, что химические усилители, такие как водород, необходимы для ускорения реакции при более низких температурах, но об этом типе применения в нефтеперерабатывающей промышленности не сообщается.

Аммиак, образующийся при отпаривании кислой воды (см. пункт 5.28.1), можно использовать в качестве агента $DeNO_X$. Это также зависит от концентрации NO_X на входе, которую необходимо уменьшить, потому что и при оптимальных тепловых условиях существует нижний предел технически достижимого выхода восстановления и концентрации на выходе из-за конкретных условий смешивания и химической кинетики.

Кросс-медиа эффекты
Неотъемлемым ограничением метода СНКВ является выброс небольшого количества непрореагировавшего NH_3 (проскок аммиака) в поток дымовых газов. Проскок аммиака обычно находится в диапазоне 5–20 ppm (3– 4 мг/Нм^3), причем более высокие значения связаны с более высоким восстановлением NO_X. Агентство по охране окружающей среды США определило аммиак как самый

ПРОЕКТ DRAFT

крупный прекурсор мелких взвешенных частиц (загрязнение воздуха (2,5 мк и меньше) в стране).

Побочным эффектом, вызывающим особую озабоченность, является образование сульфатов аммония при сжигании серосодержащего топлива, такого как жидкое технологическое топливо. Сульфаты вызывают загрязнение и коррозию оборудования, расположенного ниже по потоку.

Водный аммиак, безводный аммиак или мочевина могут использоваться в качестве реагента в системе СНКВ. Хранение газообразного или сжиженного безводного аммиака имеет большой потенциал опасности. Поэтому по возможности после соответствующей оценки рисков следует использовать жидкий раствор аммиака (25 %) или мочевины.

N_2O - это побочный продукт, образующийся при использовании СНКВ. Восстановление на основе мочевины генерирует больше N_2O, чем системы на основе аммиака. В системах на основе мочевины не более 10 % выведенных NO_X превращается в N_2O [103, EPA 2002].

Применимость

СНКВ обычно применяется к дымовым газам от нагревателей и котлов. Требуется лишь очень небольшое пространство, в основном, для хранения NH_3.

В некоторых случаях эксплуатационные и физические ограничения могут затруднить дооснащение, например, необходимое температурное окно может возникнуть в середине ряда труб котла и может привести к попаданию впрыскиваемого химического вещества в трубы.

Экономика

Соображения стоимости включают начальные капитальные затраты на модификацию печи или котла, трубопроводов для ввода реагента, системы подачи реагентов и текущих затрат на реакцию аммиака или мочевины с NO_X.

Пример завода(-ов)

Применяется в установках ФКК, технологических печах и котлах.

Справочная литература

[78], [9].

5.26.6 Методы снижения выбросов. Селективное каталитическое восстановление (СКВ)

Описание

Также известен как каталитический $DeNO_X$. Пары аммиака / мочевины смешиваются с дымовыми газами через решетку для впрыска перед тем, как пройти через катализатор для завершения реакции. Доступны различные рецептуры катализаторов для различных температурных диапазонов: цеолиты

ПРОЕКТ DRAFT

для температур 300–500 °C, традиционные неблагородные металлы, используемые при температуре от 200 °C до 400 °C, а также металлы и активированный уголь для применения при самых низких температурах (150–300 °C). Более подробную информацию об этом методе можно найти в [6].

Достигнутые экологические выгоды

СКВ особенно подходит для ситуаций со строгими стандартами выбросов. С помощью СКВ эффективность удаления 80-95 % может быть достигнута, как правило, для входных концентраций более 200 мг/Нм^3. Уровни остаточного NO_X в дымовой трубе 10-20 мг/Нм^3 могут быть достигнуты путем применения СКВ в газовых котлах и печах. При сжигании тяжелых остатков могут быть достигнуты выбросы <100 мг/Нм^3 (3 % O_2, среднее за получасовое значение, эффективность до 90 %).

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Теоретическое количество восстанавливающего агента для удаления 1 кг NO_X зависит от отношения NO к NO_2 в объединенной концентрации NO_X, поскольку для стехиометрии реакции требуется один моль аммиака для восстановления одного моля NO и два моля на один моль NO_2. Особого внимания требуют приложения, в которых в отходящих газах присутствуют загрязняющие вещества, такие как SO_3, сажа или другие взвешенные частицы. Присутствие SO_3 и аммиака может привести к образованию сульфатов аммония, если температура дымовых газов опускается ниже температуры осаждения соли аммония. Сульфаты аммония могут оказывать вредное воздействие на катализатор из-за маскировки активных центров и могут привести к загрязнению последующих теплообменников. Дезактивацию катализатора можно уменьшить, обеспечив работу технологической установки выше температуры осаждения соли аммония.

Катализатор имеет общий срок службы от 4 до 7 лет для сжигания жидкого топлива и от 7 до 10 лет для сжигания газа, но сообщалось о более коротких сроках службы в особенно неблагоприятных условиях. Для многотопливного катализатора СКВ срок службы катализатора, вероятно, зависит от самого тяжелого топлива. Падение давления в слое катализатора приведет к небольшому дополнительному потреблению энергии вентиляторами в системе или потере эффективности в случае применения газовой турбины (что эквивалентно 0,5 – 1 % подводимого тепла).

Повторный нагрев дымовых газов может потребоваться, если СКВ расположен после процессов мокрой очистки или в приложениях с низкими температурами дымовых газов. Минимальная рабочая температура для блока СКВ зависит от типа и состава катализатора и зависит от области применения. Согласно исследованию нефтеперерабатывающего завода API (Италия), топливный газ, необходимый для повышения температуры (примерно до 270 °C), может привести к дополнительным выбросам CO_2, порядка 5750 т/год на 100 т сокращенных выбросов NO_X.

ПРОЕКТ DRAFT

На нефтеперерабатывающем заводе Preem Gothenburg (SE) на установке риформинга используется система СКВ низкотемпературного типа (185°C), позволяющая снизить выбросы NO_X на 90 %. На НПЗ Preem Lysekil (SE) СКВ, используемая на установке ФКК, сообщает о проскоке NH_3 <5 ppm (<3,5 мг/Нм^3) на основании данных непрерывного мониторинга с 2010 по 2011 год.

Кросс-медиа эффекты

Ниже можно кратко изложить основные кросс-медиа эффекты.

– Как и в случае с СНКВ, внутренним ограничением метода СКВ является выброс небольшого количества непрореагировавшего NH_3 (проскок аммиака) в потоке дымовых газов. Проскок аммиака обычно находится в диапазоне 2–10 ppm (1,4–7 мг/Нм^3 при 25 ºC), более высокие значения связаны с более высоким восстановлением NO_X и, более конкретно, с условиями в конце цикла катализатора. Следует отметить, что проскок аммиака зависит от многих факторов, включая скорость закачки NH_3, активность катализатора, распределение дымовых газов, управляемость процесса.

– Отработанный катализатор следует утилизировать надлежащим образом.

– Что касается СНКВ, в качестве реагента в системе СКВ можно использовать водный аммиак, безводный аммиак или мочевину. Хранение газообразного или сжиженного безводного аммиака имеет большой потенциал опасности. Поэтому, когда это возможно, после соответствующей оценки рисков, как правило, предпочтительнее жидкий раствор аммиака (25 %) или мочевины.

– Небольшое количество SO_2 окисляется до SO_3 над катализатором СКВ. В достаточных количествах SO_3 в дымовых газах может повлиять на непрозрачность шлейфа.

– Дополнительный расход топлива может потребоваться для повышения температуры дымовых газов печи до температуры, необходимой для катализатора. В этом случае будут произведены дополнительные выбросы CO_2 (см. пункт настоящего раздела «Эксплуатационные данные и экономика»).

Применимость

СКВ применяется для дымовых газов сгорания или технологических отходящих газов (например, установка ФКК). Внедрение системы СКВ в существующую установку является проблемой из-за проблем с пространством, давлением и температурой. Часто можно найти творческие решения для снижения затрат на модернизацию. Более высокие рабочие температуры уменьшают размер катализатора и затраты, но усложняют его модернизацию. Более низкие рабочие температуры увеличивают требуемый объем катализатора и затраты, но часто позволяют провести более простую модернизацию.

Пока что преобладают рабочие температуры от 200 ºC до 450 ºC. Эти температуры обычно доступны перед секцией экономайзера или

ПРОЕКТ DRAFT

воздухоподогревателем котла. Газовые печи нефтепереработки обычно имеют температуру дымовой трубы 150–300 °C. В зависимости от содержания серы в дымовых газах в хвостовой части может применяться среднетемпературный (MT) или низкотемпературный (LT) катализатор. Катализаторы цеолитного типа вышли на рынок. В США этими катализаторами оснащен ряд газовых турбин.

Комбинированные методы удаления SO_2 и NO_X также используют такой катализатор, например, процесс $DeSONO_X$ [7, COM 2006]. Что касается сжигания жидкого топлива, могут применяться только катализаторы MT из-за присутствия серы и взвешенных частиц. Катализаторы MT широко применялись на угольных электростанциях, преимущественно в условиях, когда дымовой газ по-прежнему содержит всю летучую золу и SO_2 из котла. Две другие конфигурации: низкий уровень запыленности / высокий уровень SO_2 и низкий уровень запыленности / низкий уровень SO_2 (конфигурация хвостовой части).

Имеется небольшой опыт использования СКВ для установок, использующих вакуумный остаток в качестве топлива. Однако электростанция нефтеперерабатывающего завода TOTAL Mitteldeutschland в Германии использует вакуумный остаток, остаток висбрекинга и суспензию установки ФКК в качестве топлива в своих трех нагревателях, работающих на жидком топливе. Установка СКВ в конфигурации с высокой запыленностью устанавливается после нагревателей, очищая газ от NO_X до концентраций ниже 150 мг/Нм^3 (подробные наборы данных см. пункт 5.9.5). Неснижаемые концентрации летучей золы при сжигании мазута находятся в диапазоне от 100 до 600 мг/Нм^3 (с самыми высокими значениями для остатков вакуума). СКВ, применяемый в этих условиях, может забиваться летучей золой и сульфатами. Потенциал осаждения сульфата обычно выше в вакуумном остатке из-за высокого содержания серы (2,5-4 %).

Падение давления может быть важным при рассмотрении возможности применения СКВ в системе дымовых газов. По этой причине печь с естественной тягой, вероятно, не могла быть оснащена им.

См. пункт 5.27.9 для получения информации о комбинированном методе SNO_X.

Экономика

Инвестиции в новую систему СКВ во многом зависят от объема дымовых газов, содержания в них серы и пыли, а также сложности модернизации. Для существующих установок возможное расположение слоя катализатора часто ограничено пространственными ограничениями, что приведет к дополнительным затратам на модернизацию.

Установка двух блоков СКВ была изучена в 2007 году на нефтеперерабатывающем заводе API (Италия) с целью снижения выбросов NOX из газовых печей: одна на установке термического крекинга с оценкой инвестиционных затрат (аммиачная система, компрессор, проектирование и установка) 2,2 млн евро, и один - на трубных печах - 3 миллиона евро. Оба СКВ

ПРОЕКТ DRAFT

имеют расчетную производительность по снижению выбросов NO_X на 85–87 % (от среднего значения 120 мг/Нм^3, с текущими горелками с низким уровнем выбросов NO_X, до 15 мг/Нм^3) и поток дымовых газов около 55000 Нм^3/ч. Проект не был завершен.

В таблице 5.71 приведены данные о рентабельности использования СКВ в различных условиях.

Таблица 5.71 – Данные о рентабельности модернизации СКВ для различных установок нефтепереработки

СКВ	Рентабельность в евро за тонну удаленных NO_X (включая капитальные затраты в размере 15%)
Нагреватели и котлы, работающие на смеси нефтеперерабатывающих заводов	8300 – 9800 12000 4200 – 9000
Котлы на мазуте	5000 – 8000 4500 – 10200
Газовые турбины, работающие на природном газе или смеси нефтеперерабатывающих заводов	1700 – 8000
Установки каталитического крекинга	2800 – 3300

Пример завода(-ов)

СКВ применялся для отходящих газов установки ФКК, газовых турбин, технологических котлов и технологических нагревателей. Он успешно применяется в самых разных сферах применения: угольные и мазутные электростанции, мусоросжигательные заводы, дизельные и газовые двигатели, газотурбинные установки, паровые котлы и печи нефтепереработки (например, установки риформинга нафты в США, установки парового риформинга, сырой и установки вакуумной перегонки, установки термического крекинга и гидрообработки) и установки ФКК. Меньше опыта работы с дымовыми газами от сжигания мазута с высоким содержанием серы.

СКВ широко используется на электростанциях в Японии, Германии и Австрии, а также на газотурбинных установках в Нидерландах и Калифорнии в США. СКВ также широко используется на мусоросжигательных заводах. На сегодняшний день СКВ успешно применяется во всем мире в процессах нефтепереработки, таких как электростанции и установки ФКК. Например, на нефтеперерабатывающих заводах в Японии применение СКВ является обычным явлением. На европейских нефтеперерабатывающих заводах найдено более шести применений (Австрия, Нидерланды и Швеция).

Справочная литература

[78], [4], [9], [6].

ПРОЕКТ DRAFT

5.26.7 Выбросы взвешенных частиц. Циклоны

Выбросы взвешенных частиц из установок нефтепереработки включают в себя частицы, присутствующие в дымовых газах из печей, в частности сажу, мелкие частицы катализатора, выбрасываемые из установок регенерации ФКК и других процессов на основе катализаторов, при обращении с коксом и коксовой мелочью, а также золой, образующейся во время сжигания шламов. Взвешенные частицы, образующиеся на нефтеперерабатывающем заводе, содержат металлы. Следовательно, уменьшение содержания частиц снижает выбросы тяжелых металлов от нефтеперерабатывающего завода. Размер частиц может варьироваться от больших молекул размером несколько десятых нанометра до крупной пыли, возникающей в результате истирания катализатора. Обычно различают аэрозоли размером <1–3 мкм и более крупные частицы пыли. Предотвращение образования мелких частиц <10 мкм (PM10) особенно важно с точки зрения влияния на здоровье.

Доступные методы удаления пыли можно разделить на сухие и влажные методы или их комбинацию. Ниже кратко обсуждаются обычные методы, применяемые на нефтеперерабатывающих заводах для снижения выбросов пыли. Сухие методы основных процессов обеспыливания включают циклоны, электрофильтры и рукавные фильтры. Некоторые влажные методы, такие как скрубберы, также могут использоваться, в основном в качестве более тонкой обработки.

Описание

Принцип циклонного разделения основан на центробежной силе, посредством которой частицы отделяются от газа-носителя. Более подробную информацию можно найти в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector. Данные о применении циклонов в установках ФКК доступны в пункте 5.9.10.

Достигнутые экологические выгоды

Циклоны используются для снижения концентрации пыли в диапазоне от 100 до 500 мг/Нм^3. Новая конструкция циклона, называемая вращающимся сепаратором взвешенных частиц, способна эффективно удалять частицы размером > 1 мкм; однако эта конструкция имеет ограниченную производительность по сравнению с обычным циклоном. Третий вид циклонов мультициклоны, позволяют снизить выбросы взвешенных частиц на 90 % (100–400 мг/Нм^3). Современные мультициклоны, используемые в качестве циклонов третьей ступени, позволяют снизить выбросы взвешенных частиц на 80 % до примерно 50 мг/м^3.

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Циклоны могут быть рассчитаны на работу при высоких температурах и давлении. Оборудование для сбора пыли обычно простое в эксплуатации и полностью автоматизировано. Для сухой сепарации инженерные сети не нужны. Для удаления пыли обычно не используются никакие добавки. Иногда собранную пыль необходимо повторно смачивать, чтобы предотвратить распространение пыли во время работы.

Кросс-медиа эффекты

По своей природе циклоны эффективны для более крупных частиц, но не отделяют и не задерживают самую мелкую часть выбрасываемой пыли. Кроме того, уменьшение воздействия на окружающую среду лучше всего достигается, если для собранной пыли найден полезный выход. Сбор пыли - это, по сути, смещение проблемы выбросов в атмосферу к проблеме отходов. При смачивании пыли образуются шламы, необходимо предусмотреть их утилизацию.

Применимость

Мультициклоны, используемые в установках ФКК или коксовальных установках, не способны удалять мелкие взвешенные частицы (PM10 = пыль <10 мкм), и поэтому они в основном используются в качестве стадии предварительного разделения.

Эффект от внедрения

Потоки технологического газа часто необходимо очищать, чтобы предотвратить загрязнение катализаторов или продуктов, а также во избежание повреждения оборудования, такого как компрессоры. Токсичные и другие опасные вещества (например, коксовая мелочь и каталитическая мелочь, содержащая тяжелые металлы) должны быть удалены в соответствии с правилами загрязнения воздуха и из соображений экологии.

Пример завода(-ов)

На нефтеперерабатывающих заводах в установках ФКК и РКК используются мультициклоны, часто вместе с ЭСФ (электрофильтры).

Справочная литература

[110], [78].

5.26.8 Выбросы взвешенных частиц. Электрофильтр (ЭСФ)

Описание

Основной принцип работы электрофильтров (ЭСФ) прост. Текущий газ ионизируется при прохождении между высоковольтным электродом и заземленным (осадительным) электродом. Частицы пыли заряжаются в

PROJECT DRAFT

создаваемом электрическом поле и притягиваются к заземленному электроду. Осажденная пыль удаляется с электродов механически, обычно с помощью силы вибрации (сухой ЭСФ) или промывкой водой (влажный ЭСФ).

Достигнутые экологические выгоды

Электрофильтры способны собирать большие количества пыли, включая очень мелкие частицы, с высокой эффективностью. ЭСФ могут достигать значений <10-50 мг/Нм^3 (снижение на 95 % или выше только при более высоких концентрациях на входе). Однако существует «окно» проникновения в субмикронном (0,1 - 1 мкм) диапазоне размеров, где эффективность улавливания снижается.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

ЭСФ потребляет немного электроэнергии. Для удаления пыли обычно не используются никакие добавки. Иногда собранную пыль необходимо повторно смачивать, чтобы предотвратить распространение пыли во время работы.

Кросс-медиа эффекты

Потребление электроэнергии, удаление пыли и в некоторых случаях выбросы аммиака. Кроме того, высокое напряжение в ЭСФ представляет новую опасность для нефтеперерабатывающих заводов. В некоторых установках может быть введен аммиак для улучшения характеристик ЭСФ. Для этих установок выбросы аммиака возникают в результате пропуска аммиака через ЭСФ. Пыль, собранная в ЭСФ, требует утилизации, если нет полезного выхода. При промывке фильтров водой образуются шламы, нужно предусмотреть их утилизацию.

Применимость

Электрофильтры можно найти в установках ФКК, процессах десульфурации дымовых газов, электростанциях и мусоросжигательных заводах. Это может быть неприменимо для некоторых частиц с высоким электрическим сопротивлением. Обычно их можно устанавливать на новых и существующих заводах.

Экономика

Некоторые недавние примеры затрат на ЭСФ для блоков установки ФКК доступны в пункте 5.9.11. Как правило, затраты на утилизацию отходов не включаются и должны учитываться при расчете общей стоимости.

Эффект от внедрения

Потоки технологического газа часто необходимо очищать, чтобы предотвратить загрязнение катализаторов или продуктов, а также во избежание повреждения оборудования, такого как компрессоры. Токсичные и другие

PROJECT DRAFT

опасные вещества (например, коксовая мелочь и мелкие частицы катализатора, содержащие тяжелые металлы) должны быть удалены в соответствии с правилами загрязнения воздуха и из соображений гигиены.

Пример завода(-ов)

На нефтеперерабатывающих заводах мультициклоны и ЭСФ используются в установках ФКК и установках крекинга тяжелой нефти и остатков.

Справочная литература

[106].

5.26.9 Выбросы взвешенных частиц. Фильтрация

Описание

Тканевые фильтры с обратной продувкой см. пункт 5.9.12.

Достигнутые экологические выгоды

Фильтры с обратной продувкой с использованием сплошных и сетчатых фильтрующих элементов могут достигать значений по взвешенным частицам менее 5 мг/Нм^3. Они более эффективны, чем циклоны и ЭЦН, по улавливанию самых мелких взвешенных частиц. Такие фильтры могут обеспечить фильтрацию, которая гарантирована для взвешенных частиц с минимальной гранулометрией 0,8 - 1 мкм.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Оборудование для сбора пыли обычно простое в эксплуатации и полностью автоматизировано. Для сухой сепарации требуются ограниченные вспомогательные системы.

Кросс-медиа эффекты

Как и в других методах сухой сепарации, снижение воздействия на окружающую среду лучше всего достигается, если используется эффективный способ утилизации собранной пыли. Сбор пыли – это переход от проблемы выбросов в атмосферу к проблеме отходов. В случае применния обычных тканевых материалов срок службы фильтрующего материала ограничен (1-2 года), что может создать проблемы с утилизацией. В случае жгутов из твердой керамики / сплава срок службы намного больше, но жгуты могут время от времени нуждаться в химической очистке, если в конечном итоге происходит постепенное увеличение падения давления из-за закупоривания, что порождает еще одну проблему устранения отходов.

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Тканевые фильтры эффективны, за исключением применений с пылью высокоадгезивными свойствами или при температурах выше 240 ºC. В зависимости от проектных параметров расхода они могут достигать значительных объемов и потребности в пространстве.

Сплошные жгутовые фильтры намного компактнее и могут выдерживать гораздо более высокие температуры, до 800 °C, в зависимости от металлургии составляющих жгута.

Фильтры обычно используются для очистки дымовых газов с производительностью <50000 $Нм^3$/ч, и когда они используются для очистки гораздо более высоких скоростей потока в металлургии. Они хорошо адаптированы для процессов, которые могут обеспечивать переменные потоки дымовых газов и концентрации пыли.

Эффект от внедрения

Потоки технологического газа часто необходимо очищать, чтобы предотвратить загрязнение катализаторов или продуктов, а также избежать повреждения оборудования, такого как компрессоры и турбодетандеры. Токсичные и другие опасные вещества (например, коксовая мелочь и мелкие частицы катализатора, содержащие тяжелые металлы) должны быть удалены в соответствии с правилами загрязнения воздуха и из соображений гигиены.

Справочная литература

[110].

5.26.10 Выбросы взвешенных частиц. Мокрые скрубберы

Описание

При влажной очистке пыль удаляется противоточной промывкой жидкостью, обычно водой, а взвешенные частицы удаляются в виде суспензии. Скрубберы Вентури и с отверстиями представляют собой простые формы мокрых скрубберов. Электродинамическая шайба Вентури снижает выбросы пыли до 5 $мг/Нм^3$. Этот метод сочетает в себе Вентури с электростатическим пылеулавливанием. Сообщается, что электродинамическая шайба Вентури используется для очистки дымовых газов в установках для сжигания и мусоросжигательных заводах. Более подробная информация доступна в Best Available Techniques Reference Document for Waste Incineration [81, COM 2006].

Достигнутые экологические выгоды

Гипотетическая кривая (US EPA), иллюстрирующая размер частиц и эффективность улавливания для мокрых скрубберов, показана на рисунке 5.43. Влажные скрубберы сокращают от 85 % до 95 % взвешенных частиц и могут достигать значений концентрации взвешенных частиц <30-60 $мг/Нм^3$. Помимо

ПРОЕКТ DRAFT

удаления взвешенных частиц, мокрые скрубберы могут использоваться для одновременного охлаждения газа и нейтрализации любых коррозионных компонентов. Эффективность улавливания можно повысить за счет использования пластин или насадок за счет более высокого падения давления.

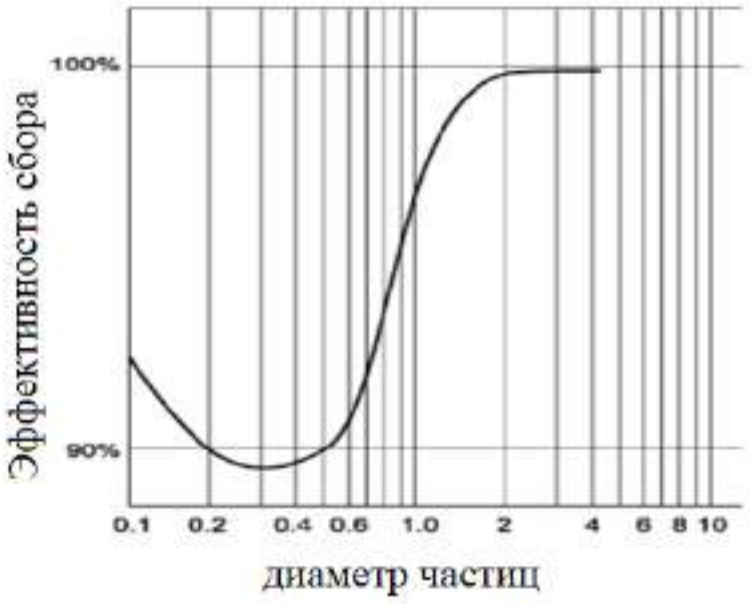


Рисунок 5.43 – Эффективность сбора мокрым скруббером

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Оборудование для сбора пыли обычно простое в эксплуатации и полностью автоматизировано.

Кросс-медиа эффекты

Снижение воздействия на окружающую среду наилучшим образом достигается, если найден полезный выход для собранной пыли. Сбор пыли - это, по сути, переход от проблемы выбросов в атмосферу к проблеме отходов. Также необходимо учитывать межсредовые вопросы, связанные с водой. Скрубберы для удаления пыли также могут быть эффективными для снижения содержания SO_2. Мокрая очистка требует затарт энергии для перекачивания, а также воды и щелочи.

Применимость

Распылительные башни имеют низкий перепад давления, но не подходят для удаления частиц размером менее 10 мкм. Установлены промыватели с трубкой Вентури и уплотненного слоя для установок для сжигания ила очистных сооружений.

ПРОЕКТ

Экономика

Эксплуатационные расходы составляют порядка 0,5 - 10 евро на 1000 $Нм^3$ очищенного дымового газа.

Эффект от внедрения

Потоки технологического газа часто необходимо очищать, чтобы предотвратить загрязнение катализаторов или продуктов, а также избежать повреждения оборудования, такого как компрессоры. Токсичные и другие опасные вещества (например, коксовая мелочь и мелкие частицы катализатора, содержащие тяжелые металлы) должны быть удалены в соответствии с правилами загрязнения воздуха и из соображений гигиены.

Пример завода(-ов)

Некоторые установки ФКК оснащены скрубберами.

Справочная литература

[110], [78].

5.26.11 Выбросы взвешенных частиц. Другие мокрые методы

Описание

Центробежные моечные машины сочетают в себе принцип циклона и интенсивный контакт с водой, как и моечные машины Вентури.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы пыли можно снизить до 50 $мг/Нм^3$ и ниже, если используется очень большое количество воды, например, в абсорбере, используемом для двухступенчатой системы очистки.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Оборудование для сбора пыли обычно простое в эксплуатации и полностью автоматизировано.

Промыватели Вентури должны работать при достаточном давлении и при полной водонасыщенности газовой фазы, чтобы уменьшить выброс пыли. Для удаления SO_2 необходима очистка при pH 6 щелочью или известью.

Применимость

Промывные колонны или поглотители с набивкой применяются в различных процессах.

Эффект от внедрения

Потоки технологического газа часто необходимо очищать, чтобы предотвратить загрязнение катализаторов или продуктов, а также во избежание

ПРОЕКТ DRAFT

повреждения оборудования, такого как компрессоры. Токсичные и другие опасные вещества (например, коксовая мелочь и мелкие частицы катализатора, содержащие тяжелые металлы) должны быть удалены в соответствии с правилами загрязнения воздуха и из соображений гигиены.

Примеры заводов

Промыватели Вентури в основном применяются для удаления комбинации пыли и кислотных компонентов (HCl и HF), например, в коксовых установках и инсинераторах.

Справочная литература

[110].

5.26.12 Выбросы взвешенных частиц. Комбинация методов борьбы с выбросами взвешенных частиц

Часто применяется комбинация методов, таких как циклон / ЭСФ, ЭСФ / Вентури / промывочная колонна или циклон / Вентури / абсорбер, что приводит к удалению пыли более чем на 99 %.

5.27 Минимизация отходящих газов и их обработка

5.27.1 Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_X. Обработка амином

Техническое описание

Прежде чем элементарная сера может быть извлечена на УПС, топливные газы (в первую очередь метан и этан) необходимо отделить от сероводорода. Обычно это достигается растворением сероводорода в химическом растворителе (абсорбция). Чаще всего используются амины. Также можно использовать сухие адсорбенты, такие как молекулярные сита, активированный уголь, железная губка и оксид цинка. В процессах с аминным растворителем аминный растворитель перекачивается в абсорбционную башню, где газы контактируют, и сероводород растворяется в растворе. Топливные газы удаляются для использования в качестве топлива в технологических печах других операций нефтеперерабатывающего завода. Затем раствор амин-сероводород нагревают и отгоняют паром для удаления газообразного сероводорода. На рисунке 5.44 показана упрощенная технологическая схема установки для обработки аминов.

ПРОЕКТ DRAFT

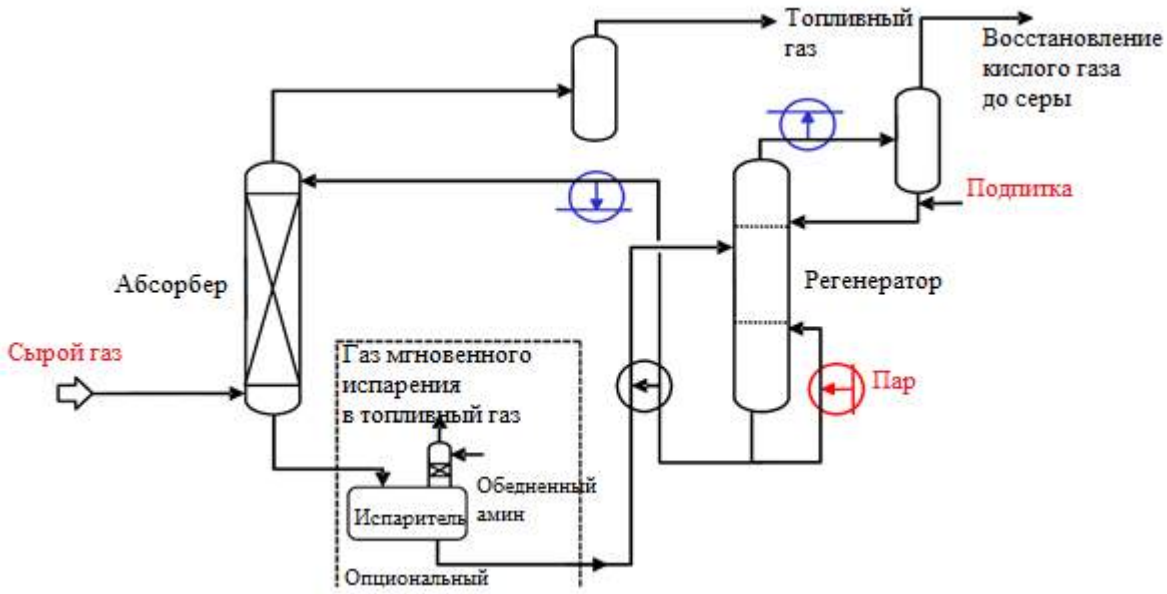


Рисунок 5.44 – Упрощенная технологическая схема установки для обработки аминов

Онлайн-анализ содержания H_2S, выходящим из абсорбера, подается обратно в систему управления технологическим процессом для оптимизации производительности абсорбера.

Основными используемыми растворителями являются МЭА (моноэтаноламин), ДЭА (диэтаноламин), ДГА (дигликоламин), ДИПА (диизопропаноламин), МДЭА (метилдиэтаноламин) и ряд запатентованных составов, содержащих смеси аминов с различными добавками. Одним из важных вопросов, касающихся выбора типа амина, является селективность в отношении H_2S и CO_2.

МЭА получил широкое распространение, поскольку он недорог и очень реактивен. Однако он необратимо разлагается примесями, такими как COS, CS_2 и O_2, и поэтому не рекомендуется при наличии газов из установок крекинга.

– ДЭА дороже, чем МЭА, но устойчив к разложению COS и CS_2 и получила широкое распространение.

– ДГА также устойчив к деградации COS и CS_2, но стоит дороже, чем ДЭА и имеет недостаток, заключающийся в высокой растворимости углеводородов в растворе.

– ДИПА, который используется в процессе АДИП по лицензии Shell. Может использоваться для выборочного удаление H_2S в присутствии CO_2, а также эффективное удаление COS и CS_2.

– МДЭА в настоящее время является наиболее широко используемым и имеет характеристики, аналогичные ДИПА, т.е. имеет высокую селективность по H_2S, но не по CO_2. Поскольку МДЭА используется в виде 40-50 % раствора (активированный МДЭА) в воде, это также имеет потенциал для экономии энергии. Из-за низкой селективность поглощения CO_2, ДИПА и МДЭА подходят

ПРОЕКТ DRA

для использования в Клаусе поглотители аминов хвостовых газов, поскольку они не стремятся рециркулировать CO_2 через установку Клауса. МДЭА применяется как отдельный растворитель или как смеси патентованных рецептур.

Достигнутые экологические выгоды

Сера удаляется из ряда потоков отходящих газов процесса нефтепереработки (высокосернистый газ или кислый газ) для соблюдения пределов выбросов SO_X, установленных применимыми правилами, и для извлечения товарной элементарной серы. Установка аминовой обработки производит два потока для дальнейшего использования / обработки в последующих установках:

- поток очищенного газа с остаточным содержанием H_2S, обычно в диапазонах, отображаемых в таблице 5.72;
- и поток концентрированного H_2S / кислого газа, который направляется в УПС для извлечения серы.

Таблица 5.72 – Достигаемая остаточная концентрация H_2S в топливном газе нефтеперерабатывающего завода

Давление очистки амином (абсолютный бар)	Остаточная концентрация H_2S (мг / $Нм^3$)
3.5	20 - 220
20	4 – 40
50	2 – 15
Источник: отчет CONCAWE 4/09. Среднесуточные значения.	

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Следует рассмотреть возможность использования селективных аминов, например, для потока, содержащего диоксид углерода. Следует принять меры для минимизации попадания углеводородов в систему извлечения серы. Следует контролировать работу питающих барабанов регенератора, чтобы предотвратить накопление углеводородов в регенераторе амина и внезапный выброс из него, так как это может привести к аварийному отключению УПС.

Потребление энергии на тонну H_2S, удаляемого в установке аминоочистки, составляет примерно следующее (таблица 5.73):

Таблица 5.73 –Потребление энергии на тонну H_2S, удаляемого в установке аминоочистки

Электричество (кВтч/т)	Израсходованный пар (кг/т)	Охлаждающая вода ($м^3$/т, $\Delta T = 10$ °C)
70-80	1500-3000	25-35

Обычно для поддержания концентрации растворителя на нефтеперерабатывающем заводе мощностью 5 млн т / год требуется уровень подпитки свежего растворителя 10-50 т / год.

ПРОЕКТ DRAFT

Растворы аминов следует использовать повторно, где это возможно, и, при необходимости, соответствующим образом обработать перед утилизацией. Рециклинг растворов моноэтаноламина: коррозионные соли, которые концентрируются во время рециркуляции, могут быть удалены с помощью методов ионного обмена или термической регенерации. Некоторые патентованные решения могут использовать биоразлаожение для обезвреживания при подходящих условиях.

Также важно, чтобы аминовые процессы обладали достаточной производительностью, чтобы допускать работы по техническому обслуживанию и нарушениям. Эта достаточная производительность может быть достигнута за счет наличия избыточного оборудования или применения сброса нагрузки, аварийных аминовых скрубберов или систем с несколькими скрубберами.

Кросс-медиа эффекты

Кросс-медиа эффекты **с**ведены в таблицу 5.74. Также необходимо учитывать потребление энергии (см. выше).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.74 – Обзор эффектов в разных средах, связанных с некоторыми аспектами обработки амином

	Источник	Поток	Состав	Комментарии
Сточные воды: продувка амином	Аминный регенератор	10-50 т/год за 5 млн т/год Очистительный завод	Разложившийся амин до 50 % в воде	Чтобы не нарушать работу установки для биоочистки и соответствовать требованиям по сбросу сточных вод на N-Kj, можно использовать резервуар для хранения или производственное планирование для управления очень небольшими потоками на очистные сооружения. Микробиология очистных сооружений требует времени для акклиматизации, чтобы иметь возможность биоразлагать амины - для МДЭА требуется несколько дней, для МЭА оно короче.
Отход 1:	Аминный фильтр остатки чистки	Специфично для заводов	FeS и соль	Удаляется установкой на салазках, которую обслуживает специализированный подрядчик (обычно поставщик фильтров).
Отход 2:	Насыщенный активированный карбон из агрегата на салазках	Специфично для заводов	Продукты разложения, тяжелые фракции и аминовые эмульсии	Наполнитель из насыщенного активированного угля необходимо время от времени заменять для утилизации или регенерации.

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Потоки технологических отходящих газов из установки для коксования, установок каталитического крекинга, установок гидроочистки и установок гидроочистки могут содержать высокие концентрации сероводорода, смешанного с легкими топливными газами нефтеперерабатывающих заводов. Дополнительная обработка, такая как конвертер COS, необходима для обеспечения надлежащего удаления серы из отходящего газа из установок коксования. Также важны аварийные скрубберы H_2S.

Экономика

Стоимость модернизации системы аминовой обработки нефтеперерабатывающего завода (2 %) до содержания сероводорода в топливном газе 0,01–0,02 % об. составляет около 3,75–4,5 млн евро. Эта стоимость представляет собой предельную стоимость батареи, основанную на ценах 1998 года, и включает такие позиции, как оборудование, лицензионные сборы, фундамент, монтаж, врезки в существующую установку и ввод в эксплуатацию. Они всего лишь на порядок. Факторы, специфичные для участка, такие как планировка, доступное пространство и необходимые модификации существующих заводов, могут иметь значительное влияние. В некоторых случаях эти факторы увеличат затраты примерно на 50 %.

Пример завода(-ов)

Общая техника, используемая во всем мире.

Справочная литература

[52], [53], [101], [9].

5.27.2 Установки производства серы (УПС). Повышение эффективности процесса Клауса

Газовые потоки с высоким содержанием сероводорода из установок аминовой обработки и отпарных аппаратов кислой воды (см. раздел 3.4 и 3.14) обрабатываются в установке производства серы (УПС), которая чаще всего представляет собой процесс Клауса для удаления объемной серы, а затем установка очистки отходящих газов (УООГ) для удаления, оставшегося H_2S. Другие компоненты, поступающие в УПС, могут включать NH_3, CO_2 и, в меньшей степени, различные углеводороды.

Техническое описание

Процесс Клауса состоит из частичного сжигания газового потока, богатого сероводородом (с одной третью стехиометрического количества воздуха), а затем реакции образующегося диоксида серы и несгоревшего сероводорода в присутствии активированного катализатора оксида алюминия с получением элементарного сера. Как показано на рисунке 5.45, установка Клауса состоит из

DRAFT DRAFT

реакционной печи, за которой следует ряд преобразователей и конденсаторов, где:

– частичное сгорание и образование части серы ($2H_2S + 2O_2 \rightarrow SO_2 + S + 2H_2O$) происходит в первичном реакторе;

– основная реакция Клауса с образованием серы ($2H_2S + SO_2 \rightarrow 3S + 2H_2O$) протекает в различных каталитических нейтрализаторах;

– жидкая элементарная сера собирается из различных конденсаторов в общей емкости.

Также возникают побочные реакции, которые приводят к образованию карбонилсульфида (COS) и сероуглерода (CS_2), которые вызвали проблемы на многих заводах Клауса, потому что они не могут быть легко превращается в элементарную серу и углекислый газ.

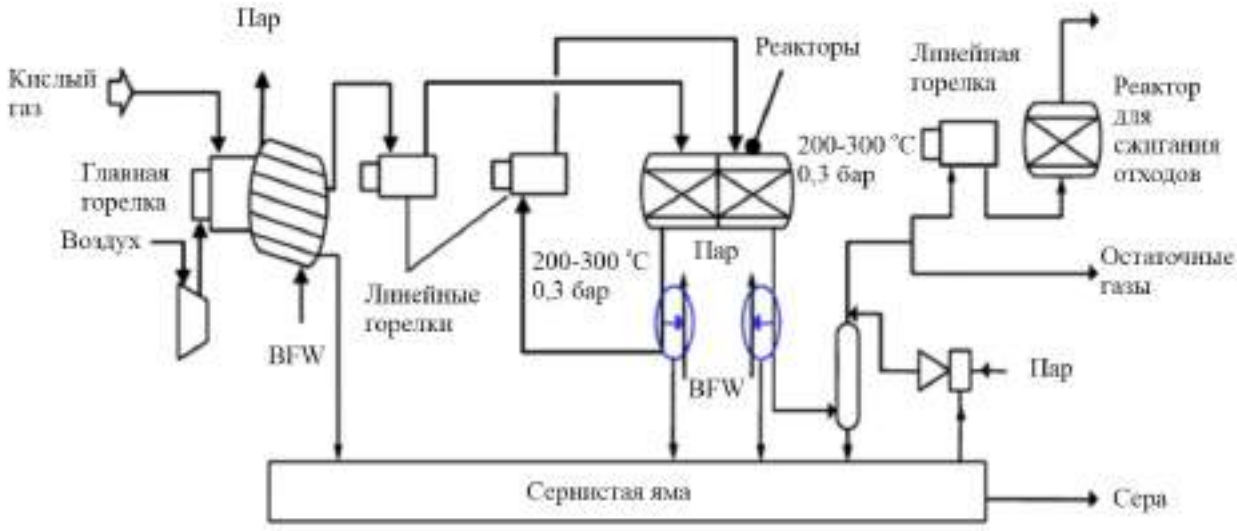


Рисунок 5.45 – Упрощенная технологическая схема установки извлечения серы (процесс Клауса)

Общая мощность заводов Клауса может быть увеличена за счет использования технологий обогащения кислородом (например, с помощью процесса OxyClaus). Однако положительного влияния на эффективность извлечения серы на установке Клауса не выявлено. Использование этого процесса может увеличить производительность до 200 % в существующих установках для извлечения серы Клауса или может быть вариантом более экономичного проектирования новых установок для получения серы Клауса.

Приведенные ниже методы можно использовать и модифицировать для существующих блоков УПС для повышения эффективности процесса Клауса.

– Усовершенствованная уникальная система горелки и улучшенные условия горения для достижения минимальной температуры 1350 ° С, что позволяет лучше разлагать аммиак и меркаптаны в камере сгорания и уменьшать засорение каталитического слоя Клауса солями аммония.

– Процесс с использованием высокоэффективных катализаторов (например, Selectox), которые можно использовать в комбинации с первой ступенью установки Клауса для ускорения окисления H_2S до SO_2 без использования пламени. Они позволяют значительно повысить эффективность извлечения серы.

– Автоматическое управление подачей воздуха в печь реакции Клауса оптимизирует извлечение серы.

Достигнутые экологические выгоды

УПС характеризуется эффективностью извлечения серы, рассчитываемой как доля серы в сырье, которая извлекается в потоке жидкой серы, направляемой в резервуары для сбора серы. Эта фракция включает растворенный H_2S (обычно 200-500 ppmw), который необходимо удалить из жидкой серы на более поздней стадии процесса.

Эффективность извлечения серы УПС зависит от количества реакторов Клауса, которые работают последовательно в цепочке блоков извлечения серы, как показано в таблице 5.75 и 5.76.

Таблица 5.75 – Эффективность извлечения серы из УПС процесса Клауса на европейских предприятиях

Количество Реакторов Клауса	Количество наборов данных	Эффективность извлечения серы (% преобразованного H_2S)		
		Наблюдаемый диапазон	Медиана	Средний
1	Нет данных	Нет данных	Нет данных	90
2	87	92,4 – 97,8	96,1	95 – 96,5
3	27	96,0 – 98,4	97,0	96,5 – 98
Источники: [23].				

Самые последние или недавно отремонтированные агрегаты имеют от трех до четырех ступеней (включая СуперКлаус), что означает, что они имеют от трех до четырех комплектов преобразователей и конденсаторов.

Современные катализаторы окисления (например, Selectox или Criterion - эти типы катализаторов подходят для ускорения реакции Клауса) использовались на нефтеперерабатывающих заводах Северной Америки со значительным повышением эффективности [45], конкретно:

– от 90 до 97 %; на первом уровне стадии Клауса;

– от 96 – 97 % до 99,8 - 99,9 %; для полной трехступенчатой установки Клауса, за которой следует установка очистки хвостовых газов, которая восстанавливает компоненты серы до H_2S и восстанавливает H_2S с помощью аминов [105].

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.76 – Дополнительные выбросы CO_2 для основных категорий методов УПС + УООГ

Технология УПС	Добавочная тонна CO_2 на дополнительную тонну SO_2 уменьшена (по сравнению с базовой двухступенчатой системой Клауса[1)])
Двухступенчатый Клаус + 3-й этап Клауса	0,25
Двухступенчатый Клаус + СуперКлаус	0,25
Двухступенчатый процесс Клауса + каталитическое окисление	0,31
Двухступенчатый Клаус + точка ниже росы УООГ	0,55
Двухступенчатая УООГ на основе Клауса + амина	0,75
[1)] На основе УПС 100 т / сутки, в который подается 80 % кислого газа (95 % H_2S) и 20 % газа из отпарной колонны кислой воды (56 % H_2S, 43% NH_3).	

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Регулирование соотношения сырье / воздух, регулирование температуры печи, реакторов и конденсаторов, а также хорошее запотевание жидкой серы, особенно из выходящего из конденсатора газового потока, являются важными параметрами для достижения максимального извлечения серы. Корректный контроль и доступность имеют решающее значение как метод для достижения любых проектных целей. В этой области использование современных систем управления и мониторинга можно рассматривать как важный метод.

Использование анализатора остаточных газов, связанного с системой управления технологическим процессом (управление с обратной связью), будет способствовать оптимальному преобразованию во всех рабочих условиях завода, включая изменения расхода серы.

- Важно иметь конфигурацию УПС с достаточной производительностью для подачи H_2S в установку, включая самую кислую сырую нефть, которая будет использоваться. Дублирование мощности УПС важно учитывать для получения низких выбросов серы. Он также должен быть достаточно большим, чтобы можно было проводить плановое техническое обслуживание каждые два года без значительного увеличения выбросов серы.
- Коэффициент использования, близкий к 100%, повышает эффективность использования агрегатов. Эти факторы мощности включают влияние капитального ремонта.
- Необходимо использовать правильную конструкцию зоны горения печи и эффективные системы контроля температуры печи и кислорода, где отходящие газы отпарной колонны кислой воды являются потоком сырья, потому что процесс также должен быть спроектирован и эксплуатироваться для полного разрушения аммиака. Прорыв аммиака может привести к отложению и

ПРОЕКТ DRAFT

блокированию слоев катализатора солями аммония (например, карбонатом / сульфатом), и эти УПС необходимо контролировать во избежание этого.

Таблица 5.77 – Выбросы УПС 20000 т/год

Тип	Источник	Поток	Состав мин./макс.	Комментарии
Выбросы в атмосферу: CO_2 SO_2 NO_X	Отходящие газы печи	0,2 % от общей нагрузки H_2S на УПС	SO_2: 1500 мг/Нм^3 Из-за присутствия NH_3 происходит некаталитическое обезвоживание	Количество выделяемого SO_2 зависит от общего производства серы и общего извлечения или конверсии серы.
Жидкие стоки:	Отбойный барабан для воды в отходящих газах УОКС	0,02 м^3/ч	H_2S: 50 мг/л; Фенол: 100 мг/л; NH_3: 2000 мг/л	Для подпитки УОКС
Твердые отходы:	Отработанный катализатор УПС	Специфично для заводов	Преимущественно Al_2O_3, в зависимости от состава катализатора	

Таблица 5.78 – Потребление электроэнергии

Топливо, МДж/т	Электричество, кВт·ч/т	Пар произведен, кг/т	Охлаждающая вода, м^3/т, ΔT = 10 °C
1000 – 1600	60 – 75	1500 – 2000	0 – 20

В некоторых случаях УПС требуется запальное пламя для совместного сжигания природного или топливного газа, когда концентрация H_2S настолько мала, что невозможно добиться стабильного пламени.

Кросс-медиа эффекты

Уменьшение SO_2 приводит к увеличению выбросов CO_2. Например, для установки Клауса 100 т/сут. серы применение трех реакторов приведет к выбросу 4,8 т серы в день при затратах 8,5 т CO_2 в день. В таблице 5.77 показаны ориентировочные оценки дополнительных выбросов CO_2, которые будут связаны с предельным дополнительным сокращением SO_2, достигаемым для различных конфигураций УПС + УООГ. Предполагается, что пар низкого давления, генерируемый на УПС, может быть полностью оценен как энергия, что идет вразрез с установкой очистки отходящих газов (УООГ) на основе амина, но это не обязательно отражает реальные ситуации.

Применимость

Полностью применимо. Технологии обогащения кислородом (например, процесс OxyClaus) увеличивают гибкость установки, поскольку они позволяют обрабатывать исходные газы для широкого диапазона содержания H_2S от 20 до

ПРОЕКТ DRAFT

100 % об./об. Временные более высокие, более низкие или колеблющиеся количества сероводорода могут регулироваться автоматическим переключением с работы на воздухе на кислород и наоборот. Также можно обрабатывать при более высоком содержании углеводородов и почти полное сгорание аммиака, содержащегося в отходящих газах отпарной колонны кислой воды, при условии, что температура реакционной печи выше 1350 °C, имеется адекватное время пребывания и правильно спроектированная горелка.

Экономика

Экономические аспекты указаны в таблице 5.79.

Таблица 5.79 – Примеры затрат на два типичных проекта модернизации существующей двухступенчатой УПС 100 т/сут.

Модернизация проекта	Производительность завода	Приблизительная капитальная стоимость, млн евро	Приблизительные эксплуатационные расходы в год, млн евро
Модернизация УПС с обогащением O_2 для увеличения пропускной способности со 100 т / д до 170 т/сут. [1)]	100 т/сут	2,1 – 5,3	1,6 (потребление кислорода)
Добавление реактора Клауса 3-й ступени [(2)]	100 т/сут	2,0 – 3,0	0,1

[1)] Предельные затраты на аккумуляторные батареи основаны на ценах 1998 г. и включают такие позиции, как оборудование, лицензионные сборы, фундаменты, монтаж, врезки в существующую установку и ввод в эксплуатацию. Факторы, специфичные для участка, такие как планировка, доступное пространство и необходимые модификации существующих заводов, могут иметь значительное влияние. В некоторых случаях можно ожидать, что эти факторы увеличат затраты примерно на 50 %.

[2)] Мощность процесса: 30000 т/год производства серы. Объем очищаемого газа: 60 млн $м^3$/год. Начальная концентрация загрязнителя: 34 000 мг $SO_2/м^3$ (1,2 % молярных или 2,3 % масс., остальное считается воздухом) - цены 1998 г.

Пример завода(-ов)

На рынке существует более пяти лицензиаров этого процесса. Процесс Клауса широко применяется в нефтеперерабатывающем секторе. Двухэтапный процесс Клауса наиболее распространен в Европе. По всему миру работает более 35 систем обогащения кислородом (OxyClaus) (4 - 270 т/сут.).

Справочнаялитература

[45], [23], [12], [13], [4], [103], [96], [105].

ПРОЕКТ DRAFT

5.27.3 Установки очистки отходящих газов (УООГ). Окисление до SO_2 и извлечение серы из SO_2

Описание

В процессах использовалось одно из следующего: (более подробную информацию см. также в пункте 5.27.4 о методах борьбы с выбросами диоксида серы):

- Процесс WELLMAN-LORD, при котором сульфит натрия реагирует с SO_2 в дымовых газах с образованием бисульфита натрия. Концентрированный раствор собирают и выпаривают для регенерации. На стадии регенерации с использованием пара бисульфит натрия расщепляется, чтобы высвободить сульфит натрия, который будет возвращен обратно в дымовые газы.
- Процесс CLINTOX, при котором частицы серы сжигаются для превращения в SO_2, который затем абсорбируется физическим растворителем, отделяется от растворителя и возвращается в установку Клауса для замены кислорода в воздухе и увеличения емкости печи установки Клауса.
- Процесс LABSORB, основанный на цикле абсорбции / регенерации, включая использование абсорбирующего раствора, содержащего едкий натр и фосфорную кислоту, для улавливания SO_2 в виде бисульфита натрия.

Достигнутые экологические выгоды

Установки очистки остаточных газов увеличивают общее извлечение H_2S и снижают выбросы серы на нефтеперерабатывающем заводе. Например, если на нефтеперерабатывающем заводе есть УПС 100 т/сут. с двухступенчатым реактором Клауса этот УПС будет выделять около 5 т/сут. (1750 т/год) серы и будет одним из основных источников выбросов SO_2 на участке. Если на таком нефтеперерабатывающем заводе будет включен процесс очистки остаточных газов, выбросы серы могут быть снижены до 0,5 т/сут., что представляет собой сокращение выбросов серы на 90 % от установок регенерации серы и экономию 1575 т/сут. год SO_2.

Таблица 5.80 показывает ожидаемый общий выход извлеченной серы, результирующую дополнительную извлеченную серу и выбросы серы в пересчете на сухую основу (в форме частиц SO_2) после сжигания для выбранных обработок хвостовых газов, рассмотренных в этом разделе.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.80 – Ожидаемые характеристики УПС для различных процессов и конфигураций УООГ

Для типового УПС 100 т / сутки, изначально оснащенного двухступенчатым механизмом Клауса:	Ожидаемая эффективность извлечения серы[1)]	Ожидаемый дополнительный объем извлеченной серы[2)]	Ориентировочная концентрация SO_2 после стадии сжигания (содержание O_2 3 % в пересчете на сухое вещество)[3)]
Добавленный процесс:	(%)	т/сут.	мг/Нм^3
База (двухступенчатый Клаус)	95-96	-	31000-38000
+ 3-й этап Клауса	96-98	1,00-2,00	16000-31000
+ 3-й этап Клауса и Selectox	97	NA	24000
I. Прямое окисление до серы			
+ PROClaus	99,5	4,10	4000
+ SuperClaus	98-99,3 [4)]	2,77	5700 - 16000
II. Продолжение реакции Клауса / точка ниже росы			
+ CBA (абсорбция в холодном слое)	99,3 – 99,4	3,65	5000-5700
+ Clauspol [5)]	99,5 – 99,9		800-4000
+ Clauspol II [6)]	99-99,8	3,75	1600-8100
+ Sulfreen	99-99,2	3,56	6500-8100
+ 3-й этап Клауса + Sulfreen	99,2-99,5		4100-6500
+ DoxoSulfreen [7)]	99,8- 99,9	4,04	800 -1600
+ HydroSulfreen [8)]	99,5-99,7		2500-4100
- Maxisulf	98,5		12500
+ 3-й этап Клауса + Maxisulf	99,0-99,5		4000-8100
III. Восстановление до H_2S и S из H_2S			
+ Flexsorb	99,9	4.10	800
-RAR	99,9	4.10	800
+ SCOT (процесс на основе амина)	99,5 – 99,95	Нет данных	400 - 4100[10)]
+ LO-CAT II (9)	99,99	4.16	90[10)]
+ Beavon (BSR)	99,5 – 99,9	Нет данных	800 - 4100[10)]
IV. Сокращение выбросов SO_2			
Техники чистки	99,9		800[10)]

Основной источник эффективности извлечения серы: [131, Ballaguet et al.2006], [76, Hydrocarbon Processing 2011]

[1)] Для (УПС + УООГ).

[2)] Только из УООГ.

PROJECT DRAFT

Для типового УПС 100 т / сутки, изначально оснащенного двухступенчатым механизмом Клауса:	Ожидаемая эффективность извлечения серы[1)]	Ожидаемый дополнительный объем извлеченной серы[2)]	Ориентировочная концентрация SO_2 после стадии сжигания (содержание O_2 3 % в пересчете на сухое вещество)[3)]
[3)]Используя расчет: концентрация SO_2 после стадии сжигания зависит от соотношения топливный газ / кислый газ (FG / AG зависит от конфигурации УПС и рабочего параметра). Для иллюстрации расчет был сделан для отношения FG / AG, равного 4%. [4)] Верхний уровень - это максимальное гарантированное значение. [5)] См. Настоящий в разделе «Информация о применимости». [6)] Верхний уровень требует, чтобы COS и CS_2 были гидролизованы до 300 ppmv S через каталитическую стадию. [7)] Реакторы Sulfreen, секция гидролиза и реакторы DoxoSulfreen. [8)] Реакторы Sulfreen и секция гидролиза. [9)] Поскольку хвостовой газ LO-CAT II нельзя сжигать, сера находится в форме H_2S. [10)] Стадия сжигания может не требоваться систематически для этого метода.			

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Фактический выход серы из УПС, связанный с УООГ, зависит от состава сырья, времени работы катализатора (для УООГ каталитического окисления) и прогрессирующего загрязнения в течение рабочего цикла. Таблица 5.80 основана на фактических измерениях извлечения серы, проведенных на более чем 40 европейских нефтеперерабатывающих заводах в период с 2004 по 2008 год. Измерительные кампании проводились в течение ограниченного периода времени (1-2 дня) в различные заданные периоды цикла катализатора, что отражает широкий диапазон условий эксплуатации установки и ситуаций, связанных с сроком службы катализатора.

Кросс-медиа эффекты

Сокращение SO_2 приводит к увеличению выбросов CO_2. Например, применение обработки остаточных газов приведет к снижению содержания SO_2 на 96 % (по сравнению с вариантом с тремя реакторами), однако при увеличении содержания CO_2 на 110 %. Например, для установки Клауса с производительностью 100 т/сут. серы с тремя реакторами применение УООГ снизит выбросы SO_2 до 0,1 т/сут., но за счет увеличения выбросов CO_2 до 18 т/сут. (таблица 5.81 и 5.82).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.81 – Кросс-медиа-эффекты, связанные с некоторыми из УООГ

Выбросы в расчете на 20 000 т/год СРУ/ТГКУ				
	Источник	Поток	Состав мин./макс.	Комментарии
Сточные воды	Кислая вода из охлаждающей колонны для отходящего газа УПС	произведено 1 $м^3$/тонна S (2 $м^3$/ч)	H_2S: 50 мг/л; Фенол: 100 мг/л; NH_3: 2 000 мг/л	Очистка в SWS
Отходы: SCOT	Отработанный катализатор УООГ	Регенерация и утилизация 20–100 т/год	2 – 8 % Ni/Mo на Al_2O_3, S: 5 – 15 %; Кокс: 10 – 30 %	Отработанный катализатор Клауса пирофорен и нуждается в продувке N_2

Таблица 5.82 – Ожидаемый диапазон эффективности восстановления для основных категорий УООГ

Категории УООГ	Количество наборов данных	% Эффективность восстановления (% преобразованного H_2S) как среднесуточное значение для всего УПС+УООГ		
		Наблюдаемый диапазон	Среднее значение	Стандартное значение
Каталитическое прямое окисление	26	95,5 – 99,3	98,5	98 – 99
Точка росы	16	98,0 – 99,8	99,4	99 – 99,5
Аминный	19	98,7 – 99,99	99,9	99,5 – 99,95
Источник: CONCAWE				

Другие показатели эффективности восстановления данных на месте для восьми УПС с пяти немецких нефтеперерабатывающих заводов показаны в таблице 5.83.

Таблица 5.83 – Диапазон извлечения серы, измеренный после УООГ на 5 немецких НПЗ

Переработка/ номер установки	Процессы УООГ	Производительность по сере (т/сут)	Эксплуатационные данные (т/д)	Измеренный % эффективностив осстановления[1)]
Ref 2 –Claus 1	Сжигание	34,7	18.1	98
Ref 3 –Claus 1	Сжигание	16	Нет данных	98
Ref 3 –Claus 2	Сжигание	17	Нет данных	98
Ref 1 –Claus 1	Sulfreen	55	26,4	99,6
Ref 4 –Claus	Sulfreen	69,9	55,2	99,5
Ref 1 –Claus 2	SCOT	170	Нет данных	99,9
Ref 5 –Claus	SCOT	128,6	80	99,7
Ref 2 –Claus 2	Clauspol II	33,6	10,2	98,8
[1)] Оценивается как эффективность = 1-SER (коэффициент выбросов серы). В среднем за день. Нет данных: недоступно. Источник: TWG 2010-DE				

ПРОЕКТ DRAFT

Применимость

Установки очистки отходящих газов применимы как к новым, так и к существующим заводам. Мощности комбинированных установок по очистке сточных вод и отходящих газов варьируются от 2 т до более чем 2000 т/сут. серы. Однако пространство, занимаемое такими блоками, может быть значительным. Например, новая установка очистки отходящих газов (мощность подготовки газа 540 т/сут. – извлечение серы 10 т/сут.), включающая третью стадию клауса и очистку отходящих газов Sulfreen Maxisulf, была построена в 2008 году на французской площадке и занимает площадь 960 $м^2$.

Сообщалось о значительных трудностях, связанных с низким коэффициентом использования двух блоков Клауспола (0–25 %) из-за побочных реакций, способствующих образованию осадков солей натрия и высококоррозионных компонентов (SO_3 и NH_4HSO_4). Кроме того, остановки для очистки и технического обслуживания приводят к образованию большого количества сильно загрязненных сточных вод, загрязненных серой и PEG (DCO 200 г/л).

Экономика

В таблице 5.84 приведены оценки затрат на новый УПС или на модернизацию существующего УПС в зависимости от целевого уровня извлечения серы и мощности очистки, а в таблице 5.20 показано сравнение относительных капитальных затрат для основных категорий вариантов очистки отходящих газов по сравнению с двухэтапным базовым случаем Клауса.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.84 – Примеры затрат для новых УПС и модернизации УПС в зависимости от мощности обработки

Целевая доходность восстановления	Произвоительность, т/сут.	Приблизительная капитальная стоимость, млн евро	Приблизительные эксплуатационные расходы в год, млн евро
Дополнительная 3-я ступень Клауса + УООГ (Maxisulf) для получения> 98,5 %	540	31 (2008)	Нет данных
Новый Sulfreen TGT (Sulfreen) на существующем УПС дает 99,5 %	175	18 (2006)	Нет данных
Дополнительная 3-я ступень Клауса + УООГ (Superclaus) для получения > 98,5 %	210	26 (2005)	600000 (2005)
Новый УПС, включая УООГ, обеспечивает извлечение> 99 % S (1998 г.)	50 100 250	12 19 35	Нет данных
УООГ для повышения извлечения существующих УПС до 99 % (1998)	50 100 250	1,6 2,1 2,9	Нет данных
УООГ для повышения извлечения существующего УПС до 99,8 % (1998)	50 100 250	3,5 4,4 6,3	Нет данных
Примечание: Существуют лимитные расходы на аккумуляторные батареи, включая оборудование, лицензионные сборы, фундамент, монтаж, врезку в существующую установку и ввод в эксплуатацию. Факторы, специфичные для участка, такие как планировка, доступное пространство и необходимые модификации существующих заводов, могут иметь значительное влияние. В некоторых случаях эти факторы могут увеличить затраты примерно на 50 %.			

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.85 – Относительные капитальные затраты на модернизацию существующего УПС 100 т/сут.

Вариант модернизации технологии УПС	Относительная капитальная стоимость в 2009 году[1)]
Двухступенчатый Клаус	100
Двухступенчатый Клаус + 3-й этап Клауса	109
Двухступенчатый Клаус + точка росы TGT (например, CBA)	120
Двухступенчатый процесс Клауса + каталитическое прямое окисление TGT (например, SuperClaus)	130
Двухступенчатый Клаус + усовершенствованный Sulfreen TGT	140
Двухступенчатый TGT Клауса + на основе амина	194
[1)] На основе УПС 100 т/сут., в который подается 80% кислого газа (95 % H_2S) и 20 % газа из отпарной колонны кислой воды (56 % H_2S, 43 % NH_3).	

Ссылка на установку серы выше по потоку является ориентировочной и соответствует тому, как такого рода сравнения обычно представлены в литературе. Это сравнение следует проводить с осторожностью при сравнении с другими исследованиями (таблица 5.85 и 5.86), поскольку капитальные затраты на установку серы могут колебаться в пределах +/- 30 %.

Таблица 5.86 – Подробные эксплуатационные расходы установки гидросульфринирования TGT

Потребление		Стоимость (евро/ч)
Катализатор и потребление коммунальных услуг		
Катализаторы и активированный уголь	5-летний срок службы (предполагается)	9,13
Топливный газ в мусоросжигательную установку	0,68 т/ч	222,4
Воздух для горения в мусоросжигательную установку	17,32 т/ч	10,8
LP пар	0,70 т/ч	11,5
Питательная вода котла	8,81 т/ч	26,4
Воздух + азот	50 + 25 $м^3$/ч	1,7
Электричество	установлено 330 кВт	12,4
Итого:		294,33
Производство коммунальных услуг		
Производство пара MP	8,39 т/ч	-143,7
LLP Производство пара	2,90 т/ч	-41,8
Итого:		-185,5
Стоимость Нетто:		109

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.87 – Экономическая эффективность трех методов борьбы с выбросами SO_2 в установках по извлечению серы – данные об эффективности затрат по выборке из 7 УПС

Базовая ситуация в 2006 году - процесс Клауса							Прямое окисление до серы (например, процесс СуперКлаусса)				
							Эффектив-ность	ЕКЗ	Зафиксиро-ванные эксплуатаци-онные расходы	Перемен-ные эксплуата-ционные расходы	Рыночная стоимость серы, евро/т
							99 %	7,4 %	4 % ОСВ/г	3,9 евро/т серы	160
Установка	Количество параллельных технологических линий	Предполагаемое количество серы	Утилизация	Фактическое количество серы	Сжег т/год	Эффективность извлечения серы	Эффективность извлечения серы	Количество извлеченного SO_2 (с момента начала процесса)	Общая установленная стоимость (с момента начала процесса)	Годовая стоимость (с момента начала процесса до процесса СКлауса)	Экономическая эффективность (с момента начала процесса до процесса СКлауса)
		т/год	%	т/год	т/год	%	%	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т SO_2
1	2	150380	58	87833	1313	98,5	99	843	26,1	3243	346
2	1	36500	43	15604	566	96,5	99	808	8,4	959	1185
3	1	36865	38	14186	233	98,4	99	176	8,5	1009	5715
4	1	87965	58	50819	513	99,0					
5	1	26280	76	20068	140	99,3					
6	2	151475	28	42116	420	99,0					
7	3	237250	70	166562	599	99,6					

ПРОЕКТ DRAFT

Аминовая очистка (Одноступенчатый процесс по очистке отходящего газа методом Клауса - SCOT)						Температура ниже точки росы (например, процесс Sulfreen)				
	Эффективность	ЕКЗ	Зафиксированные эксплуатационные расходы	Переменные эксплуатационные расходы		Эффективность	ЕКЗ	Зафиксированные эксплуатационные расходы	Переменные эксплуатационные расходы	Эффективность
	99,9 %	7,4%	4% ОСВ/год	5,1 евро/тонну свежего сырья		99,5%	7,4%	4% ОСВ/год	2,8 евро/тонну свежего сырья	99,5%
Установка	Эффективность извлечения серы	Количество извлеченного SO_2 (с момента начала процесса)	Общая установленная стоимость (с момента начала процесса)	Годовая стоимость (с момента начала процесса до процесса Sulfreen)	Экономическая эффективность (процессы Sulfreen и SCOT)	Эффективность извлечения серы	Количество извлеченного SO_2 (с момента начала процесса)	Общая установленная стоимость (с момента начала процесса)	Годовая стоимость (с момента начала процесса до процесса Sulfreen)	Экономическая эффективность процессы Склауса и Sulfreen
	%	т/год	млн евро	тыс евро/год	евро/т SO_2	%	т/год	млн евро	тыс. евро/год	евро/т SO_2
1	99,9	2448	98,8	11513	5573	99,5%	1734	65,2	7539	4819
2	99,9	1100	42,2	4807	18807	99,5%	970	21,1	2374	8754
3	99,9	436	42,5	4882	21198	99,5	320	21,2	2437	9897
4	99,9	924	71,6	8348	10141	99,5	513	35,8	4184	8152
5	99,9	240	34,7	4037	16851	99,5%	77	17,3	2027	26020
6	99,9	755	99,2	11464	15186	99,5	414	65,5	7548	18203
7	99,9	864	129,9	15586	18046					
Источник: [21]										

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[23], [21], [12], [24], [11], [13], [3], [4]

5.27.4 Методы борьбы с выбросами диоксида серы. Десульфуризация дымовых газов (FGD)

В дымовых газах нефтеперерабатывающих заводов или отходящих газах SO_2 может иметь постоянные уровни концентрации 1500–7500 мг/м^3. Десульфуризация дымовых газов (FGD) - это метод, с помощью которого SO_2 удаляется из этих газов. В процессах FGD часто используется щелочной сорбент, который улавливает SO_2 и превращает его в твердый продукт. Существуют различные методы FGD с различной эффективностью удаления SO_2. Последние годы показали развитие процессов регенерации растворителя / катализатора, в которых абсорбирующая/концентрирующая среда регенерируется и повторно используется. Более подробную информацию можно найти в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector [100].

Системы регенеративного или нерегенеративного типа существуют только для удаления SO_X, а также для одновременного удаления пыли и NO_X. Они конкурируют с системами, состоящими из отдельных блоков для удаления SO_2 (например, мокрые скрубберы) и удаления NO_X (например, СКВ).

Описание безрегенеративных процессов

Впрыск присадок Additive injection (AI) и сухой абсорбер *spray dry absorber* (SD) - это процессы очистки, которые удаляют SO_2 по тому же принципу, что и мокрый скруббер из известняка (WS). Однако они включают реакцию с сорбентом на основе кальция без усложняющих требований для получения высококачественного побочного продукта из гипса (т.е. предварительной очистки и окисления). Побочный продукт представляет собой смесь сульфитов, сульфатов и летучей золы, для которой практически нет полезных применений. Процесс AI обеспечивает умеренное удаление SO_2 при относительно низком содержании серы. В топку вводится сухой сорбент. В качестве сорбента используется известняк или гашеная известь (для небольших котлов более активный бикарбонат натрия ($NaHCO_3$) вводится в дымоход).

Seawater СКBubbing - при очистке морской водой используются природные щелочные компоненты - бикарбонаты - морской воды для удаления SO_2. Это подразумевает возможность высокой эффективности удаления. Выходной поток будет содержать ионы сульфата и хлора, которые являются естественным компонентом морской воды.

Walther (WA) - это процесс, в котором SO_2 абсорбируется путем распыления водного раствора аммиака с образованием сульфита аммония. Затем сульфит окисляется до сульфата. Раствор соли аммония из секции очистки

ПРОЕКТ DRAFT

концентрируется в выпарной установке и гранулируется. Конечный продукт - товарное удобрение.

Системы мокрого известнякового скруббера Wet limestone CKBubber (WS) были значительно улучшены в последнее время и стали менее сложными, чем предыдущие системы. Обычно в качестве сорбента используется суспензия известняк / вода. Гипс получают окислением (аэрацией) в отстойнике абсорбера.

Описание регенеративных процессов

Регенеративные процессы широко применялись на нефтеперерабатывающих заводах для уменьшения выбросов SO_2. Первым был Wellman-Lord, затем процесс Cansolv и Labsorb.

Wellman-Lord (WL) - наиболее широко используемый регенеративный процесс. Процесс основан на равновесии сульфит / бисульфит натрия. Первым этапом является абсорбция SO_2 водным раствором сульфита натрия с образованием бисульфита натрия ($NaHSO_3$). При понижении температуры бисульфит натрия затем превращается в пиросульфит натрия ($Na_2S_2O_5$), который выпадает в осадок из-за его гораздо более низкой растворимости:

$$Na_2SO_3 + SO_2 + H_2O \rightarrow 2NaHSO_3$$
$$2NaHSO_3 \rightarrow Na_2S_2O_5\downarrow + H_2O$$

При повторном нагревании этого осадка с водой могут происходить обратные реакции, что позволяет регенерировать SO_2 и повторно использовать сульфит натрия в процессе.

$$Na_2S_2O_5 + H_2O \rightarrow 2NaHSO_3$$
$$2NaHSO_3 \rightarrow Na_2SO_3 + SO_2 + H_2O$$

На нефтеперерабатывающих заводах США, где этот процесс используется для очистки отходящих газов УПС, регенерированный SO_2 отправляется обратно в установку для получения серы.

Cansolv - это регенеративный метод, в котором для селективного поглощения диоксида серы используется водный раствор амина. Обрабатываемый газ сначала насыщается в предварительном водоочистителе, а затем вводится в контакт с раствором амина. Раствор амина регенерируют отпаркой паром. Отходящий поток амина необходимо очищать, чтобы предотвратить накопление солей. Побочным продуктом промывки является водонасыщенный газ SO_2, полученный отпаркой водяным паром.

ПРОЕКТ DRAFT

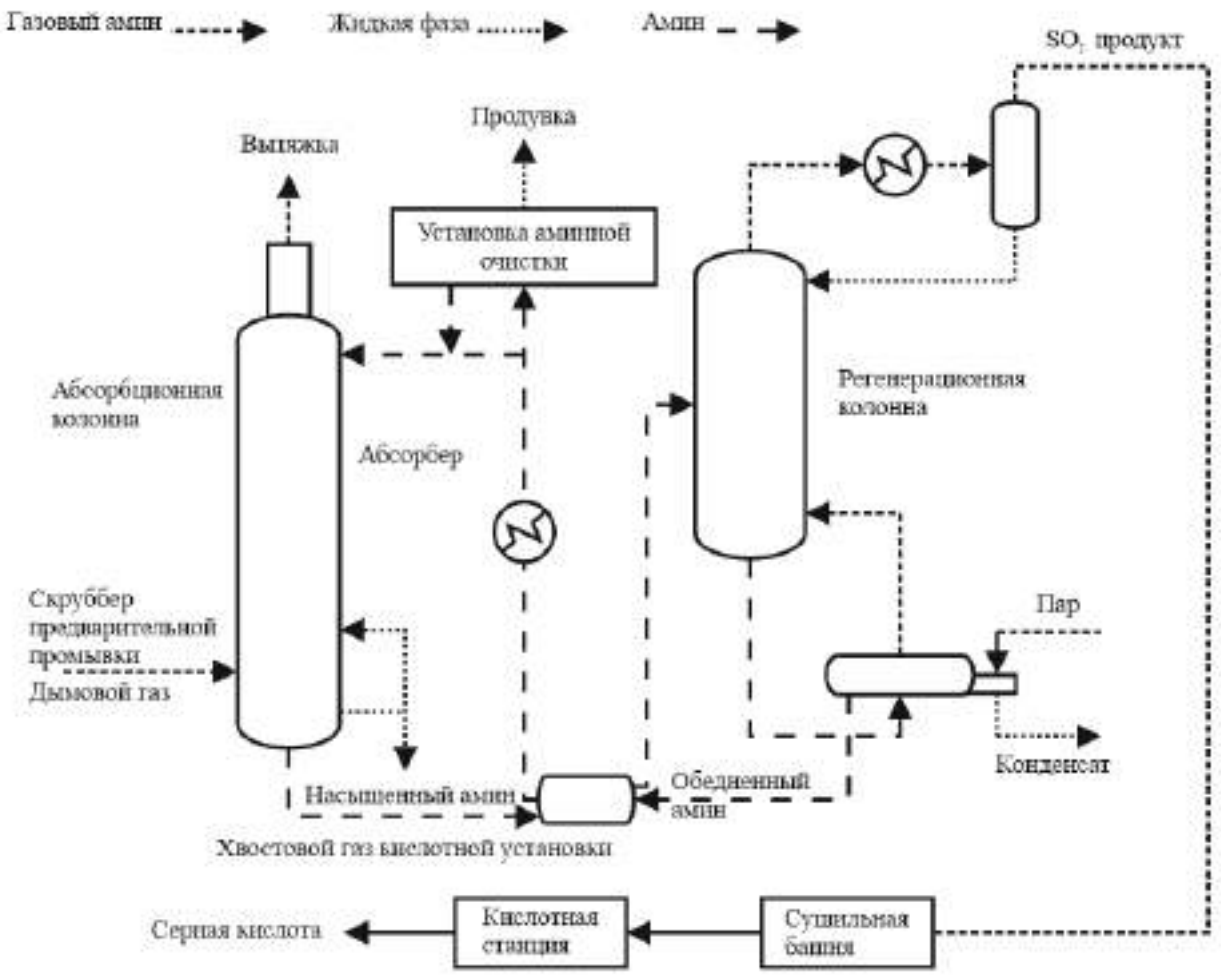


Рисунок 5.46 – Обзор процесса регенеративной очистки Cansolv

Labsorb - это регенеративный процесс очистки, при котором в качестве промывочного буфера для поглощения SO_2 используется водный раствор фосфата натрия. Он генерирует поток SO_2 с концентрацией > 90 %, который можно использовать в качестве сырья для УПС или завода по производству серной кислоты. Промывочный раствор регенерируется с использованием пара низкого давления, что практически исключает сброс жидких стоков из скруббера. На рисунке 5.46 и 5.47 показана упрощенная блок-схема процесса Labsorb, который состоит из первой стадии абсорбции SO_2, за которой следует стадия заключительной регенерации.

На стадии абсорбции дымовой газ очищается от пыли и охлаждается в предварительном скруббере, в который подается вода с низким pH, рециркулируемая из подпиточного резервуара, перед тем, как попасть в саму абсорбционную башню. В качестве абсорбента используется запатентованный раствор, содержащий соду (NaOH) и фосфорную кислоту (H_2PO_4).

Регенерация включает в себя испаритель с водяным паром для выпуска SO_2, абсорбированного богатым растворителем, с последующим разделением газа и жидкости, отпарной колонной и конденсатором. Концентрированный SO_2,

насыщенный водой, покидает конденсатор в виде рекуперированного продукта, а вода из конденсатора возвращается в процесс после отпарки паром. Котел-утилизатор перед установкой можно использовать для производства пара низкого давления для создания буфера, что дополнительно снижает общие эксплуатационные расходы.

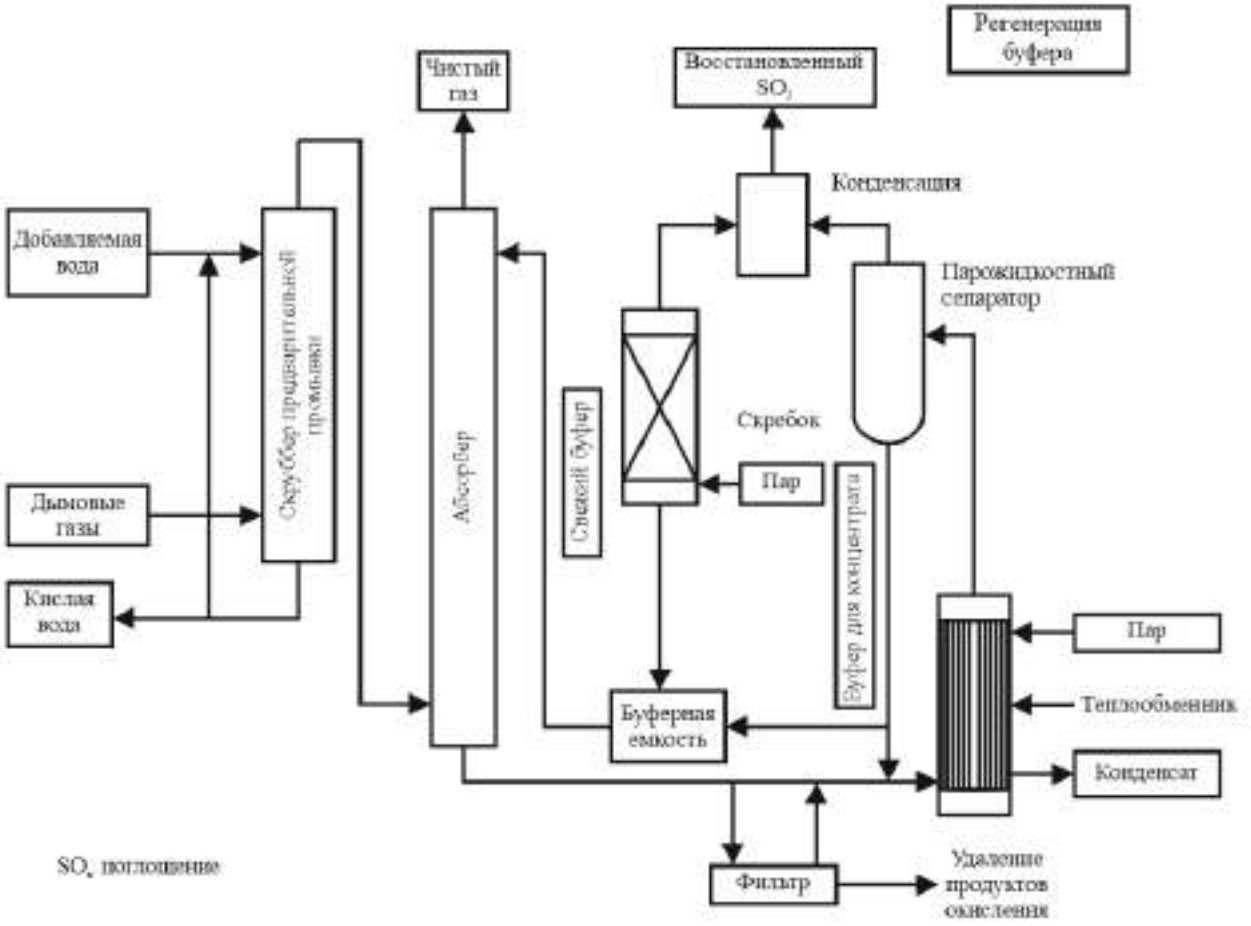


Рисунок 5.47 – Упрощенная схема процесса абсорбционной регенеративной очистки

SNO_X - это регенеративный каталитический процесс, который сочетает в себе стадию предварительной очистки от пыли, за которой следует стадия WSA (описанная непосредственно ниже) и стадия СКВ, цель которой - уменьшить загрязнение воздуха комбинированным методом. Он обеспечивает высокое удаление SO_2, NO_X и взвешенных частиц.

Серная кислота из отработанного газа Waste gas sulphuric acid (WSA) - это твердокаталитический процесс, позволяющий конденсировать и восстанавливать концентрированную серную кислоту. Он хорошо адаптирован к влажным газам (не требуется стадия предварительной сушки), но требует тщательной предварительной очистки от пыли (максимум 1 мг/Нм^3) для поддержания конкретных характеристик калий-ванадиевого катализатора.

Температура газа должна быть отрегулирована на 400 - 420 ° C. SO_2 реагирует с остаточным O_2 и образует SO_3, который затем соединяется с остаточным водяным паром и конденсируется при концентрациях 93-98 %. В конечном итоге перед каталитическим нейтрализатором требуется регулировка концентраций воды и воздуха.

Достигнутые экологические выгоды

Общий обзор представлен в следующей сводной таблице 5.88.

Таблица 5.88 – Общий обзор эффективности

Название техники	Безрегенеративная десульфуризация дымовых газов	Регенеративная каталитическая десульфуризация дымовых газов
Эффективность	90 % (500 м /$Нм^3$)	95 – 98 % (250 - 100 мг/$Нм^3$)
Пример: Производительность процесса: 5 млн т/год, 12000 т/год жидкого нефтеперерабатывающего топлива, 180000 т/год топливного газа для нефтеперерабатывающего завода. Объем дымовых газов 1,68 x 109 $Нм^3$/год. Загрязнитель: Начальная концентрация: 5000 мг/$Нм^3$ (для жидкого топлива для нефтеперерабатывающих заводов с 3% S). Общий объем 8400 т/год.		

Подробно зарегистрированные процентные сокращения по методикам представлены в таблицах 5.89 и 5.90.

Таблица 5.89 – Экологические преимущества различных процессов сероочистки

Техника обессеривания	Сокращение SO_2, %	Другие преимущества
Аддитивный впрыск Additive injection (AI) alone	50-70	
AI + spray dry- absorber (SD)	>92	Как и в случае с влажной очисткой, система SD сочетает в себе эффективное удаление SO_2, SO_3, хлора и фтора (> 90 % для соединений серы, 70-90 % для галогенидов).
Seawater СКBubbing	85-98	Кислые сточные воды из абсорбера самотеком поступают на водоочистные сооружения. Здесь воздух вдувается в воду для преобразования, абсорбированного SO_2 в растворенный сульфат и для насыщения морской воды кислородом (обработка COD (химическая потребность в кислороде)). pH возвращается к нейтральному частично добавлением морской воды и частично аэрацией. Сточные воды очистных сооружений сбрасываются обратно в море.

ПРОЕКТ DRAFT

Техника обессеривания	Сокращение SO_2, %	Другие преимущества
Walther	>88	Продукт, который можно продавать как удобрение. Этот продукт должен соответствовать определенным критериям (особенно по содержанию тяжелых металлов)
Wet Limestone CKBubber	92-98	Если содержание хлора низкое, эта система производит очень мало сточных вод.
Wellman-Lord	98 (100 мг/Нм^3)	Наконец, сера может быть извлечена как продукт. Для удаления SO_3 вводят аммиак, что приводит к образованию сульфата аммония. Сульфат аммония можно использовать в качестве удобрения при определенных обстоятельствах (особенно при содержании тяжелых металлов)
Cansolv	98	Побочные продукты серы имеют высокую чистоту и могут быть переработаны в химические
Labsorb	>85	Перед технологическим процессом не требуется внешнего охлаждения дымовых газов. Очень низкий расход химикатов. Не образуются никакие остатки, кроме ограниченного количества солей сульфата натрия, которые составляют менее 1% массы отходов, образованных мокрым скруббером из известняка. Восстановленный SO_2 имеет высокую чистоту (> 90 %) и может быть извлечен как химический продукт или обработан для извлечения серы в существующих УПС.
SNO_x	94-96.6%	До 96 % по оксидам азота. взвешенные частицы практически полностью удаляются.
WSA	99 (1)	NO_X также снижается при использовании в процессе SNO_X. В сочетании с СКВ может быть достигнуто одновременное снижение выбросов NOx на 95 %.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.90 – Влияние различных процессов десульфуризации на различные среды

Способ десульфуризации	Кросс-медиа эффекты
Впрыск присадок (AI) и Распылительный сухой поглотитель (SD)	Поскольку побочный продукт, полученный этими методами, содержит непрореагировавшую известь, он требует кондиционирования перед утилизацией
Процесс AI	Утилизация побочного продукта требует такой же осторожности, как и SD
Хелатирование железа, экстракция растворителем, адсорбция NaOH или молекулярная адсорбция	Эти методы, как правило, производят много отходов
Очистка морской воды	Часть летучей золы с сопутствующими тяжелыми металлами и органическими веществами переносится в морскую воду
Walther	Этот процесс не приводит к образованию твердых побочных продуктов или жидких отходов. Если в дымовом газе присутствуют частицы с возможным содержанием металлов, они появляются вместе с продуктом.
Мокрый скруббер известняка	Сточные воды, образующиеся в процессе обезвоживания гипса, содержат взвешенные взвешенные вещества и микроэлементы (металлы, хлориды) и обрабатываются осаждением, флокуляцией и фильтрующим прессованием. Осадок фильтра утилизируется на свалке, а очищенная вода сливается в канализацию.
Wellman-Lord	Пыль: NH_3 вводится для предотвращения образования SO_3. Поэтому до 80 % золы состоит из $(NH_4)2SO_4$, который может быть использован в качестве удобрения или в качестве сырья для производства NH_3. Сточные воды из предварительной очистки имеют кислое качество воды с pH около 2 и должны быть нейтрализованы и очищены. Очищенная вода все еще может содержать до 100 мг/л аммиака, но чаще всего значения находятся в диапазоне от 10 до 50 мг/л.
Cansolv	Никаких подробных данных
Labsorb	До сих пор не было выявлено никаких существенных побочных эффектов или недостатков
SNO_X	См. пункт 5.27.9
WSA	См. пункт 5.27.9

ПРОЕКТ DRAFT

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Таблица 5.91 – Эксплуатационные данные различных процессов сероочистки

Техника обессеривания	Данные по эксплуатации
Аддитивный впрыск Additive injection (AI) alone	Поскольку это сухой процесс, условия коррозии менее суровы, чем в случае с WS. Следовательно, скруббер обычно изготавливается из углеродистой стали (без покрытия). Хлориды кальция могут вызвать кислотную коррозию, поскольку они осаждаются на стенках абсорбера и притягивают влагу. Переработка побочных продуктов с влажными дымовыми газами в резервуар подпитки сорбента может привести к засорению; требуется регулярная чистка.
Процесс AI	Система менее эффективна в отношении удаления HCl, поэтому в топливе не должно быть более высокого содержания Cl, чем примерно 0,3 % для предотвращения коррозии.
Очистка морской водой SeawaterCKBubbing	Процесс предлагает простоту, а значит, высокую доступность.
Walther	При использовании топлива с высоким содержанием хлора могут образовываться аэрозоли хлоридов и видимый шлейф отработанного газа. Образование аэрозоля можно уменьшить за счет увеличения отношения жидкости к газу в абсорбере и использования нескольких трубчатых фильтров. Отложения сульфатов можно удалить продувкой горячим дымовым газом или промывкой водой. NO_X не влияет на процесс FGD, так как не реагирует с аммиаком.
Скруббер для мокрого известняка Wet Limestone CKBubber	Для производства высококачественного гипса требуется принудительное окисление и хороший контроль pH. Кроме того, необходимо использовать известняк хорошего качества (чистота> 93 % по $CaCO_3$), а пыль и микроэлементы, в частности хлор, следует удалять путем предварительной очистки неочищенного газа, обезвоживания и дополнительной промывки продукта. Органические буферы (такие как адипаты и двухосновная кислота) могут использоваться для контроля pH, тем самым существенно повышая эффективность удаления SO_2 - обычно на 4 %. Проблемы с ранней коррозией были преодолены; Часто в поглотителе используется резиновая футеровка, требующая некоторого ухода из-за абразивного повреждения.
Wellman-Lord	Эксплуатационные аспекты включают проблемы, связанные с загрязнением, коррозией и эрозией. В предварительном газоочистителе могут образовываться отложения сульфата аммония. Испаритель подвержен износу из-за абразивной солевой суспензии, коррозии во

PROFI DRAFT

Техника обессеривания	Данные по эксплуатации
	время остановов и механическим напряжениям, связанным с высокоскоростной центрифугой.
Cansolv	Нет подробных данных
Labsorb	В нефтеперерабатывающем секторе этот процесс до сих пор применялся только на установках ФКК.
SNO_x	См. пункт 5.27.9
WSA	Нет подробных данных

Применимость

Следует отметить, что потребность в пространстве для скрубберов и вспомогательного оборудования является важным фактором для модернизации дополнительных блоков из-за их размера (таблица 5.92).

Таблица 5.92 – Применимость различных процессов десульфуризации

Способ десульфуризации	Применимость
Хелатирование железа, экстракция растворителем, адсорбция NaOH или молекулярная адсорбция	Обычно используется, когда количество SO_2 для извлечения невелико, поскольку они производят отходы, например, на небольших специализированных нефтеперерабатывающих заводах или небольших заводах по производству природного газа
Очистка морской воды	Поскольку взвешенные частицы (включая содержание в них тяжелых металлов) переносятся в морскую воду, перед очисткой морской воды необходим эффективный метод борьбы с взвешенными частицами
Walther	Не подходит для топлива с повышенным содержанием серы, так как это приводит к повышенному проскоку аммиака из-за образования сульфатов аммиака. Сульфаты нежелательны из-за коррозии и аэрозольных выбросов.
Wellman-Lord	Несмотря на отличный профиль выбросов, сложность процесса препятствует широкому применению
Cansolv	
Labsorb	В нефтеперерабатывающем секторе успешно применяется в подразделениях FCC
SNO_X	Эта система успешно используется для регенерации H_2SO_4 на месте, используемой в установке алкилирования, а также для очистки газов H_2S (УООГ) и отходящих газов из регенераторов установки FCC и электростанций, питаемых высокосернистым топливом и остатками

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Таблица 5.93 – Экономика различных процессов десульфуризации

Способ десульфуризации	Экономика
Процесс AI	35 – 55 евро/кВт (размер блока: 75 – 300 МВт). Ежегодные эксплуатационные расходы примерно равны капитальным затратам
Хелатирование железа, экстракция растворителем, адсорбция NaOH или молекулярная адсорбция	Они, как правило, очень дешевы по сравнению с другими методами FGD
Очистка морской воды	Низкие капитальные затраты и низкие эксплуатационные расходы (не требуется сыпучих химических веществ, хотя иногда для повышения щелочности используется гидроксид магния)
Мокрый скруббер известняка	75 – 180 евро/кВт (размер блока: 75 – 300 МВт). Ежегодные эксплуатационные расходы примерно равны капитальным затратам. Капитальные затраты: 10-20 миллионов евро. Операционные расходы: 1,6-4 млн евро в год. Потоки дымовых газов 200000 – 650000 $Нм^3$/ч. Существуют предельные затраты на батареи, основанные на ценах 1 998 и включающие такие статьи, как оборудование, лицензионные сборы, фундаменты, строительство и ввод в эксплуатацию. Они только на порядок больше. Факторы, зависящие от конкретного объекта, такие как планировка, доступное пространство и необходимые модификации существующих установок, могут оказать значительное влияние. В некоторых случаях можно ожидать, что эти факторы увеличат затраты примерно на 50 %.
Wellman-Lord	Инвестиционные затраты оцениваются в 50 миллионов долларов США на установку для обработки расхода дымовых газов 500000 $Нм^3$/ч и концентрации SO_2 0,8 %. В стоимость входят лицензионные сборы, инжиниринг, поставка оборудования, строительные, пуско-наладочные и пусконаладочные услуги.
Cansolv	Никакой информации не предоставлено
Labsorb	Этот метод позволяет значительно снизить эксплуатационные расходы по сравнению с нерегенеративными процессами мокрой

ПРОЕКТ DRAFT

Способ десульфуризации	Экономика
	очистки, благодаря очень малому расходу химических веществ, используемых в составе поглощающего буфера, и внутренней энергоэффективности.

Таблица 5.94 – Обзор ведущих факторов внедрения различных процессов сероочистки

Техника обессеривания	Эфекты внедрения
Хелатирующее железо, растворитель экстракция, адсорбция NaOH или молекулярная адсорбция.	Уменьшение выбросов SO_2 в небольших количествах.
Wellman-Lord	Характеристики процесса могут соответствовать потребностям конкретных промышленных предприятий, использующих высокосернистое топливо (на нефтеперерабатывающих заводах в США, Японии и Австрии).
Cansolv	
Labsorb	Образует побочный продукт, готовый к преобразованию в жидкий SO_2, серную кислоту или элементарную серу. Соответствует потребностям промышленных процессов, генерирующих высокосернистые дымовые газы, такие как отходящие газы УПС и FCC, а также котлы, работающие на ископаемом топливе, и газы для обжига цветных металлов

Пример завода(-ов)

Таблица 5.95 – Примеры установок, на которых были реализованы процессы сероочистки

Техника обессеривания	Примеры заводов
Хелатирование железа, экстракция растворителем, адсорбция NaOH или молекулярная адсорбция	Применяется на некоторых небольших нефтеперерабатывающих заводах и заводах по производству природного газа
Очистка морской водой (Seawater CKBubbing)	В некоторой степени этот процесс применялся (в 1994 г .: 2500 МВтэ/47 единиц), также использовался для плавильных, нефтеперерабатывающих заводов и сжигания нефти (при 3 % S)
Скруббер для мокрого известняка(Wet limestone CKBubber)	Опыт работы с WS весьма удовлетворителен, что подтверждается высокой доступностью. Эта система широко применяется на электростанциях. В Германии, например, НПЗ TOTAL Mitteldeutschland использует процесс десульфуризации влажной извести после трех масляных

ПРОЕКТ DRAFT

Техника обессеривания	Примеры заводов
	обогревателей электростанции. В качестве топлива на этой установке используются остатки вакуума, остатки висбрекинга и суспензия FCC
Wellman-Lord	По всему миру применено более 40 систем, например по FCC
Cansolv	Установки Cansolv используются на заводах по производству серы, FCC и коксовых установках.
Labsorb	ESSO Norge в Слагентангене (Норвегия, 1994 г.) - ENI S.p.A. в Саннаццаро (Италия, 2000 г.) - НПЗ VALERO в Паулборо, штат Нью-Джерси (США, 2002 г.)
SNOx – WSA	По всему миру успешно установлено более 25 устройств. Применяется, в частности, на НПЗ AGIP в Геле (Италия, 1997 г.) и на НПЗ OMV AG в Швехате (Австрия, 2007 г.) для электростанций, сжигающих высокосернистый нефтяной кокс и остатки.

Справочная литература
[12], [11], [4], [96], [70], [8].

5.27.5 Методы борьбы с выбросами ЛОС. Методы предотвращения / сокращения выбросов ЛОС, связанные с технологическим процессом и конструкцией завода

При перекачке жидкостей в сосуды при атмосферном давлении существующая смесь пара и газа (часто воздуха, но также инертных газов), которая в приемном сосуде часто выбрасывается в атмосферу. Считается, что такая операция загрузки оказывает воздействие на окружающую среду из-за присутствия ЛОС, предшественника озона. Применение блоков улавливания паров (VRU) для предотвращения утечки этих паров в атмосферу нацелены на сбор углеводородов для повторного использования. В некоторых случаях восстановление неэкономично, и предпочтение будет отдаваться установкам для уничтожения паров (VRU). Более общий термин, охватывающий оба варианта, - это системы обработки паров (VHS).

Описание
Техники снижения неорганизованных выбросов ЛОС могут быть рассмотрены на обоих этапах проектирования:

- разработка процесса,
- проектирование завода.

Разработка процесса
Расчетные условия процесса (например, температура, давление, давление паров технологической жидкости) могут влиять на уровень неорганизованных выбросов. Однако они не выбираются независимо, в зависимости от других параметров (например, активности катализатора, наличия вспомогательных

ПРОЕКТ DRAFT

средств, таких как охлаждающий воздух, вода или пар). В некоторых операциях с более низкими рабочими температурами и давлениями, где давление паров жидкости ниже, диффузные выбросы относительно ниже [110, ESA 2005].

Техники сокращения неорганизованных выбросов, возникающих в результате проектирования процесса нефтепереработки, могут быть следующими:

– для достижения баланса между чистотой подпитки, этапами обработки, качеством продукции и образованием отходов;

– для очистки потоков сточных вод, содержащих (смеси) ЛОС, путем очистки, ректификации и экстракции или комбинации этих методов с целью удаления веществ, которые могут способствовать диффузным.

Проектирование завода

Выбор компонентов установки и способ их настройки могут влиять на степень неорганизованных выбросов. Для новых блоков существует значительная возможность на начальном этапе проектирования включить широкий спектр техник для сокращения потенциала неорганизованных выбросов. Что касается существующих заводов, можно со временем попытаться внедрить многие из этих методов в рамках процесса непрерывного совершенствования.

Техники сокращения неорганизованных выбросов за счет выбора и конфигурации компонентов нефтеперерабатывающего завода включают следующее.

1) Ограничение количества потенциальных источников выбросов, например, соответствующее проектирование схемы трубопроводов с помощью:

а) минимизация длины трубопровода;

б) уменьшение количества фланцевых (соединительных) клапанов и резьбовой трубопроводной арматуры;

в) использование сварных фитингов и труб;

г) уменьшение количества насосов за счет использования, если возможно, других средств перекачки жидкости, например, силой тяжести.

2) Максимальное увеличение встроенных функций сдерживания процесса, например, за счет:

д) закрытие (частично или полностью) систем отвода сточных вод и резервуаров, используемых для хранения / очистки сточных вод;

е) минимизация выбросов во время отбора проб за счет использования закрытых систем отбора проб или поточных анализаторов;

ж) установка дренажной системы для обслуживания, чтобы исключить открытые сливы из дренажей.

3) Выбор высокотехнологичного оборудования, такого как:

з) клапаны с двойным сальником или не менее эффективное оборудование;

и) установка высокопрочных прокладок для критических применений;

ПРОЕКТ DRAFT

к) насосы / компрессоры / мешалки с торцевыми уплотнениями вместо набивки;

л) насосы / компрессоры / мешалки с магнитным приводом.

4) Выбор подходящих материалов для оборудования, таких как:

м) гарантировать, что все оборудование (например, прокладки) выбрано соответствующим образом для каждого технологического процесса;

н) для избежания коррозии за счет соответствующего выбора материала конструкции;

о) для предотвращения коррозии путем футеровки или покрытия оборудования, окраски труб для предотвращения внешней коррозии и использования ингибиторов коррозии материалов, контактирующих с оборудованием;

п) для нанесения реактивных красок, например, кислоточувствительные краски, нанесенные на фланцы установки HF-алкилирования.

5) Содействие мониторингу и техническому обслуживанию за счет обеспечения хорошего доступа к компонентам, которые могут протекать.

6) Сбор и обработка выбросов, например, транспортировка потенциально собираемых утечек (например, уплотнения компрессора, вентиляционные отверстия и продувочные линии) на факелы или в беспламенные окислители.

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение или сокращение неорганизованных выбросов ЛОС.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Диффузные выбросы можно оценить во время проектирования технологического процесса и завода, используя методику, которая подсчитывает количество потенциальных точечных источников выбросов (фланцы, клапаны, насосы и т. д.) и применяет стандартные коэффициенты выбросов, относящиеся к содержащейся жидкости. Надежность коэффициента выбросов в данном приложении зависит от качества фактора, конкретных загрязняющих веществ, представляющих интерес, и типа источника.

Диффузные выбросы из резервуаров можно оценить с помощью программного обеспечения «TANKS» Агентства по охране окружающей среды США, основанного на алгоритмах [109]. Методы оценки неорганизованных выбросов из других источников на нефтеперерабатывающих заводах представлены в [108].

Кросс-медиа эффекты

Сбор и локализация неорганизованных выбросов может привести к достижению пределов взрываемости в результате накопления ЛОС, например, где устанавливается крышка над очистным сооружением. Этот вопрос регулируется законодательством в области обеспечения промышленной безопасности и охраны труда.

PROJECT DRAFT

Применимость

Вышеупомянутые техники сокращения неорганизованных выбросов, связанные с технологическим процессом и конструкцией завода, применимы ко всем новым установкам, которые имеют потенциальные диффузные выбросы. Для существующих единиц применимость может быть ограничена различными ограничениями, и следует прилагать усилия для включения этих методов с течением времени в рамках процесса постоянного улучшения.

Экономика

Стоимость техник сокращения неорганизованных выбросов, связанных с технологическим процессом и конструкцией завода, зависит от конкретной установки. Ожидается, что затраты на новые заводы будут ниже. В конечном итоге использование высоконадежного оборудования может снизить затраты на техническое обслуживание и время, затрачиваемое на мониторинг.

Сокращение неорганизованных выбросов часто предоставляет возможности для экономии сырья, переработки побочных продуктов или предотвращения потерь конечных продуктов, что все приводит к экономическим выгодам.

Эффект от внедрения

Снижение выбросов ЛОС.

К положительным моментам внедрения относятся:

- снижение материальных потерь;
- безопасность сотрудников.

Пример завода(-ов)

Все новые химзаводы.

Справочная литература

[100], [106], [107], [108].

5.27.6 Методы борьбы с выбросами ЛОС. Установки улавливания паров (VRU)

Техническое описание

Установки улавливания паров (VRU) - это установки, предназначенные для снижения выбросов летучих органических соединений (ЛОС) во время погрузочно-разгрузочных операций. Для нефтеперерабатывающего завода это актуально для бензина и других летучих продуктов, таких как нафта, и более легких продуктов. Улавливание паров также может использоваться для снижения выбросов из резервуаров со стационарной крышей, в которых

ПРОЕКТ DRAFT

хранятся летучие продукты, которые не имеют внутренних плавающих крыш. Поскольку сокращение выбросов ЛОС с помощью VRU является лишь одним аспектом общего контроля ЛОС на нефтеперерабатывающем заводе, этот раздел следует рассматривать в сочетании с хранением, обработкой и интегрированным управлением нефтеперерабатывающим заводом. В дополнение к VRU требуется система сбора пара, а также другое оборудование: паропроводы, устройства защиты от детонации, контрольно-измерительные приборы и, возможно, дожимные нагнетатели, а также резервуары для удерживания пара (рисунки 5.48-5.50).

Системы улавливания паров включают два процесса:

- сепарация углеводородов от воздуха;
- сжижение выделенных паров углеводородов.

Для отделения паров углеводородов от воздуха можно использовать следующие процессы разделения:

- адсорбция при переменном давлении на активированном угле;
- абсорбция при стирке в абсорбирующей жидкости с низкой летучестью;
- селективное мембранное разделение;
- конденсация путем охлаждения или сжатия (разделение и ожижение совмещены в одном процессе).

Для разделенных паров углеводородов применимы следующие процессы сжижения:

- поглощение, как правило, собственным продуктом;
- конденсация;
- сжатие.

Для нефтепродуктов используются следующие системы VRU:

- абсорбция в потоке холодной регенерированной нефти;
- адсорбция в двухслойном режиме с переменным давлением;
- косвенная конденсация жидкости в теплообменнике хладагента;
- мембранное разделение при прохождении через поверхность отбора углеводородов.

- абсорбция: молекулы пара растворяются в подходящем абсорбенте с низкой летучестью («бедном») (гликоли или фракции нефти, такие как керосин или продукт риформинга). Может потребоваться охлаждение абсорбента для снижения его летучести (обычно при температуре от минус 25 °C до минус 30 °C для керосина или продукта риформинга). Затем необходимо отделить пар от абсорбента путем нагревания смеси абсорбент / регенерированный продукт в теплообменнике и затем реабсорбции паров обогащенного продукта в соответствующем потоке, например, продукта, восстанавливаемого или проходящего в конденсатор, установку дальнейшей обработки или установку для сжигания отходов. Абсорбция обычно не используется для улавливания паров бензина в ЕС, поскольку этот метод считается менее эффективным, чем, например, адсорбция.

ПРОЕКТ DRAFT

− адсорбция: молекулы пара удерживаются активированными центрами на поверхности твердых материалов адсорбента, таких как активированный уголь (AC) или цеолит. Адсорбент требует периодической регенерации. Непрерывные процессы имеют две адсорбционные колонны, содержащие активированный уголь, которые обычно циклически меняют каждые 15 минут режима адсорбции и регенерации. Эта регенерация активности углеродного адсорбента может быть осуществлена с использованием пара или, чаще, вакуумных насосов. Полученный десорбат затем абсорбируется (например, в циркулирующем потоке компонентов бензина) в промывной колонне, расположенной ниже по потоку (стадия промывки). Остаточный газ из промывной колонны (или сепаратора) направляется на вход установки для повторной адсорбции. Этот метод наиболее часто используется для бензиновых VRU.

ПРОЕКТ DRAFT

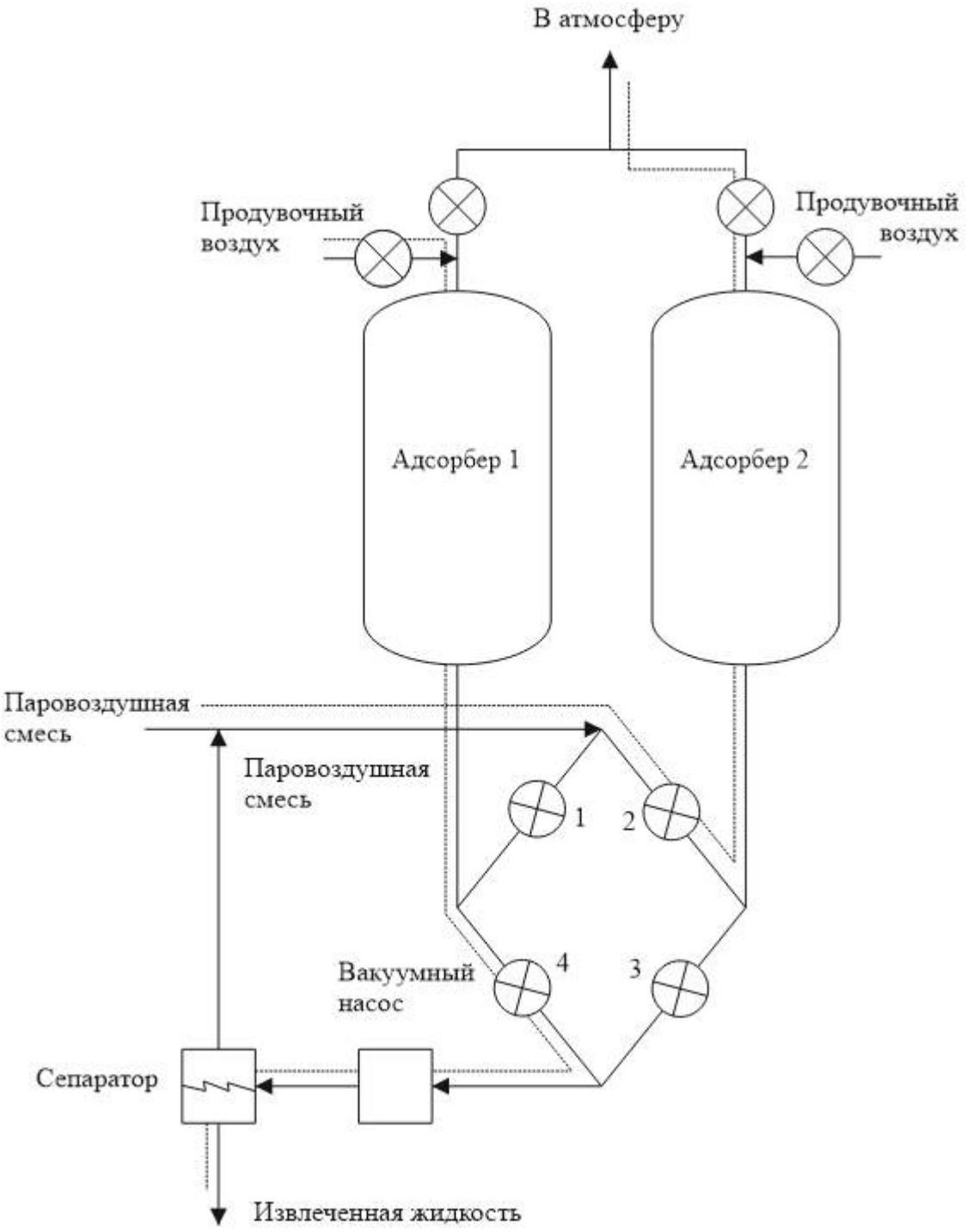


Рисунок 5.48 – Процесс адсорбции активированным углем VRU

– мембранное разделение газов: молекулы пара обрабатываются через селективные мембраны для разделения смеси пар / воздух на обогащенную углеводородами фазу (пермеат), которая впоследствии конденсируется или абсорбируется, и фазу, обедненную углеводородами (ретентат). Эффективность процесса разделения зависит от перепада давления на мембране. Для дальнейшей очистки мембранный процесс можно комбинировать с другими процессами.

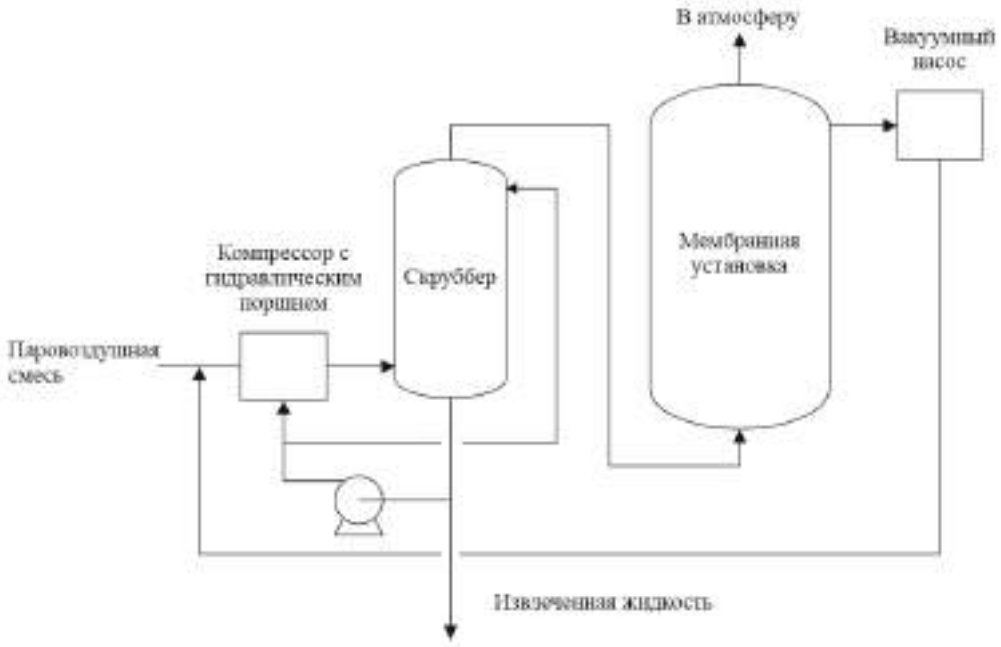


Рисунок 5.49 – Процесс мембранного разделения VRU

- охлаждение / конденсация: при охлаждении парогазовой смеси молекулы пара конденсируются на поверхности холодного теплообменника и разделяются в виде жидкости. Вторая ступень (например, криогенный конденсатор, использующий жидкий азот) может потребоваться для соблюдения предела выбросов. Поскольку влажность приводит к обледенению теплообменника, требуется двухступенчатый процесс конденсации, обеспечивающий альтернативную работу. Этот метод может достичь низких концентраций на выходе, если применяемая температура охлаждения достаточно низкая. Пары утилизируются в виде чистых жидкостей (без отходов), которые могут быть возвращены непосредственно в резервуар для хранения.

ПРОЕКТ DRAFT

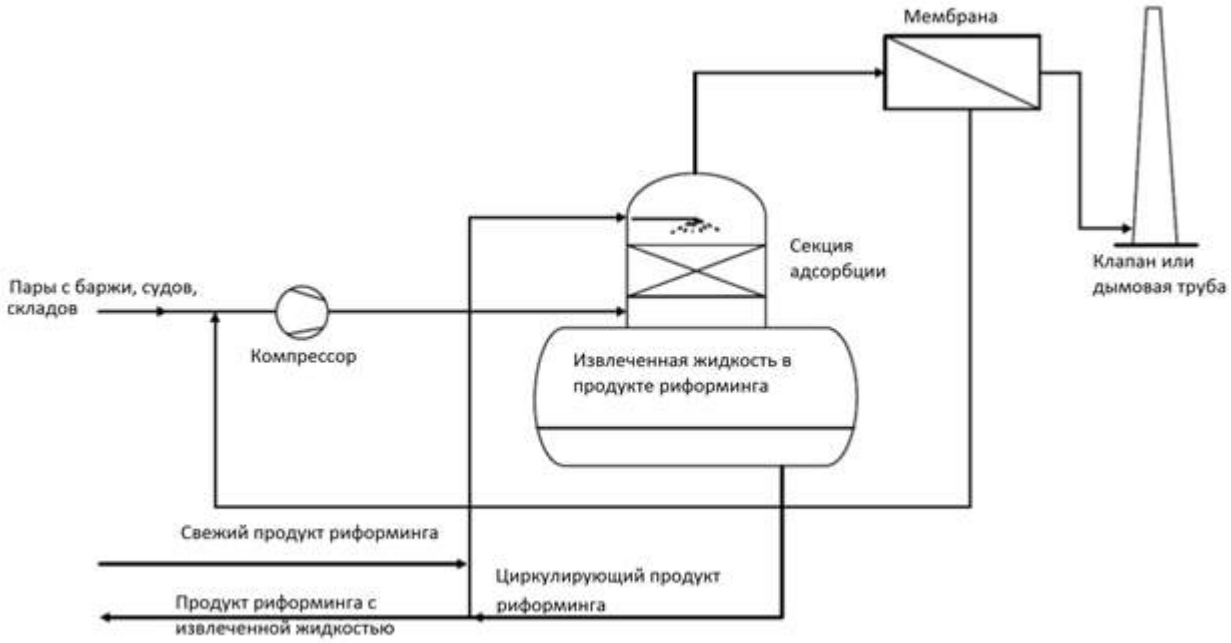


Рисунок 5.50 – Упрощенная технологическая схема установки улавливания паров

– гибридные системы: коммерчески доступны комбинации методов для VRU, отвечающие очень низким стандартам выбросов. Примером может служить двухступенчатая установка с мембранным разделением с последующей адсорбцией.

Достигнутые экологические выгоды

Выбросы от различных систем напрямую связаны с эффективностью борьбы с загрязнением и могут составлять всего 10 мг/Нм^3 (без метана). При эффективности борьбы с выбросами 99,9 % для автомобильного бензина могут быть достигнуты концентрации 150 мг/Нм^3 (без метана), как показано в таблице 5.96.

Достижимое сокращение выбросов будет зависеть от используемых методов, а также от состава и концентрации ЛОС в подавляемом потоке пара. Например, поток паров бензина может иметь концентрацию неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) 1500 г/Нм^3. Для достижения концентрации в вентиляционном канале 150 мг/Нм^3 требуется эффективность снижения выбросов 99,99 %.

Система улавливания паров для загрузки резервуаров с сырой нефтью может собирать около 85 % всех ЛОС, которые конденсируются и повторно вводятся в сырье.

В таблице 5.96 приведены некоторые данные об эффективности и экологических характеристиках установок для улавливания паров. Измерения НМЛОС и бензола можно проводить с помощью FID или GC.

ПРОЕКТ ДК

Таблица 5.96 – Значения выбросов для установок улавливания паров при загрузке автомобильного бензина

Тип завода	Уровень извлечения[1], %	Средние значения, достижимые при непрерывной эксплуатации [2, 3]	
		НМЛОС[4], г/Нм^3	Бензол, мг/Нм^3
Одноступенчатая конденсационная установка	80-95	50	1
Одноступенчатая абсорбционная установка	90-97	35	50
Одноступенчатые адсорбционные и мембранные сепарационные установки	90-99,5	<10 (5)	1
Одноступенчатые адсорбционные установки с дополнительным нагнетателем	99,98	0,15	1
Сжатие, абсорбция и мембранное разделение (6)	90-95	Нет данных	Нет данных
Двухступенчатые установки	99,98	0,15	1

[1] Как показатель уровня производительности.

[2] Выражается как среднее часовое значение при непрерывной работе для соответствия 94/63 / ЕС (Приложение II).

[3] Эти значения приведены для концентрации углеводородов в неочищенном газе прибл. 1000 г/Нм^3.

[4] НМЛОС: неметановые летучие органические соединения. Содержание метана в парах загружаемых веществ может значительно варьироваться. Процессы абсорбции и адсорбции не могут существенно снизить выбросы метана.

[5] Если одноступенчатые установки используются в качестве предварительной ступени для газовых двигателей, концентрация прибл. для работы газового двигателя необходимо 60 г/м^3.

[6] Компрессия, за которой следует двухступенчатая секция извлечения: реабсорбция ЛОС во фракцию загружаемого конденсата с последующей стадией мембранного разделения.

Источник: обновленная [23]

ПРОЕКТ DRAFT

Кросс-медиа эффекты

Эффекты связаны с потреблением энергии, особенно для двухступенчатых агрегатов (для охлаждения, откачки, нагрева, вакуума); образованием отходов (замена адсорбента / мембраны); и образованием сточных вод (т.е. конденсаты от паровой регенерации адсорбента, оттаявшая вода от конденсационных установок). Там, где могут образоваться взрывоопасные смеси, важно принять меры предосторожности, чтобы ограничить риск воспламенения и распространения воспламенения таблица 5.97.

Таблица 5.97 – Сопутствующие эффекты, связанные с методами VRU

Техника VRU	Сопутствующие эффекты
Адсорбция	Адсорбент требует замены - срок службы угля обычно превышает 10 лет.
Абсорбция	Сточные воды могут образовываться и требуют соответствующей очистки. Регенерация абсорбента более чем вдвое увеличивает инвестиционные затраты и затраты на электроэнергию. Единственные отходы - это отработанная жидкость, которую необходимо заменять один раз в много лет.
Мембранная сепарация	Требуется двойной комплект паровоздушного оборудования - компрессор и вакуумный насос. Возможность более высокого потребления энергии, чем для адсорбции.
Конденсация	Создает поток загрязненной воды от размораживания. Системы охлаждения могут привести к потерям хладагента и высокому потреблению энергии. Для криогенных установок производство жидкого азота энергоемко.
Гибридные (двухступенчатые) системы	Крупные потребители энергии

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В гавани Гётеборга для очистки воды установлены три VRU адсорбционного типа (производительностью 1500 м^3/ч, 2000 м^3/ч и 2400 м^3/ч соответственно), обслуживающих четыре причала, используются для очистки паров, образующихся при загрузке около 1,4 миллиона тонн бензина в год. Расчетные выбросы были сокращены с 300 до 25 т/год, а концентрация общих ЛОС на выходе в выпущенном потоке ниже 10 г/Нм^3. Стоимость инвестиций в 2001 году составила около 6,4 млн евро (65 млн шведских крон).

Один из крупнейших VRU в мире (36 000 Нм^3 / ч) находится в эксплуатации с 2008 года на нефтеперерабатывающем заводе Mongstad для очистки паров, образующихся при разгрузке судов с сырой нефтью (два причала). Установленная мощность достигает 5,7 МВт, а эффективность рекуперации фильтрующей системы с активированным углем оценивается примерно в 85 % от общего количества ЛОС. Стоимость инвестиций в 2008 году составила около 60 млн евро (630 млн шведских крон).

Сообщается, что в Германии степень извлечения позволяет сократить выбросы ЛОС минимум на 99 %.

Во Франции с конца 1990 г. компаниям предоставлялись субсидии для поддержки инвестиций (15 примеров) для достижения более амбициозных целей, чем нормативная база для улавливания паров на погрузочных сооружениях. В одном процессе используется адсорбция на активированном угле с вакуумной десорбцией. Этот процесс позволяет снизить уровень выбросов ЛОС до 2 г/Нм^3, что ниже нормативного целевого показателя 35 г/Нм^3.

ПРОЕКТ DRAFT

На рисунке 5.51 показан пример изменчивости выбросов ЛОС за исключением метана, в атмосферу от VRU (одноступенчатая установка адсорбции углерода) во время загрузки баржи. Измерения представляют собой средние получасовые значения при непрерывном мониторинге во время загрузки (каждая операция выполняется в разные дни). Среднее значение за весь период составляет 4,4 г/Нм^3. Среднее значение для каждой операции загрузки составляет менее 10 г/Нм^3. В 2 % случаев наблюдаются пики более 10 г/Нм^3.

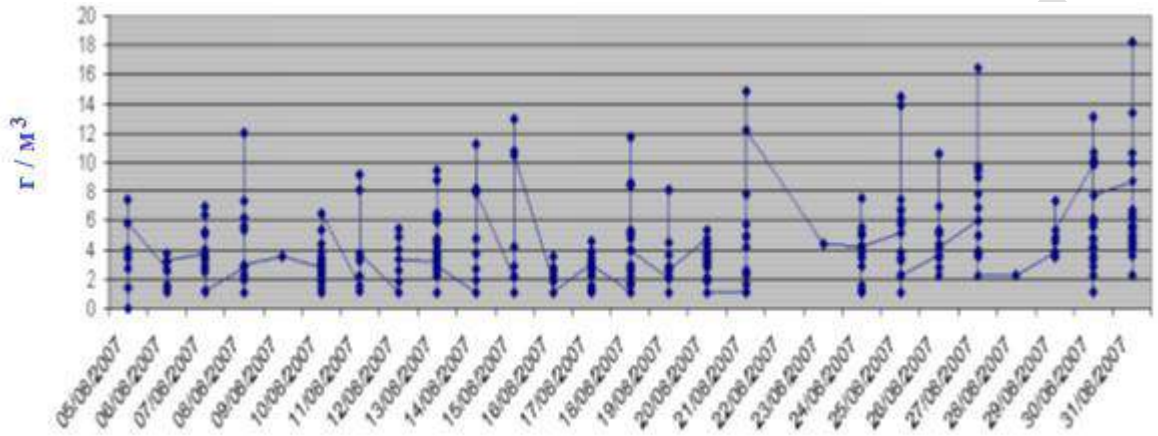


Рисунок 5.51 – Изменчивость выбросов в атмосферу от VRU (набор данных 12) в течение месяцев

Некоторые из этих пиков могут быть связаны с запуском VRU, как, по-видимому, имеет место для двух наборов данных: номер 8 (среднее значение за семичасовой период: 0,2 г/Нм^3) и номер 9 (среднее значение: 6 г/Нм^3), где дневные изменения концентраций на входе и выходе при непрерывном мониторинге показаны на рисунке 5.52. Самые высокие почасовые значения появляются во время запуска операции загрузки.

ПРОЕКТ

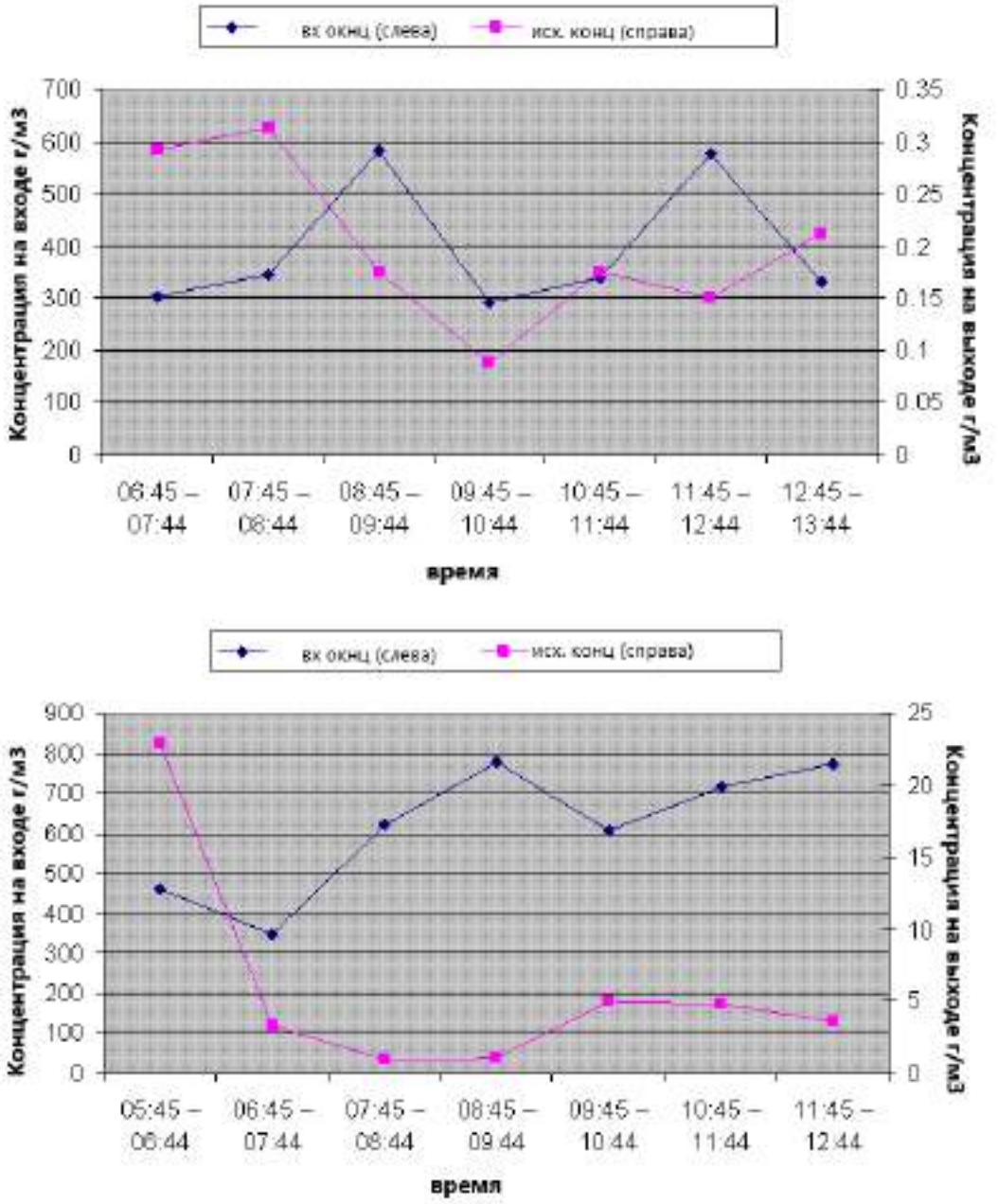


Рисунок 5.52 – Изменчивость выбросов в атмосферу от двух VRU (наборы данных 8 и 9) в течение дня

Кросс-медиа эффекты

Улавливание паров может применяться к загрузке сырой нефти (за исключением адсорбции, если не использовалась предварительная обработка, такая как отпарная колонна серы, из-за загрязнения адсорбентом), на станциях отправки продукта и на станциях загрузки судов. Однако для загрузки сырой нефти она менее эффективна, чем системы для загрузки продукта, поскольку более высокие уровни метана и этана в парах сырой нефти извлекаются с низкой эффективностью.

Эти системы не применимы к процессам разгрузки, когда приемный резервуар оборудован внешней плавающей крышей. Установки улавливания паров обычно не считаются применимыми, если количество рекуперированного продукта невелико, например, для продуктов с низкой летучестью.

VRU занимают ограниченное пространство. Обычно их предварительно собирают и поставляют на салазках. Промышленные мощности VRU варьируются от 500 до 2000 $Нм^3$/ч. Адсорбционные системы широко используются из-за простоты, хорошей работоспособности и высокой производительности.

Основные технические ограничения, включая соображения безопасности, описаны в таблице 5.98. Кроме того, следует отметить, что одним из основных ограничений для VRU является потенциальная несовместимость системы с парами, существующими на судне из-за предыдущего груза, когда очистка не была проведена должным образом.

Таблица 5.98 – Обзор применимости некоторых методов VRU

Техника ВРУ	Ограничение применимости методики
Адсорбция	Обработка несовместимыми соединениями, присутствующими в потоке пара, может отравить или разрушить активированный уголь, например, H_2S в сырой нефти. Из-за высокой температуры адсорбции и использования дополнительных нагнетателей требуются системы безопасности для предотвращения самовоспламенения. Также необходим соответствующий мониторинг для предотвращения этого.
Мембранная сепарация	Хорошо подходит для систем с большим объемом пара (компрессор на входе в мембранный блок). Для очень малых или переменных объемов пара, например при загрузке автоцистерн обычной практикой является установка паросодержащего резервуара переменного объема на впускном паропроводе к VRU.
Конденсация	Может потребоваться установка двойного теплообменника для размораживания агрегата во время непрерывной работы. Легкие углеводороды образуют твердые гидраты при низких температурах, которые могут вызвать засорение. Чтобы обеспечить эффективную конденсацию, необходимо избегать изменения расхода. Оборудование, работающее при очень низких температурах, требует общих мер безопасности.
Гибридные системы	Из-за сложности эксплуатации сложно поддерживать высокий уровень производительности.

ПРОЕКТ DRAFT

Экономика

Основываясь на отчете AEAT [110] о сокращении выбросов при погрузке судов, в таблице 5.99 показаны капитальные затраты на установку VRU для различных технологий в диапазоне потоков пара до 2 000 м^3/ч. Эти затраты не включают гражданское строительство, обеспечение инженерной инфраструктуры и систем сбора пара. Сообщается, что соответствующие дополнительные затраты могут меняться в зависимости от расстояния от VRU до погрузочного сооружения (до пятикратной стоимости VRU). Эксплуатационные расходы на технологии состоят из компонента, не зависящего от производительности, который находится в диапазоне от 5000 до 40000 евро в год, плюс переменный компонент, который приблизительно равен 0,05 евро за тонну загруженной продукции.

Капитальные затраты на некоторые методы VRU и термическое окисление (2001 год) представлены на рисунке 5.53.

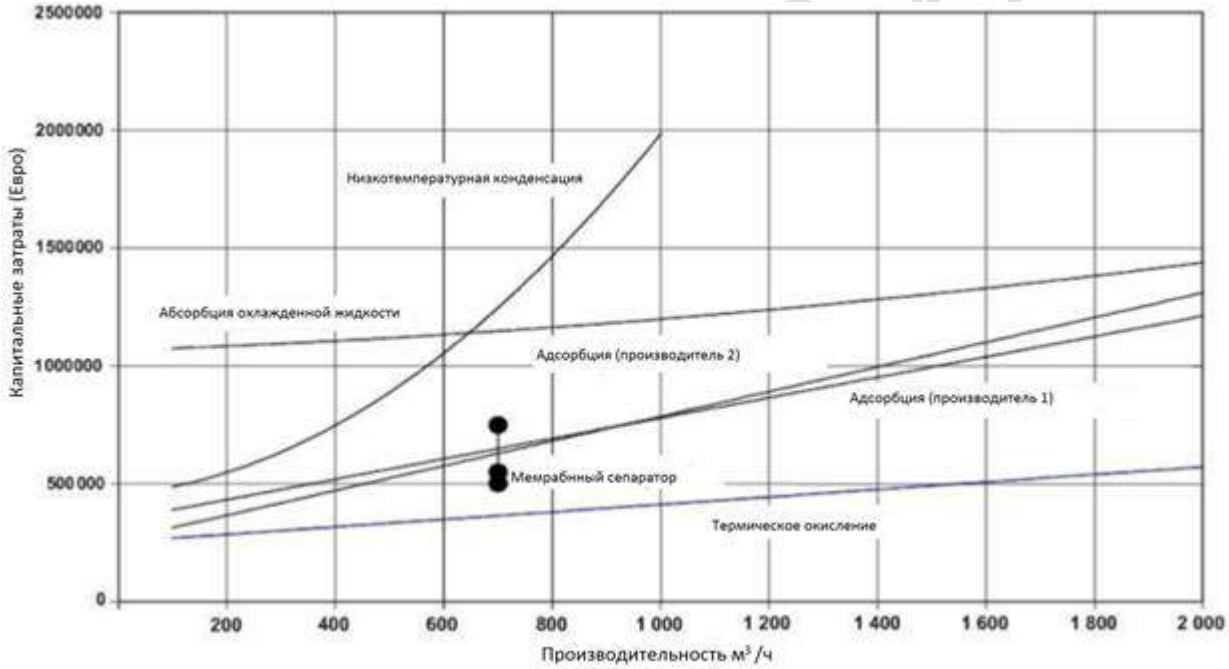


Рисунок 5.53 – Капитальные затраты на некоторые методы VRU и термическое окисление (2001 год)

В одном отчете о выполнении Директивы 94/63/EC [111] приводятся примерные данные о стоимости гипотетической одноступенчатой установки адсорбционного типа, работающей с коэффициентом извлечения 99,7 % и концентрацией на входе 1160 г/Нм^3, следовательно, при концентрации на выходе 3,5 г/Нм^3. (таблица 5.99).

Таблица 5.99 – Пример данных о затратах (2008 г.) для одноступенчатой адсорбции VRU, работающей при 3,5 г/Нм^3

	VRU №1	VRU №2
Максимальная скорость загрузки (м^3/ч)	273	1090
Капитальные затраты без учета установки (млн евро)	0,345	0,690
Стоимость годового потребления электроэнергии (евро)	20000	82000

Во Франции данные по инвестиционным затратам (полученные из программы субсидирования), приведенные в таблице 5.100, доступны для процесса, работающего при 2 г/Нм^3.

Таблица 5.100 – Примеры данных о затратах для некоторых французских сайтов VRU

	Грузоподъемность, т/год)	Мгновенный поток очистки, м^3/ч	Год	Инвестиционная стоимость, млн евро	т ЛОС/год
№ 1	1 200 000	3000	2005	0.580	100
№ 2	192 500	800	1999	0.200	106
№ 3	1000 000	Нет данных	1998	0.980	130

Установки VRU производительностью 1000 Нм^3/ч могут потребовать капитальных затрат в размере 2 млн евро с коэффициентом установки от 1,5 до 5, при этом морские погрузочные приложения находятся в верхней части диапазона.

Общие капитальные вложения сильно зависят от конкретных факторов площадки, таких как количество погрузочных судов, подключенных к системе, расстояние между причалом и установкой по контролю выбросов (стоимость трубопроводов), потребность в воздуходувках и системах безопасности (взрыв и пламегасители). Капитальные затраты могут варьироваться от 4 до 20 миллионов евро для VRU производительностью 2000 Нм^3/ч. Инвестиционные затраты могут варьироваться от 2 до 25 млн евро при КПД 99,2 %, что подразумевает эксплуатационные расходы в размере 0,02–1 млн евро, затраченные на погрузочные операции (автомобильные, железнодорожные и внутренние перевозки нефтеперерабатывающих заводов).

Инвестиционные затраты на нефтеперерабатывающие заводы в Гетеборге и Mongstad были следующими:

- в Гётеборге три установки адсорбционного типа (производительностью 1500 м^3/ч, 2000 м^3/ч и 2400 м^3/ч соответственно), обслуживающие четыре причала, обошлись в 2001 году примерно в 6,4 млн евро (65 млн шведских крон);
- в Монгстаде стоимость VRU сырой нефти 36 000 Нм^3/ч в 2008 году составила около 60 млн евро (630 млн шведских крон).

ПРОЕКТ DRAFT

По данным CONCAWE (2012), расценки и характеристики мощности для судовых VRU, загружающих бензин, использующих различные технологии VRU, следующие (таблица 5.101).

Таблица 5.101 – Примеры заявленных капитальных затрат и спецификаций мощности для VRU

Техника	Производитель-ность, $м^3$/ч	Предел выбросов, г/$Нм^3$	Расходы, млн евро	Характеристики мощности (установленная мощность), кВт
Одноступенчатая адсорбция VRU/углем	2500	10	1,05	425
Одноступенчатый VRU / мембранное разделение	2500	10	1,37	655
Одноступенчатое мембранное азделение	3500	10	2,7	785
Двухступенчатая мембрана плюс адсорбция углем	3500	0.15	3,5	980
Одноступенчатая адсорбция углем	5000	10	Стоимость единицы 3,5 Общая стоимость системы 23	Нет данных
Источник: [112].				

Применимость

Директива 94/63/ЕС по контролю выбросов ЛОС в результате хранения бензина и его распределения предписывает установку линий уравновешивания паров и блоков улавливания паров (VRU) или систем улавливания паров (VRS) во время загрузки /разгрузка бензина авто- и железнодорожных танкеров и барж на нефтеперерабатывающих заводах и терминалах для достижения предельного уровня выбросов 35 г/$Нм^3$.

Гётеборгский протокол устанавливает предел выбросов в 10 г/$Нм^3$ для общего количества ЛОС (за 24-часовой период) для бензиновых VRU, за исключением загрузки морских судов. Это требует применения улавливания паров только для загрузки автомобильного бензина в автоцистерны, железнодорожные цистерны и баржи и при пропускной способности более 5000 $м^3$/год.

Пример завода(-ов)

Многие VRU на установках (разгрузке) бензина для снижения выбросов ЛОС были построены в Европе в соответствии с законодательством стадия 1 или

ПРОЕКТ DRAFT

для разгрузки сырой нефти, например, в порту Гетеборга, НПЗ Mongstad, в Германии и Франции (см. предыдущие параграфы по экологическим характеристикам и эксплуатационным данным).

Справочная литература
[93], [12], [24], [41], [182], [4], [5], [96], [9], [26], [112].

5.27.7 Методы борьбы с выбросами ЛОС. Деструкция паром (VD)

Описание

Помимо традиционных методов сбора и уничтожения ЛОС путем подачи в факельную систему, в этом отношении важны две специфические системы.

1) Окисление: молекулы пара превращаются в CO_2 и H_2O либо путем термического окисления при высоких температурах, либо путем каталитического окисления при более низких температурах.

а) Термическое окисление происходит обычно в однокамерных, футерованных окислителях, оборудованных газовой горелкой и стек. Если присутствует бензин, эффективность теплообменника ограничивается, а температура предварительного нагрева поддерживается ниже 180 °C для снижения риска воспламенения. Диапазон рабочих температур составляет от 760 °C до 870 °C, а время пребывания обычно составляет одну секунду или меньше.

б) Для каталитического окисления требуется катализатор для ускорения окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низких температурах, чем требуется для термического окисления: обычно в диапазоне от 320 °C до 540 °C. Первая стадия предварительного нагрева (электрическая или газовая) имеет место для достижения температуры, необходимой для начала каталитического окисления ЛОС. Стадия окисления происходит, когда воздух пропускается через слой твердых катализаторов.

Директива 94/63 / ЕС (стадия 1) допускает окисление только в особых ситуациях, например, когда улавливание паров небезопасно или технически невозможно из-за большого объема возвращаемого пара.

2) Биофильтрация: разложение до CO_2 и H_2O достигается при температурах немного выше температуры окружающей среды микроорганизмами, находящимися в твердой увлажненной поддерживающей среде.

Достигнутые экологические выгоды

Соответствующие коэффициенты удаления ЛОС, достижимые с помощью таких методов, следующие: термическое окисление: 99–99,9 %, каталитическое окисление: 95–99 % и биофильтры: 95–99 %. Однако эффективность биофильтров спорна: поскольку высокая эффективность удаления достигается

ПРОЕКТ DRAFT

только при высоких нагрузках на входе, концентрации выбросов значительно ниже 50 мг/Нм^3 НМЛОС достигаются редко.

Установки биологической очистки требуют минимального обслуживания и не производят шума. Никакого топлива или химикатов не требуется. Биофильтры удаляют или уничтожают алифатические и ароматические углеводороды, другие ЛОС, H_2S и запахи в отходящих газах технологических потоков, вентиляционных отверстий резервуаров, предохранительных клапанов, экстракции паров почвы и очистки сточных вод и т. д.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Средний срок эксплуатации превышает два года. Для биофильтров температура входящего воздуха должна составлять 5–55 ºС при соответствующем уровне влажности.

Кросс-медиа эффекты

Термическое окисление может привести к появлению нежелательных продуктов сгорания, таких как NO_X, что требует дополнительной обработки. Каталитическое окисление требует меньше энергии для достижения температур сгорания и может конкурировать с термическим окислением при низких концентрациях на входе. Термическое окисление требует хороших первичных и / или вторичных мер безопасности для предотвращения взрывов, в то время как эффективность каталитического окисления может быть снижена из-за отравления катализатора и старения. При сжигании ЛОС также образуется CO_2. Дополнительное топливо расходуется на сжигание потоков с низкой концентрацией и на предварительный нагрев катализаторов.

Отходы образуются только тогда, когда биофильтры исчерпаны. Не образуются вторичные загрязнители или отходы.

Применимость

В литературе встречаются установки для очистки потоков от 17 м^3/ч до 135000 м^3/ч.

Для биологического окисления этот метод хорошо подходит для обработки непрерывных воздушных потоков постоянного состава с низкими концентрациями органических загрязнителей. Этот метод не подходит для прямой обработки паровоздушных смесей, часто встречающихся при перегрузках, поскольку такие смеси имеют в основном более высокие концентрации паров (> 1% об./об.) и появляются как внезапные пиковые потоки во время довольно нечастых операций по разгрузке. Установки биологической очистки, безусловно, чувствительны к отравлению неожиданными соединениями в входящем потоке пара. Следовательно, большинство этих систем нуждаются в постоянном мониторинге, чтобы предотвратить попадание нежелательных соединений.

ПРОЕКТ DRAFT

Биофильтрация подходит только для непрерывных потоков пара с постоянным составом и низкой концентрацией. Эти условия не типичны для приложений по переработке.

Экономика

Экономичность системы термического окисления с рекуперацией тепла будет зависеть от многих факторов, включая теплотворную способность потока отходов. В 1998 году уже ожидалась значительная окупаемость за счет рекуперации тепла из термического окислителя, снабженного газо-газовым теплообменником с КПД 60% и расходом газа 4 720 л/с. Если предположить, что в качестве дополнительного топлива использовался природный газ, затраты составили около 20 долларов США на миллион ккал и 0,08 доллара США на киловатт-час электроэнергии. Для системы, работающей 24 часа в сутки, 350 дней в год, срок окупаемости дополнительных капиталовложений в размере 0,2 млн долл.США для теплообменника заводского типа составит менее пяти месяцев.

Затраты на биофильтрацию значительно ниже, чем на другие методы борьбы с загрязнением воздуха. Капитальные затраты зависят от скорости потока и эффективности разрушения/удаления. Капитальные затраты начинаются примерно с 15 долл.США/м^3/ч. Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание чрезвычайно низки, поскольку не требуется топлива или химикатов (таблица 5.102).

Таблица 5.102 – Метод контроля термического окисления ЛОС, применяемый на нефтеперерабатывающем заводе

Источник выбросов	Технологические установки и оборудование НПЗ (установленные и дооснащенные)
Технология управления	Общее количество атмосферных летучих органических соединений и предохранительные клапаны в систему сжигания / факельного сжигания
Эффективность	Эффективность уничтожения до 99,5 % при сжигании
Инвестиционные затраты	1,3 млн евро за НПЗ мощностью 5 млн т/год
Операционные затраты	3,0 млн евро
Прочие воздействия	Увеличение выбросов CO_2 из-за горения

Пример завода(-ов)

Термическое окисление: во всем мире работает более 107 установок.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[53], [4].

5.27.8 Методы борьбы с выбросами. Факелы

Техническое описание

Факелы используются для обеспечения безопасности и экологического контроля выбросов нежелательных или избыточных горючих веществ, а также выбросов газов в аварийных ситуациях, сбоях, незапланированных событиях или непредвиденных отказах оборудования. Обычно требуется, чтобы факел был бездымным. Сжигание на факеле является одновременно источником выбросов в атмосферу и сжиганием потенциально ценных продуктов. Следовательно, по соображениям экологии и энергоэффективности его использование должно быть ограничено, а количество сжигаемого газа должно быть уменьшено в максимально возможной степени. Вместо этого для плановой вентиляции и плановых остановов следует использовать системы улавливания факельного газа.

Факельные системы и конструкции

Факельные системы обычно можно разделить на две основные части: факельную систему сбора с сепаратором и собственно факельную колонну. При работе с крупными нефтеперерабатывающими комплексами отдельные сепараторы могут быть установлены в различных технологических зонах с «блокирующими» средствами, чтобы обеспечить техническое обслуживание во время останова этих участков.

На рисунке 5.54 показана упрощенная технологическая схема факельной системы.

ПРОЕКТ DRAFT

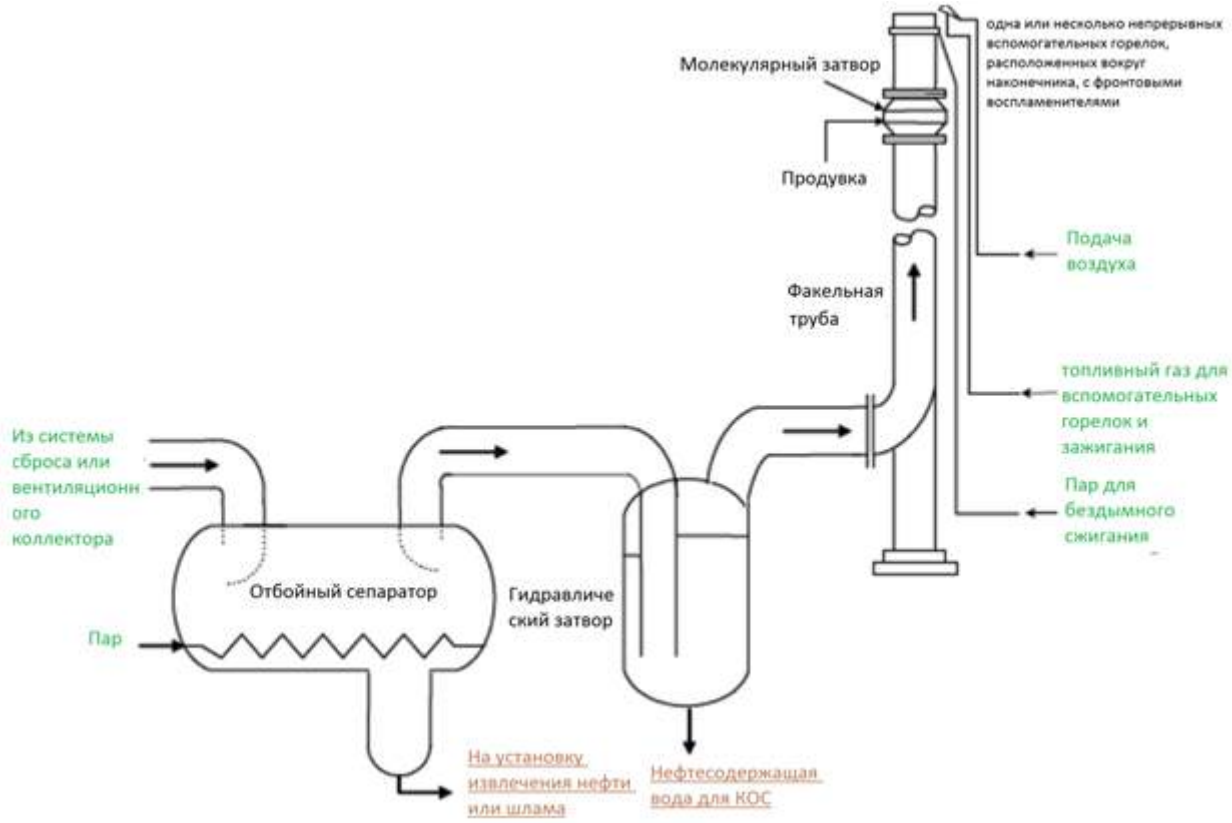


Рисунок 5.54 – Упрощенная технологическая схема факельной системы

Сегодня доступно множество факельных систем для различных целей. Выбор факельной системы зависит в основном от:

– расхода, давления, температуры и состава сжигаемого газа;

– требования, предъявляемые к полноте сгорания, излучения, сажи и шума;

– наличие и доступ к пару, воздуху и газу.

Факелы можно разделить на несколько категорий, и можно выделить следующие различия:

– тип факелов: надземные или наземные (поднятые - наиболее распространенные и имеют наибольшую мощность);

– факельная система: факелы без вспомогательного оборудования (низкого или высокого давления) или факелы со вспомогательным оборудованием (с подачей пара, воздуха, газа или воды);

– зона, в которой происходит реакция окисления, которая включает следующие категории: факелы (факелы с открытым пламенем) или факелы в камере (муфельные и экранные / экранированные факелы).

По сравнению с надземными факелами наземные факелы приводят к худшему рассеиванию из-за того, что дымовая труба находится ближе к земле и, следовательно, может вызывать проблемы для окружающей среды или здоровья (в зависимости от типа конечной продукции).

ПРОЕКТ

В факелах сгорание происходит внутри цилиндра, что позволяет им работать без образования дыма, шума или излучения. Тип наземного факела работает как система поверхностного сжигания с предварительным смешиванием (закрытая горелка), где предварительно смешанные газ и воздух горит на проницаемой среде.

Таблица 5.103 показывает обзор различных основных групп факельных систем. В ней также дается краткое описание каждой факельной системы, области применения, а также преимущества и недостатки, касающиеся как экологических, так и эксплуатационных последствий.

Существуют также системы тушения факелов, в которых не требуется постоянного горения запального пламени, но зажигается специальный механизм, когда скорость газа превышает определенный предел.

Факельная система без вспомогательного оборудования

Факел, который сжигает только природный газ без подачи воздуха или пара, называется факелом без вспомогательного оборудования. Он используется, когда сгорание может быть достигнуто без посторонней помощи. В зависимости от давления в технологическом оборудовании это может привести к факелу низкого или высокого давления. Сжатый газ обеспечивает хорошее смешивание воздуха и отходящих газов и, таким образом, снижает воздействие и образование дыма. С другой стороны, это увеличивает уровень шума.

Вспомогательная факельная система

Когда давление сжигаемого отходящего газа низкое, внешняя среда, такая как пар, воздух или газ, может использоваться в качестве движущей силы. В зависимости от их доступности можно использовать следующее:

- пар высокого давления для парового факела;
- газ высокого давления для газового факела;
- подача воздуха для факелов с пневмоприводом;
- закачка воды в факел, когда требуется низкий уровень шума и радиации.

Таблица 5.103 – Различные применения факельной системы

Факельные системы		Описание	Применение	Особенности
Факел без вспомогательных	Факел низкого давления	Факелы низкого давления - самый простой вид факелов. Наконечники факелов низкого давления рассчитаны на длительный срок службы. Они способны сжигать широкий спектр потоков отходов.	Факелы низкого давления могут использоваться, когда сжигание запрещено без посторонней помощи. Факелы низкого давления используются для технического обслуживания и снижения расхода газа.	Экономически эффективно. Низкие затраты на обслуживание. Стабильное, надежное горение.

ПРОЕКТ DRAFT

Факельные системы		Описание	Применение	Особенности
	Факел высокого давления	Факелы высокого давления используют энергию сжатого газа для создания турбулентного перемешивания и создания избыточного количества воздуха для более полного сгорания.	Факелы высокого давления используются на суше и в море, чтобы добиться бездымного сжигания при больших скоростях сжигания. Может обрабатывать большие количества факельного газа под высоким давлением и обладает большой производительностью.	Экономически эффективно. Чистое, эффективное и бездымное горение. Более низкая радиация.
Вспомогательная факельная система	Паровая факельная установка	Паровые факелы предназначены для удаления более тяжелых отходящих газов, которые имеют большую склонность к дыму. Пар вводится в поток отходов как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отходящего газа и турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию тяжелых углеводородов.	Паровые факелы используются в системах с низким давлением для бездымного сжигания, когда на объекте имеется пар высокого давления.	Бездымное горение. Низкое шумообразование. Максимальная энергоэффективность.
	Факел с воздушным поддувом	Подача воздуха используется как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отработанного газа и турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию отработанного тяжелого углеводородного газа.	Пневматические факелы могут использоваться для операций, которые требуют бездымных факелов низкого давления в областях, где пар недоступен в качестве средства подавления дыма.	Малое количество дыма. Более низкий показатель радиация. Низкое шумообразование.

ПРОЕКТ DRAFT

Факельные системы		Описание	Применение	Особенности
	Факел с подачей газа	Впрыск газа используется как внешняя импульсная сила для эффективного перемешивания воздуха и отходящего газа и турбулентности. Это способствует бездымному сжиганию отработанного тяжелого углеводородного газа.	Газовые факелы могут использоваться для операций, которые требуют бездымных факелов низкого давления в областях, где доступен газ высокого давления.	Максимальное сгорание. Бездымная производительность
	Факел для закачки воды под высоким давлением	Вода впрыскивается в факел, чтобы уменьшить излучение и шум от факела.	Для применений с высоким давлением, где требуется низкий уровень шума и излучения, а также там, где есть вода.	Значительно снижает излучение и шум. Снижение эксплуатационных расходов и стоимости оборудования
Источники: [113].				

Методы факельных операций

Ниже приведены методы, применяемые к факелам, которые могут снизить выбросы.

– Использование контрольных горелок, которые обеспечивают более надежное зажигание отходящих газов, поскольку на них не влияет ветер.

– Закачка пара в факельные дымовые трубы, что может снизить выбросы взвешенных частиц при надлежащей конструкции.

– Излишки нефтеперерабатывающего газа должны сжигаться, а не сбрасываться. Должны быть предусмотрены сепараторы для удаления жидкостей с соответствующими уплотнениями и системами удаления жидкости, чтобы предотвратить попадание жидкостей в зону горения. Водные потоки из уплотнительных бочек следует направлять в систему кислой воды.

– Разработаны системы сбора факельного газа, в которых факельный газ улавливается и сжимается для других целей. Обычно рекуперированный факельный газ очищается и направляется в систему топливного газа нефтеперерабатывающего завода. В зависимости от состава факельного газа у восстановленного газа могут быть другие применения. Сообщается о сокращении сжигания в факелах до 0,08–0,12 % производства на одном заводе по добыче природного газа в Норвегии.

ПРОЕКТ DRAFT

– Для минимизации образования сажи в пламени в новых установках применяется измерение расхода с автоматическим регулированием пара; а также измерения яркости с автоматическим контролем пара и дистанционное визуальное наблюдение с использованием цветных телевизионных мониторов в диспетчерских пунктах, что позволяет управлять паром вручную и обнаруживать постоянное наличие запального пламени. Впрыск пара служит нескольким целям. Во-первых, он улучшает смешивание топлива и воздуха за счет создания турбулентности и, таким образом, повышает эффективность сгорания. Во-вторых, он защищает конец факела, удерживая пламя подальше от металла. В-третьих, пар снижает выбросы сажи, поскольку он вступает в реакцию с взвешенными частицами углерода с образованием CO, который затем окисляется до CO_2. И, наконец, закачка пара, вероятно, также снижает термическое образование NO_X. Когда сжигают водород или очень «легкие» углеводороды, впрыск пара обычно не применяется, так как воздушно-топливное смешение часто бывает хорошим и образование сажи маловероятно.

Мониторинг факелов

Мониторинг факелов необходим для того, чтобы вести учет каждого события в рамках системы мониторинга нефтеперерабатывающего завода и сообщать местным властям.

Факельные системы необходимо оборудовать соответствующими системами мониторинга и контроля, необходимыми для работы без дыма и оценки выбросов. В неаварийных условиях следует визуально контролировать факелы. Системы контроля и управления могут быть как автоматическими, так и ручными (при условии обеспечения безопасности рабочих). Обычно они включают в себя непрерывное измерение расхода, дистанционное визуальное наблюдение с использованием цветных телевизионных мониторов, контроль пара и обнаружение контрольной горелки.

Эффективность сжигания факела можно контролировать с помощью следующих операций:

– мониторинг массового расхода и более низкой теплотворной способности факельного газа (например, с помощью автоматизированных измерений отбора проб газа);

– сравнение измеренных значений с проектными требованиями, чтобы гарантировать минимальную эффективность сгорания (например, 98 %).

Поток факельного газа

Среди различных доступных измерительных систем, совместимых с безопасным факельным сжиганием, ультразвуковое измерение расхода было предпочтительным выбором в большинстве новых решений. Ультразвуковые расходомеры могут использоваться как для сухих, так и для влажных и грязных потоков газа, если содержание жидкости не превышает ~ 0,5 % об./об. Если ожидается большее количество жидкости, следует установить систему отсечки жидкости непосредственно перед расходомером. Они применимы к широкому диапазону объемов, обеспечивают высокую точность, не требуют частой

ПРОЕКТ DRAFT

калибровки и не имеют значительного ограничения расхода. Однако им необходима прямая труба достаточной длины для обеспечения условий измерения ламинарного потока, что может создать серьезные ограничения в случае модернизации. Они также работают в диапазонах температуры и давления, которые не всегда соответствуют реальным условиям процесса. Ориентировочная стоимость таких ультразвуковых расходомеров оценивается в 0,5 млн евро за одно измерительное устройство.

Затраты (2004 г.) на ультразвуковой расходомер находятся в диапазоне от 20000 до 30000 долл.США. Дополнительные расходы из-за современной подготовки места, установки, калибровки и подключения могут привести к стоимости 100000 долл. США за одно измерительное устройство [258, Комиссия штата Техас по качеству окружающей среды, 2010].

Расходомеры газа требуют соответствующих характеристик (предел обнаружения, диапазон измерения) для обеспечения точных измерений. Можно использовать альтернативные методы оценки расхода факельного газа на основе эксплуатационных параметров при условии установления четкой корреляции.

Состав факельного газа

Состав факельного газа можно анализировать путем периодического отбора проб и последующего лабораторного анализа или с помощью устройств непрерывного измерения. Однако оперативная газовая хроматография для непрерывных измерений очень чувствительна к загрязнению и требует строгой (и дорогостоящей) предварительной обработки и кондиционирования образцов для удаления воды, и частиц перед измерениями.

В качестве примера в таблице 5.104 представлен состав газа двух факелов норвежского нефтеперерабатывающего завода, определенный с помощью газовой хроматографии в режиме онлайн.

Таблица 5.104 – Примеры состава факельного газа

Компоненты	Основной факел, моль%	Факел для высокосернистого газа, моль%
1 -Бутен	0,1	0,1
C6+	0,7	1,5
C-Бутен	0,1	0,1
CO	0,4	1
CO_2	0,5	0,4
Этан	12,3	10
Этен (этилен)	2,8	5
H_2	38,9	35
H_2S	0,2	0,2-1
1 –бутан	2,9	2
I-бутен	0,1	0,1
I-пентан	0,9	0,4
Метан	18,4	23
N_2	5,6	16

ПРОЕКТ DRAFT

Компоненты	Основной факел, моль%	Факел для высокосернистого газа, моль%
n-бутан	2,7	1
n-пентан	0,6	1
O_2	0,3	0,2
Пропан	10,9	3
Пропен	1,4	1
t-бутен	0,1	0,1
Примечание: Приведенные цифры основаны на нормальных условиях. Концентрация H_2S будет изменяться в зависимости от количества высокосернистого газа, направляемого на факел. Источник: [113].		

Записи о работе факела и выбросах

Следует оценивать выбросы факельного газа и вносить их в ежедневные отчеты о факельной работе на площадке. Для каждого эпизода факельного сжигания в протоколе должны быть указаны измеренный или расчетный состав факельного газа, измеренное или расчетное количество факельного газа и продолжительность.

Выбросы факельного газа можно рассчитать с использованием оцененных или измеренных потоков и концентраций (например, H_2S), которые были измерены, вместе с коэффициентами выбросов для NO_X и CO. В доступной литературе приведены значения концентраций около 100-400 мг/м^3 для образовавшихся NO_X и около 30 мг/м^3 выделяемого CO [39].

Для оценки выбросов ЛОС необходимо определить соответствующую эффективность сгорания. Как правило, можно принять минимум 98 % при оптимальных условиях и если это гарантировано поставщиком факела [100] (таблица 5.105)

Таблица 5.105 – Пример коэффициентов выбросов NO_X факельного газа, используемых на норвежском нефтеперерабатывающем заводе

Компоненты	Источник	Уровень эмиссий	Основа для коэффициента выбросов
NO_X	Факельный газ	3,13 г/кг	Измерения в 2005 г.
	Факел (продувочный газ)	3,13 г/кг	Измерения в 2005 г.
	Факел (кислый газ)	4,0 г/кг	Коэффициент выбросов от NO_X
Источник: [113].			

Достигнутые экологические выгоды

Эффективность горения, радиация, сажа и шум зависят от факельной системы. На правильно эксплуатируемых факелах НПЗ обычно достигается 98 % конверсии в CO_2, 1,5% составляют продукты частичного сгорания (почти весь CO) и 0,5 % не превращаются. Закрытые наземные факелы имеют меньший шум

ПРОЕКТ DRAFT

и дымность по сравнению с надземными факелами. Однако первоначальная стоимость часто делает их нерентабельными для больших выбросов по сравнению с надземными системами.

Экологические характеристики и эксплуатационные данные

Чтобы добиться максимально полного сгорания, рекомендуется, чтобы факел работал при минимальной температуре пламени 800-850 °C. Эффективность факела обычно максимизируется за счет оценки теплотворной способности сжигаемых потоков и за счет минимизации гашения пламени, например, путем чрезмерного пропаривания. Поскольку воздух, присутствующий в дымовой трубе, может создать потенциально взрывоопасную смесь с поступающим факельным газом при низких нагрузках факельного газа, требуется непрерывный поток продувочного газа. При использовании азота требуется меньшая скорость продувки. Очень часто используется молекулярный гидрозатвор, который позволяет использовать более низкую скорость продувки (таблица 5.106).

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.106 – Пример расчетных условий двух факелов на нефтеперерабатывающем заводе в Великобритании (2007 г.)

Источник выбросов	Единицы измерения	1-ый факел	2-ой факел
Высота	м	91	137
Тип системы		Высокое давление	Низкое давление
Максимальная мощность	т/ч	397	680
Бездымная мощность	т/ч	34	68
Расход запального газа	кг/ч	1.9	1.9
Расход продувочного газа	кг/ч	22,7	12,5
Расход пара[1)]	т/ч	11,8	21,8
Выбросы SO_2[2)]	кг/ч	0,074	0,043
[1)] Расход пара при максимальной бездымной мощности. [2)] От запального газа и продувочного газа.			

Сопутствующие эффекты

Выбросы факелов будут включать, помимо NO_X, CO от сжигания и часть несгоревших газовых соединений (например, ЛОС, H_2S, SO_2), что может вызвать потенциальные проблемы со здоровьем и неприятный запах (в основном, для наземных факелов).

Вода из затворов факела обычно требует обработки перед выпуском. Впрыск пара для улучшения горения и продувки сажи расходует тепловую энергию. Использование наземных факелов может привести к потенциальному накоплению облака пара в случае неисправности факела. Поэтому в наземную факельную систему обычно включаются специальные системы безопасного диспергирования. Как следствие, приборы для мониторинга и контроля наземных факелов обычно более строгие, чем для надземных систем. Кроме того, факелы, особенно с использованием пара, создают помехи из-за шума и света.

Применимость

Особого внимания требует сжигание токсичных газов (никогда в наземных факелах). Чтобы обеспечить безопасную работу в периоды, когда факел может не иметь пламени, следует проводить расчеты концентрации на уровне земли для опасных компонентов, предполагая, что факел используется только в качестве вентиляции. Для снижения опасностей воздействия на уровне земли могут потребоваться другие меры безопасности. Надежный непрерывный мониторинг считается критически важным при утечке токсичных газов.

Из-за различных характеристик горения газов обычно предусматривается отдельный факел для высокосернистого газа; этот факел может быть оборудован другими горелками, чем факел для сжигания углеводородов, чтобы обеспечить более эффективное сжигание высокосернистых газов (H_2S).

Экономика

Детальных данных не получено.

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Некоторые местные правила (например, Округ Управления качеством воздуха Южного побережья (SCAQMD), Калифорния, США) требуют планов минимизации факелов. На семи нефтеперерабатывающих заводах (30 факелов) в зоне SCAQMD в настоящее время требуются мониторы непрерывного потока газа, устройства непрерывного мониторинга теплотворной способности газа и полунепрерывные мониторы общей концентрации серы.

Другой основной движущей силой внедрения является здоровье и безопасность.

Пример завода(-ов)

Факелы являются обычным явлением на нефтеперерабатывающих заводах. Последнее время широко применяются факельные системы закрытого типа – Лукойл Ухта, Московский НПЗ.

Справочнаялитература

[100], [41], [53].

5.27.9 Комбинированная технология SNO_X для снижения уровня загрязнителей воздуха

Техническое описание

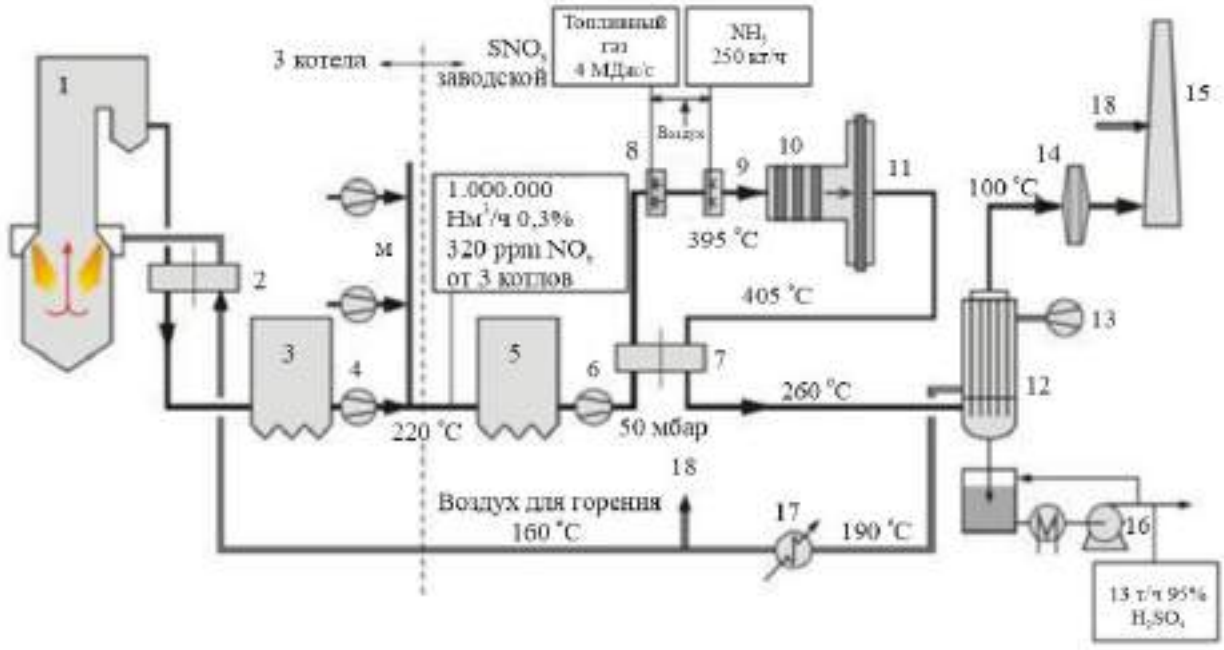
Установка SNO_X предназначена для удаления SO_2, NO_X и взвешенных частиц из дымовых газов сгорания. Он основан на первом этапе удаления пыли (с помощью ЭСФ), за которым следуют каталитические процессы. Соединения серы извлекаются в виде концентрированной серной кислоты технического сорта, а NO_X восстанавливается до N_2 .

Единственный необходимый дополнительный материал - это аммиак, используемый для удаления NO_X. Кроме того, необходимы природный газ и вода, а также небольшое количество силиконового масла для блока управления кислотным туманом.

В результате получается серная кислота (H_2SO_4) чистотой 94-95 % для продажи. В системе используется каталитический нейтрализатор для окисления SO_2 в SO_3 при температуре 400–420 ° C. Высокое удаление NO_X при высоком проскоке NH_3 возможно без риска осаждения сульфатов аммония, поскольку температуры в реакторе выше температуры разложения (350 °C), и любой проскок NH_3 разрушается в окислителе SO_2/SO_3.

В процессе не образуются сточные воды или отходы, а также не используются какие-либо химические вещества, кроме аммиака для контроля NO_X. При производстве H_2SO_4 требуется высокое удаление пыли. Для того, чтобы избежать частой очистки конвертера SO_2/SO_3 и сохранить качество продукта, требуется обеспыливание с постоянным КПД 99,9 % .

ПРОЕКТ DRAFT



1. Котел Downshot
2. Подогреватель воздуха
3. Пылеуловитель
4. Котел с флюоресцентным вентилятором
5. Новый пылеуловитель
6. Новый вентилятор дымовых газов
7. Газогазовый котел Oxchangor
8. Газовый обогреватель
9. Сетка впрыска NH_3
10. СКВ реактор do-NO_x
11. SO * → Реактор SO_3
12. Конденсатор серной кислоты WSA
13. Воздушный вентилятор
14. Защита от капель
15. Труба
16. Система кислотного охлаждения
17. Воздухоохладитель /боллер
18. Избыточный воздух в трубе

Рисунок 5.55 – Технологическая схема SNO_X на нефтеперерабатывающем заводе в Gela.

Как показано на рисунке 5.55, тепло от кислотного конденсатора (работающего в диапазоне 240–100 °C, гидратирующего SO_3 и конденсирующего полученный кислотный продукт) используется в качестве первой ступени предварительного нагрева воздуха для горения. Рекуперированное тепло, получаемое в процессе конверсии, является существенным и компенсирует потребность в электроэнергии, когда содержание серы в топливе (нефть или уголь) составляет 2-3 %. Области, связанные с твердыми продуктами горения, которые требуют внимания при эксплуатации, - это HTEP, преобразователь SO_2/SO_3 и конденсатор с падающей пленкой кислоты (изготовленный из трубок из боросиликатного стекла). Образование кислотного тумана (аэрозоля) в конденсаторе предотвращается запатентованным гетерогенным контролем зародышеобразования, который необходим для работы установок WSA и SNO_X.

Достигнутые экологические выгоды

– удаление 94-98 % SO_2 и SO_3, 90-96 % NO_X и, по существу, всех взвешенных частиц;

ПРОЕКТ

– процесс, способный обрабатывать дымовые газы с высокой концентрацией SO_2;

– высокое удаление SO_2 вместе с удалением NO_X и взвешенных частиц (см. таблицу 5.108);

– низкое дополнительное воздействие на окружающую среду: не требуется сырье (только потребление аммиака для борьбы с NO_X), нет сточных вод или отходов производства.;

– отсутствие потребления охлаждающей воды;

– производство в качестве побочного продукта процесса H_2SO_4 товарного сорта, пригодного для продажи;

– высокая рекуперация тепла.

Сопутствующие эффекты

Потребление электроэнергии соответствует установленной мощности около 10 МВт для установки мощностью 1 млн $Нм^3$/ч.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В Gela установка SNO_X предназначена для очистки дымовых газов от трех котлов на сжигании нефтяного кокса (производящих 3×380 т/ч пара высокого давления) и рассчитана на 1 миллион $Нм^3$/ч, с концентрацией SO_2 на входе в диапазоне от 6900 мг/ч. $Нм^3$ до 13200 мг/$Нм^3$ (при влажности 6,7 % об./об. и содержании O_2 5 %) из-за особого процесса очистки, основанного на сырой нефти с высоким содержанием серы. Скорость закачки аммиака, используемая для работы секции СКВ, составляет около 200 кг/ч. Производство H_2SO_4 (концентрация 95 % H_2SO_4) достигает 13 т/ч при использовании нефтяного кокса с 5,5 % серы (таблица 5.107).

Таблица 5.107 – Характеристики SNO_X после 72-часового тестового запуска после 5 месяцев эксплуатации (Gela)

Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
Расход дымовых газов (влажный)[1)]	$Нм^3$/ч	971000
На входе NO_X (как NO_2)	мг/$Нм^3$	451
На выходе NO_X (как NO_2)	мг/$Нм^3$	42
Эффективность снижения NO_X[2)]	%	90,5
На входе SO_2	мг/$Нм^3$	8243
На выходе SO_2	мг $Нм^3$	288
Эффективность снижения SO_2	%	96,5
На входе SO_3[3)]	промилле	3
На выходе NH_3	промилле	Нет данных
Концентрация H_2SO_4	% по массе	95
Потребление электроэнергии (воздуходувки,ЭСФ, насосы)	МВт·ч	132377
Расход аммиака	кг/ч	238

ОБЕТ DRAFT

Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
Расход метана	$Нм^3/ч$	456
Примечание: нет данных: недоступно [1] Максимальное количество дымовых газов, выделяемых котлами во время пробного запуска. [2] После регулировки распределения сетки NH_3 эффективность возросла до 93 – 95 %. [3] Более точное измерение показывает 2 ppm. Источник: [14, DI PISA et al. 2008]		

В таблице 5.108 представлены результаты 72-часового пробного запуска, который был проведен для проверки максимальной эффективности после полного обновления слоев катализатора. Дополнительная информация, основанная на мониторинге участка Gela при средних рабочих условиях с 2003 года, показывает следующую эффективность борьбы с выбросами в таблице 5.109 [114].

Таблица 5.108 – Характеристики SNO_X при средних рабочих условиях (Gela)

Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
Расход дымовых газов до SNOx	$Нм^3/ч$	1000000
Общая эффективность снижения выбросов SO_2	%	94
Концентрация SO_2 в дымовых газах по SNO_X[1)]	$мг/Нм^3$	9994
Концентрация SO_2 в дымовых газах в дымовой трубе[1)]	$мг/Нм^3$	600
Концентрация SO_2 в дымовых газах в дымовой трубе, сухой и при 5,4 % O_2	$мг/Нм^3$	627
Общая эффективность снижения выбросов NO_X	%	90
Концентрация NO x в дымовых газах согласно SNO_X[1), 2)]	$мг/Нм^3$	636
Концентрация NO x в дымовых газах в дымовой трубе[1), 2)]	$мг/Нм^3$	64
NO x в дымовых газах в дымоход. сухой и при 5,4% O_2[2)]	$мг/Нм^3$	68
[1)] Эти значения относятся к влажности 6,7 % об./об. и содержанию кислорода 5 %. [2)] NO_X выражается как NO_2 . Источник:[257, TWG IT 2012]		

В Швехате, установка SNO_X обрабатывает дымовые газы центральной ТЭЦ, работающие на тяжелых остатках из установки термического крекинга, вместе с отходящими газами, полученными от УПС.

Таблица 5.109 – Характеристики SNO_X (OMV Швехат)

Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
Расход дымовых газов (влажный)	$Нм^3/ч$	820 000
На входе NO_X (как NO_2)	$мг/Нм^3$	Максимум 700
На выходе NO_X (как NO_2)	$мг/Нм^3$	<200
Эффективность снижения NO_X	%	> 87 %
На входе SO_2	$мг/Нм^3$	Максимум 8000
Расчетный показатель SO_2 на выходе	$мг/Нм^3$	<200
Эффективность снижения SO_2	%	> 96,6 %
На выходе SO_3	промилле	Нет данных

Параметры	Единицы измерения	Полученные результаты
На выходе NH_3	промилле	<1
Концентрация H_2SO_4	% по массе	Нет данных
Потребление электроэнергии (воздуходувки, УЭЦН, насосы)	МВт установлены	Нет данных
Расход аммиака	кг/ч	Нет данных
Расход метана	$Нм^3/ч$	Нет данных
Примечание: нет данных: не допустимо Источник: [10].		

Применимость

В мае 2008 года было сообщено, что завод Gela refinery SNO_X работает в среднем на 96 % (включая ежегодные плановые остановки) и не имеет снижения производительности с момента его запуска в сентябре 1999 года (согласно измеренным коэффициентам конверсии и перепадам давления). После 72500-часовой работы завод был впервые полностью остановлен (1056 часов) для технического обслуживания в июне 2006 года. Только 50 % (12 слоев из 24) катализатора десульфуризации были заменены. Катализатор СКВ остается таким же, как и в начале ввода установки в эксплуатацию.

Завод Schwechat refinery SNO_X начал свою работу в октябре 2007 года и рассчитан на срок оборота не менее шести лет.

Экономика

Установка SNO_X, рассчитанная на нагрузку дымовых газов 1,0 млн $Нм^3/ч$, стоила 100 млн евро. Как показано в таблице 5.110, для такого подразделения ежегодные расходы на техническое обслуживание составляют 4,176 млн евро за пятилетний период с 2003 по 2007 год.

Таблица 5.110 – Расходы на техническое обслуживание (в тыс. евро) завода Gela SNO_X за 2003 – 2007 годы

Год	2003	2004	2005	2006	2007	Общая сумма
Техническое обслуживание по графику	211,08	423,71	130,04	177,70	124,79	1 067,32
Внеочередное техническое обслуживание	112,33	123,21	11,96	128,84	129,79	506,13
Плановый останов	14,22	83,03	348,11	1882,41	274,79	2602,56
Общая сумма	337,63	629,95	490,11	2188,95	529,37	4176.01
Источник: [115].						

Эффект от внедрения

Снижение выбросов в атмосферу (SO_X , NO_X и пыли) от сжигания топлива с высоким содержанием серы (например, нефтяного кокса) вместе с извлечением

ОБТ DRAFT

побочного продукта серной кислоты в соответствии с коммерческими спецификациями.

Пример завода(-ов)

Нефтеперерабатывающий завод AGIP в Геле, Италия (1999), нефтеперерабатывающий завод OMV в Швехате, Австрия (2007), электростанция NFO в Нордъюлландсваеркете, Дания (2005). По данным компании TOPSOE, в 2008 году были заключены контракты еще на шесть установок на общую сумму более 5 млн $Нм^3$/ч дымового газа.

Справочнаялитература

[116], [115], [117], [8], [114].

5.27.10 Методы восстановления серы и уменьшения выбросов SO_2

Сера является неотъемлемым компонентом сырой нефти. Часть этой серы покидает нефтеперерабатывающий завод в виде продуктов, часть выбрасывается в атмосферу (уже описано во всех процессах), а часть извлекается некоторыми процессами, расположенными на нефтеперерабатывающем заводе для этой цели (дополнительная информация о разделении серы на нефтеперерабатывающем заводе можно найти в разделе 1.4.1). Сера - это экологическая проблема, которую нельзя решить комплексным образом, если не учитывать серу, связанную с продуктами. Другими словами, сокращение выбросов от нефтеперерабатывающего завода может привести к производству топлива (продуктов), которое впоследствии может быть сожжено неэффективным с экологической точки зрения способом, тем самым ставя под угрозу усилия по охране окружающей среды, предпринимаемые нефтеперерабатывающими заводами. Требования к содержанию серы в нефтепродуктах на территории Казахстана установлены в ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

Поскольку это комплексный вопрос, надлежащее управление серой должно также учитывать другие темы, которые могут выходить за рамки целей этого документа. Например, глобальная оценка воздействия выбросов диоксида серы на окружающую среду должна учитывать перечисленные ниже элементы.

– Выбросы в атмосферу от процессов, генерирующих SO_X (печи, котлы, установка ФКК и т. д.). Фактически, эти вопросы включены в этот документ в каждый из разделов процесса.

– Выбросы в атмосферу от установок по извлечению серы или газов, содержащих серу в форме H_2S, до сжигания. Эта категория серы обычно восстанавливается, как показано в пункте 5.9.2.

ПРОЕКТ DRAFT

– Атмосферные выбросы серы, содержащейся в продуктах, для которых уже существуют более строгие спецификации, таких как бензины, газойли и т.д. в рамках комплексного подхода.

– Выбросы в атмосферу от продуктов с менее строгими требованиями (бункеры, кокс, мазут). Обычно эти продукты (тяжелые остатки) содержат большое количество серы. Если они не используются надлежащим образом с экологической точки зрения, выбросы могут поставить под угрозу комплексный подход к сокращению выбросов серы в нефтеперерабатывающем секторе. Угроза этому комплексному подходу - экспорт этих продуктов в страны с меньшим экологическим контролем.

– Сера, содержащаяся в нетопливных продуктах, таких как битум или смазочные материалы, обычно не считается проблемой.

Чтобы сократить выбросы SO_2 на уровне нефтеперерабатывающего завода, оператору необходимо установить глобальную стратегию и, возможно, прибегнуть к комбинации следующих типов действий:

1) выбор топлива и сырья с низким содержанием серы, таких как:

- увеличение использования газа с низким или низким содержанием серы (сжиженный нефтяной газ, природный газ и т. д.);
- с использованием сырой нефти с низким содержанием серы;

2) повысить эффективность различных методов борьбы с выбросами, таких как:

- УПС (см. пункт 5.9.2);
- десульфуризация топливного газа (восстановление H_2S с аминовой обработкой - см. пункт 5.9.1 или другие методы для FGD, или гидроочисткой.

В этом разделе рассматриваются только процессы, связанные с извлечением серы.

См. пункт 5.27.9 для получения информации о комбинированном методе SNO_X.

5.28 Очистка сточных вод

5.28.1 Установка отпарки кислых стоков

Кислая вода с различных установок НПЗ большей частью отпаривается на отпарной колонне кислой воды (УОКС). Обычно ее повторно используют вместе с промывочной водой (из установки перегонки нефти) на установке обессоливания (см. рисунок 5.57). Это основной источник отработанной воды на НПЗ.

Техническое описание

Одноступенчатая отпарка

Большинство установок отпарки кислой воды одноступенчатые,

ПРОЕКТ DRAFT

требующие одну отпарную колонну. На рисунке 5.56 показана упрощенная технологическая схема установки отпарки кислой воды. Потоки кислой воды с технологических установок собираются в резервуаре кислой воды. Он функционирует как отстойник, где происходит сепарация нефти. Из этого резервуара кислая вода перекачивается через теплообменник «сырье-стоки» на верх отпарной колонны. Кислая вода отпаривается паром противотоком, который подается или производится в ребойлере. В этой колонне поток рециркулирует обратно, чтобы уменьшить содержание воды в кислом газе. Рабочее давление в колонне варьируется от 0,5 до 1,2 бар (изб.) в зависимости от направления исходящих газов. При необходимости контролируется показатель pH, чтобы окончательно удалить сероводород H_2S или аммиак NH_3.

Кислые отходящие газы с установки отпарки кислой воды направляются на установку извлечения серы, в печь или на факел. Как только отходящие газы напрямую направлены в печь сжигания отходов или на факел, это серьезно влияет на общий выброс SO_2 (до 40 %) и NO_X на НПЗ. Сейчас предпочтительнее направлять газы на установку извлечения серы, кроме газов из верхней части колонны (по соображениям безопасности).

Двухступенчатая отпарка

Двухступенчатая установка очистки кислых стоков отличается от одноступенчатой тем, что первая колонна работает при низком pH (6). В такой колонне при высоком давлении (9 бар. изб.) сероводород H_2S удаляется через верх, а аммиак NH_3/вода - через низ колонны. На второй колонне - NH_3/вода при более высоком pH (10) удаляется через верх, а поток отпаренной воды - через низ колонны. Правильно спроектированный барабан-сепаратор отделения нефтепродуктов и воды вместо резервуара также дает преимущество в сокращении поступления углеводородов в колонну очистки кислых стоков. Результаты:

– дает низкие концентрации H_2S и NH_3 в отпаренной воде;

– дает возможность направлять в установку извлечения серы только кислые отходящие газы, образованные на первой стадии отпарки. Они не содержат высокие концентрации аммиака NH_3, что позволяет избежать нарушения протекания реакции Клауса из-за образования аммониевых отложений.

– Рассматриваемые методы:

– Резервные очистные сооружения или дополнительное хранилище кислых стоков. Возведение еще одной установки отпарки кислых стоков.

– Потоки сточных вод, богатых сульфидами, необходимо направить на установку отпарки перед сбросом на очистку. Чаще всего отпарные колонны имеют уравнительный резервуар для удаления захваченных углеводородов, которые становятся причиной поломки установки извлечения серы, расположенной ниже по потоку нефтепродукта.

ПРОЕКТ DRAFT

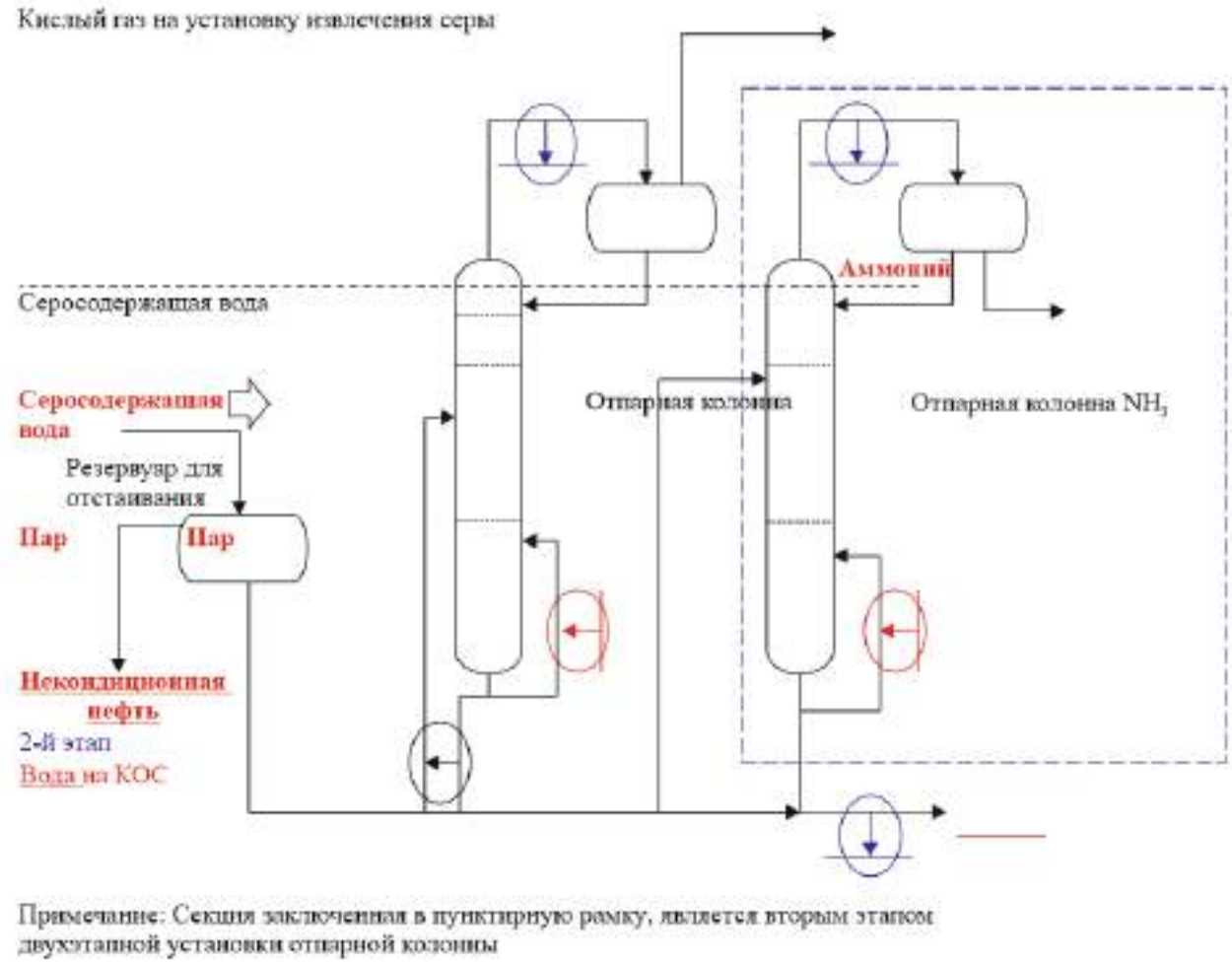


Рисунок 5.56 – Упрощенная технологическая схема установки отпарки кислых стоков (SWS)

Достигнутые экологические выгоды

Одноступенчатая отпарка

Установка отпарки кислых стоков производит кислый отходящий газ и очищенные сточные воды, которые направляются в нижестоящие установки. В таблице 5.111 приведены достигаемые показатели работы одноступенчатой установки.

ПРОЕКТ

Таблица 5.111 – Данные по установке отпарки кислых стоков

	Источник	Поток	Состав мин./макс.	Комментарии
Выбросы: кислый газ	Отходящий газ из колонны направляется на установку извлечения серы	Действующий внутри объекта	В основном сероводород H_2S и аммиак NH_3. Содержание зависит от качества сырой нефти и конфигурации НПЗ	Двухступенчатая отпарка позволяет разделить кислый газ в потоке: на богатый сероводором H_2S и нитратом аммония NH_3. Вследствие этого их очистка проходит эффективнее.
Сточные воды: очищенные кислые стоки	Сточные воды отпарной колонны используются в качестве промывочной жидкости на установке обессоливания или направляются на очистные сооружения	20-50 $м^3$/ч на НПЗ мощностью 5 млн т/год	ХПК: 500 мг/л водорода H_2S: 10 мг/л Фенол: 30-100 мг/л нитрат аммония NH_3: 75-150 мг/л	Объем очищенных кислых стоков снижается, если подать меньше пара в технологических установках и увеличить время эксплуатации ребойлера.

Очищенная кислая вода направляется на станцию очистки сточных вод или, предпочтительно, на технологические установки для повторного использования после ее охлаждения (если это необходимо). К тому же, очищенные кислые стоки используют в качестве опреснительной промывочной жидкости при условии, что уровень ее загрязнения не превышает нормы (содержание аммиака NH_3 менее 150 ppm и сероводорода S_2 менее 20 ppm). Такие ограничения требуются для предотвращения коррозии в нижерасположенных установках (например, в системе УППН верхнего уровня).

Двухступенчатая отпарка

На первой стадии отделяется сероводород $_{H2S}$, тогда как на второй стадии нитрат аммония $_{NH3}$ удаляется из воды и концентрируется в растворе, где содержание $_{NH3}$ составляет 10 %. Такой раствор используется повторно для сокращения выбросов NO_X. Примерные данные типовой двухступенчатой установки отпарки кислых стоков приведены в таблице 5.112.

ПРОЕКТ DRAFT

Таблица 5.112 – Производительность двухступенчатой установки отпарки кислых стоков на НПЗ в г. Холборн

Параметры	Колонна 1 подачи стоков, мг/л	Колонна 2 выхода стоков, мг/л	Очищенные стоки, мг/л
ХПК	14400	599	37
Углеводороды	98	4	1,1
Неорганмческий азот	1373	6	7
NH_4-N	1372	5	5
Фенолы	182	141	0,1
Сульфиды	1323	5	0,5

При двуступенчатом процессе отпарки кислых стоков в целом достигается удаление сероводорода H_2S и аммиака NH_3 соответственно на 98% и 95 %. Остаточная концентрация в отпаренных водах находится в диапазоне 0,1-1,0 мг/л и 1-10 мг/л соответственно. Следовательно, содержание сульфида и аммония, подлежащие извлечению, значительно ниже. Это позволяет не применять дополнительный этап очистки (например, нитрификацию /денитрификацию).

Тем не менее, определенная концентрация азота необходима в сточных водах НПЗ. Азот выступает в качестве незаменимого питательного вещества на этапе биологической очистки сточных вод.

Аммоний, образуемый в результате двухступенчатого процесса отпарки используется на НПЗ, а именно для сокращения выбросов оксида азота (NO_X) (в результате СНКВ, например, на НПЗ в Холборне (Германия) повторное использование в котле дожига угарного газа богатых NH_3 сточных вод из такой отпарной колонны обеспечивает сокращение оксида азота NO_X на 180 т/год, нитрата аммония NH_4-N на 250 т/год и твердых отходов от очистных сооружений на 10 %.

Декантация и усреднения состава кислых стоков

Дополнительная установка резервуара кислых стоков достаточной емкости уравнивает содержание примесей и химических веществ в смешанных стоках (таблица 5.113). Кроме того, удаляет нефтяные остатки, вызывающие закупорку труб в колонне отпарки и способствует поступления кислого газа с постоянной концентрацией на установку извлечения серы. Поскольку на установку извлечения серы поступает меньше углеводородов, катализаторы меньше подвержены образованию коксовых отложений. Вследствие этого, обеспечивается эффективность и бесперебойность работы установки извлечения серы.

Таблица 5.113 – Экологические показатели и эксплуатационные данные

Потребление электроэнергии, кВт·ч/т	Расход пара, кг/т	Расход кислоты и едкого натра
2-3	100-200	Нет данных

ПРОЕКТ DRAFT

Большинство установок отпарки имеют уравнительный резервуар для удаления унесенных парами углеводородов, которые вызывают сбой на установке извлечения серы ниже по потоку. Сырье отпарной колонны обычно предварительно нагревается теплообменниками «сырье-стоки» до температуры ввода в колонну 100 °C для сохранения отпаренного потока. Отпарной колонне, функционирующей при высоком давлении, присуще повышение температуры. Однако, следует избегать такой температуры сырья, при которой может произойти его испарение на линии подачи на отпарную колонну.

Сокращение содержания влаги в отходящем газе до 30 моль% не практикуется, так как могут возникнуть проблемы с отложением солей из паровой фазы. Отложение солей случается в особенности тогда, когда в кислом газе присутствует угарный газ CO_2 и уровень бисульфида аммония (NH_4HS), вызывающего коррозию в конденсате, подаваемом в качестве орошения в отпарную колонну, возрастает и превышает допустимый уровень с точки зрения защиты материалов и коррозии.

Использование второй отпарной колонны приводит к большим энергозатратам и использованию дополнительных химических веществ, регулирующих pH (кислота, едкого натра).

Кросс-медиа эффекты

Направление отходящих газов из отпарной колонны в установку извлечения серы, особенно при одноступенчатой отпарке, негативно влияет на эффективность и условия работы установки извлечения серы (из-за содержания нитрата аммония (NH_3) в газе. В случае двухступенчатой отпарке расход пара значительно увеличивается с увеличением мощности и давления отпарки.

Применимость

Двухступенчатая отпарка: в случае, когда кубовый остаток отпарной колонны не используются повторно, а направляются на биоочистку, он все равно содержит слишком много нитрата аммония NH_3. Для того, чтобы решить эту проблему в отпарной колонне, ее оснащают большим количеством секций, либо устанавливают двухступенчатую установку. В случае модернизации в пользу двухступенчатой установки, имеющиеся секции преобразуется в концентраторы для уменьшения размера установки. Более или менее чистый поток аммония из верхней части второго установки отпарной колонны направляется в горячий дымовой газ печи или в котел дожига угарного газа установки ФКК для снижения содержания оксида натрия NO_X.

Экономика

На французском НПЗ действующая одноступенчатая колонна низкого давления модернизирована в 2010 году путем добавления новой секции высокого давления (9 бар изб. -180°C - 30 т/ч), предназначенной для извлечения сероводорода H_2S. Ожидаемые инвестиционная расходы составляет 24,8 млн

ПРОЕКТ DRAFT

евро, что, очевидно, намного выше, чем затраты на ступени низкого давления.

Другие данные по различным устройствам отпарки кислых стоков приведены в таблице 5.114.

Таблица 5.114 – Экономические аспекты и показатели работы установок отпарки кислой воды

Год строительства	Расчетная концентрация NH_3 в стоках (мг/л)	Фактическая эффективность (мг/л NH_3)	Расчетный расход ($м^3/ч$)	Капитальные расходы (млн евро).	Эксплуатационные расходы/год (10^3 евро)
1996	18		22	2,7	-
1996	10		30	4,0	21
1992	Макс.150	13	20	0,6	97
1993	50		25	5,4	43
1995	50	35	32	5,3	175
1992	100		50	10,9	-

Эффект от внедрения

Почти все процессы нефтепереработки сопровождаются вводом пара для усиления процессов перегонки или сепарации. Это ведет к образованию кислой воды (содержащей аммиак и сероводород) и/или парового конденсата, который загрязняется углеводородами. Необходимо провести отпарку ксилой воды перед ее очисткой или повторным использованием в качестве промывочной воды. Типовой состав кислой воды - 900 мг/л сероводорода, 2000 мг/л аммония, 200 мг/л фенолов и 15 мг/л цианистого водорода.

Пример завода(-ов)

Двухступенчатая отпарка кислых стоков редко применяется на НПЗ. На НПЗ в Холборне в Германии двухступенчатая колонна интегрирована в качестве альтернативы на стадии удаления азота из сточных вод на очистных сооружениях. Кроме того, на одном НПЗ установили двухступенчатую установку очистки кислых стоков. Компания Total эксплуатирует одну из них на НПЗ в г. Фейзин с 2008 года (с одноступенчатой колонной высокого давления).

Справочная литература

[52], [13], [53], [91],[182], [4], [102].

5.28.2 Сокращение содержания и извлечение углеводородов из источника сбросов сточных вод

Техническое описание

Как правило, сточные воды с бензолом, фенолом и углеводородами легко и эффективно очищаются в месте их образования, а не на станции очистки сточных вод после их смешивания со стоками из других установок.

ПРОЕКТ DRAFT

Следовательно, поиск источников образования углеводородов является первой мерой, которую следует предпринять. Техники, описанные ниже, пронумерованы. Обозначение пронумерованных разделов используется по всему разделу. Более подробная информация по каждой технике см. в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector [100].

– Техника 1: Извлечение бензола из сточных вод азотом или сжатым воздухом. Продувка азотом применяется для извлечения бензола и других низкоароматических соединений из сточных вод. Выделяемая смесь обрабатывается слоями активированного угля, которые улавливают органические вещества, позволяя очищенному азоту повторно используется на установке очистки сточных вод. Периодически слой углерода регенерируется на месте горячим паром: выделенные органические испарения переносятся паром в конденсатор и затем декантируются в органические и водные слои. Органические вещества возвращаются на НПЗ в качестве ценного сырья.

– Техника 2: Жидкостная экстракция фенола из сточных вод с использованием противоточной экстракционной колонны. После перегонки растворитель (например, бутилацетат) возвращается обратно в экстракционную колонну.

– Техника 3: Окисление влажным воздухом под высоким давлением (>20 бар изб.) Вода интенсивно смешивается с воздухом, а органические соединения окисляются в присутствии катализатора при высокой температуре и высоком давлении (250ºC, 7 МПа). Серосодержащие вещества окисляются до сульфатов; амины и нитрилы превращаются в молекулярный азот; аммоний потребует этапа биологической или механической очистки. Более подробную информацию см. в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector [100].

– Техника 4: Окисление под низким давлением (<20 бар изб.). Стойкие органические соединения очищаются кислородом и минерализуются до CO_2 и H_2O в установке биологической очистки сточных вод (БОС-газы).

Достигнутые экологические выгоды

– Техника 1: НПЗ использует эту систему для утилизации 1895 л/сут. сточных вод, содержащих 50 ppm бензола, 100 ppm толуола/ксилолов и 100 ppm других углеводородных жидкостей. Установка переработки сточных вод последовательно снижала содержание бензола до уровня ниже 500 ppb. Ежегодно около 35000 кг углеводородной жидкости возвращается на НПЗ в качестве сырья. Этот метод также применяется для извлечения МТБЭ.

– Техника 2: На 99 % и выше очищаются сточные воды или концентрация рафината снижается до 1 ppm. Сточные воды, содержащие >1% фенолов, обрабатывали до получения очищенной воды с содержанием фенола менее 1 ppm (эффективность: выше 99 %; Koch Process Technology, Inc.). Фенолсодержащие сточные воды также очищаются микробиологическим способом.

ПРОЕКТ DRAFT

– Техника 3: Эффективность борьбы с выбросами составляет 99 % [100].
– Техника 4: Эффективность очистки составляет 60-90 % [100].

– Техника 1: Продувка азотом имеет ряд преимуществ по сравнению с извлечением сжатым воздухом: кислород не уменьшает биологическое загрязнение очистной колонны. Азот снижает риск сбоев на НПЗ, образующие взрывоопасные смеси в установке очистки.
– Техника 2: Стандартные показатели энергоресурсов на $м^3$ воды:
потребление электроэнергии: 159 кВт·ч;
пар (20,7 бар (изб.)): 15,6 кг;
пар (2,07 бар (изб.)): 103 кг;
температура воды 45 °C (ΔT = 19 °C): 5,6 $м^3$;
охлаждение воды при t – 29 °C (ΔT = 11 °C):2,5 $м^3$.

Применимость

– Техника 1: Используется для очистки обессоленной воды и сточных вод с заводов, работающих с бензолом, толуолом, этилбензолом.
– Технология 2: Разработана для очистки сточных вод с содержанием фенола от нескольких сотен ppm до насыщения (примерно 7%) и выше.

Экономика

– Техника 1: Затраты на проектирование и поставку оборудования составляют около 1250000 долларов США. Ежегодные расходы на энергоресурсы составляют около 85000 долларов США.
– Техника 2: Экономически эффективен для сточных вод с концентрацией фенолов выше 1 %. Базовый пример: сточные воды объемом 27,2 $м^3$/ч, содержащие 6 % фенола, очищены растворяющими веществами объемом 4,3 $м^3$/ч в четырехступенчатой колонне очистки. Общее содержание извлеченного фенола составило 99,3 %.

Инвестиции, только на экстракционную колонну: 1,32долларСША/$м^3$.
Вся система: 3,43 доллара США/$м^3$.
Окупаемость: 3,96 доллара США/$м^3$.

Эффект от внедрения

Сокращение содержания и извлечение углеводородов.

Пример завода(-ов)

– Техника 1: Более 15 установок мощностью от 800 л/мин до 12 000 л/мин в настоящее время работают на различных НПЗ США. Извлечение МТБЭ из сточных вод сжатым воздухом успешно использовалась на одном европейском НПЗ.

ПРОЕКТ DRAFT

– Техника 2: Применяется, когда концентрация фенола высокая. При этой техники очистки воды работает американский завод по производству смолы.

Справочная литература
[100], [182], [26],

5.28.3 Первичная очистка сточных вод - извлечение нерастворимых веществ

Сбор сточных вод с различных установок по какой-либо конкретной технологии считается частью общей очистки сточных вод. На самом деле, очистные сооружения, особенно с биологической очисткой, наиболее эффективно работает при условиях с постоянным pH, гидравлической нагрузкой или скоростью потока и постоянным содержанием/концентрацией загрязняющих веществ.

Для того, чтобы уменьшить краткосрочные (ежедневные) и долгосрочные (еженедельные) сбои в работе очистных сооружений применяются процессы усреднения сточных вод либо распределение их на различных производственных установках в пределах или вблизи очистных сооружений. Буферизация и удерживаемый объем также позволяют провести анализ совместимости поступающих сточных вод для последующей очистки.

Выравнивание расходов потока и содержание/концентрации также называется усреднением (буферизацией или гомогенизацией).

Технологическая вода, поступающая из отпарной колонны, является одним из основных источников отработанной воды на НПЗ. Кроме того, некоторые несовместимые по составу технологические стоки и стоки с объектов (факелы и резервуары) увеличивают общий поток отработанной воды. Вытекающий поток сначала должен пройти сепаратор нефть-вода (CPI, PPI или API), чтобы удалить свободную нефть и механические примеси.

Этап 1 - Удаление нефти

Техническое описание

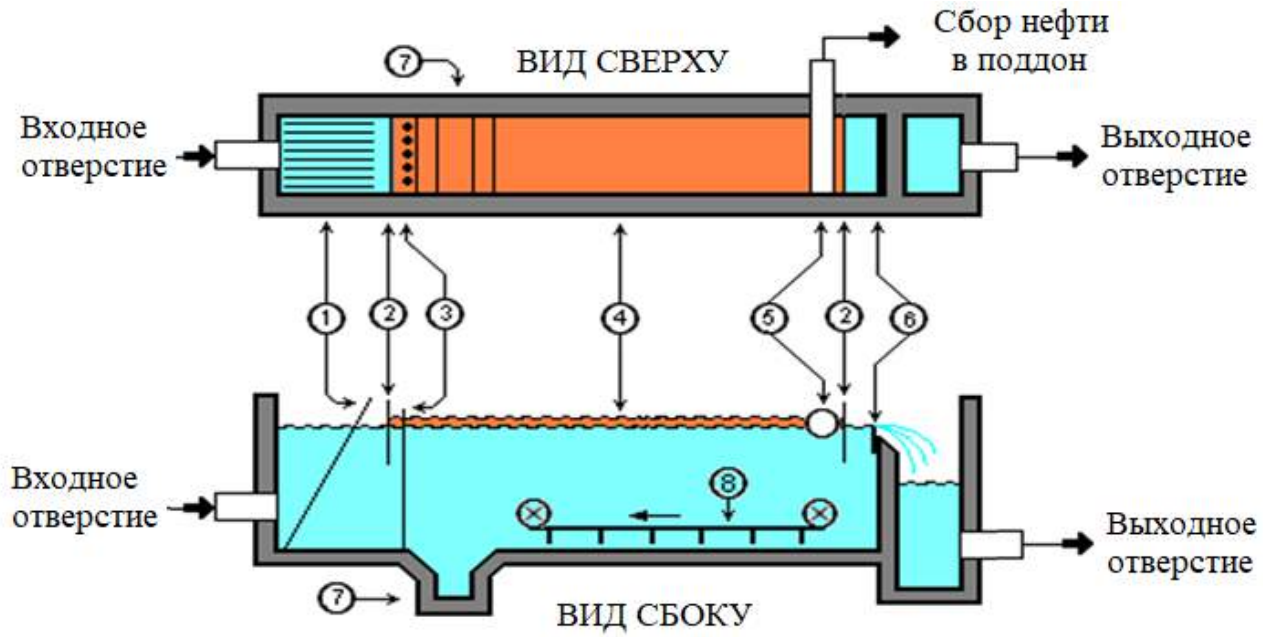
Целью этого этапа является сепарация и извлечение нерастворимых углеводородов. Эти методы основаны на принципе разницы в силе тяжести между фазами (жидкость-жидкость или механические примеси-жидкость): фаза с более высокой плотностью оседает на дно емкости, а фаза с более низкой плотностью всплывет на поверхность.

Очистные устройства этапа 1:

- сепараторы нефть-вода;
- пластинчатые отсекатели CPI;

ПРОЕКТ DRAFT

- сепараторы с параллельными пластинами PPI;
- сепараторы с наклонными пластинами TPI;
- буферные резервуары и/или усреднители.



1-Мусороуловитель (наклонные стержни); 2- Перегородки для удержания нефти; 3- Распределители потока (вертикальные стержни); 4- Труба с прорезями для сбора нефтяного слоя; 5- Регулируемый переливной водосливной; 6- Отстойник для стоков; 7- Скребок

Рисунок 5.57 –Общее описание сепаратора нефть-вода API

По сравнению с API сепараторами нефть-вода внутренние пластины, используемые в пластинчатых отсекателях CPI, сепараторах с параллельными пластинами PPI и сепараторах с наклонными пластинами TPI, сокращают время отделения утилизируемых нерастворимых углеводородов.

Данные техники направлены на сепарацию и извлечение свободных капель нефти, обычно превышающих или равных по размеру 150 мкм.

Водная фаза, выходящая из системы разделения, как правило, содержит нерастворимые дисперсные капли нефти, эмульгированные капли нефти, взвешенные механические примеси, растворимую нефть не в форме капель, растворимые неорганические вещества, растворимые органические вещества и незначительное количество нерастворимых свободных углеводородов и осаждаемых механических примесей.

Стационарная труба отвода нефтесборщика не удаляет гравитационным потоком скопления вязких и/или полутвердых углеводородных материалов. Для эффективного сбора нефти с поверхности воды применяется нефтесборщик с гибким рукавом. Для извлечения вязких и/или полутвердых углеводородных материалов, скопившихся на поверхности воды механическим способом может

ПРОЕКТ

потребоваться тщательное наблюдение оператора и его вмешательство при необходимости.

На рисунках 5.57 – 5.58 представлены общее описание очистных устройств Этапа 1.

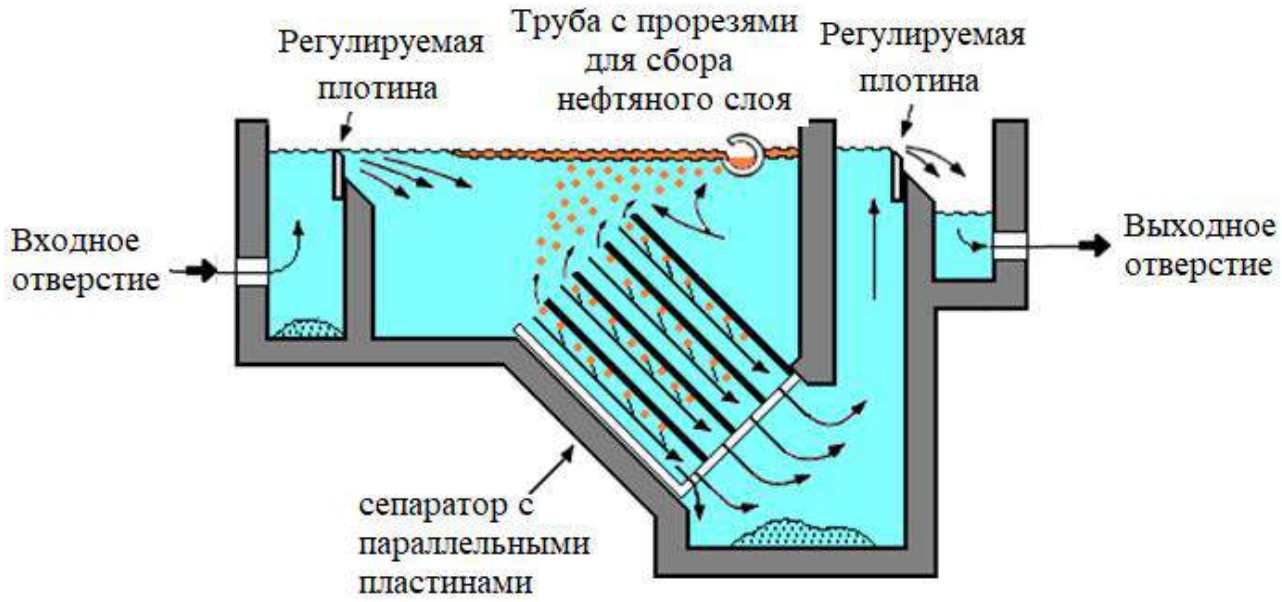


Рисунок 5.58 – Общее описание сепаратора с параллельными пластинами PPI

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Предполагается, что после очистки водной поверхности сепараторами CPI и API объем собранной нефти составляет 50-100 част./млн.

Кросс-медиа эффекты

Сепараторы, имеющие внутренние пластины в своей комплектации, подвержены загрязнению механическими примесями.

Они не обладают функцией самоочищения от механических примесей или нефтяных отложений. Если не спустить воду самотеком и/или не откачать ее насосом, в таких сепараторах скопятся механические примеси, пластинчатый профиль загрязнится сверху до низу.

В сепараторах, не оснащенные внутренними механическими системами извлечения нефти, углеводороды скапливаются на поверхности водной фазы.

Сепараторы без крыши, приводят к выбросам ЛОС.

Применимость

Такие сепараторы могут использоваться повсеместно. Переоборудование действующих сепараторов может вызвать сложность из-за типоисполнения конструкции, типа используемых рабочих валов и скребков, а также положения пневматического привода.

ПРОЕКТ

Из-за присутствия ЛОС и воздуха внутри сепаратора API нижние пределы взрывоопасности повышаются. В этом случае устройство требует внесения значительных модификаций.

Экономика

По состоянию на 2011 год, при Мощности очистного устройства типа API равной 750 $м^3$/ч: - капитальные расходы составляют 8 825 000 евро.
Источник: [68]

Эффект от внедрения

Основным эффектом от внедрения, является сбор максимального количества нефти с поверхности воды. Установлено, что в зависимости от оснащенности НПЗ установками в сточных водах перед любой очисткой обнаружено от 0,5% до 4% перерабатываемой сырой нефти. Следовательно, необходимо улавливать нефть путем извлечения из сточных вод до того, как сточные воды будут направлены на окончательную очистку.

Пример завода(-ов)

Техники очистных сооружений типа API, применяются более чем на 44 НПЗ. 42 НПЗ имеют в наличии не менее одного сепаратора, среди которых 11 имеют крышу.

Справочная литература

[68], [112].

Этап 2 - Дальнейшая сепарация нефти/воды/ механических примесей

Техническое описание

На данной стадии очистки сточных вод требуется применение химических веществ для улучшения отделения твердых/жидких или жидких/жидких оставшихся (после первого этапа очистки) углеводородов и взвешенных механических примесей. Ввод коагулянта или флокулянта необходим для улавливания капель нефти и взвешенных механических примесей, прошедших первую стадию очистки. Уровень pH сточных вод корректируется для улучшения флокуляции.

Техники данной стадии очистки:

- флотация растворенным газом (DGF);
- флотация с газовым барботажем (IGF);
- фильтрация песком

DGF и IGF – методы идентичные флотация растворенным воздухом (DAF) и флотация приточным воздухом (IAF). Они используются в других производственных секторах, где пузырьки воздуха позволяют выпавшим в

ПРОЕКТ DRAFT

осадок механическим примесям плавать в воде. Чтобы снизить риски взрыва, система нагнетания использует газы вместо воздуха из-за концентрации в одном месте взрывоопасных паров.

Методы DGF и IGF направлены на разделения и извлечение свободных капель нефти, как правило, размером менее 150 мкм, эмульгированной нефти и взвешенных механических примесей. Образующийся шлам выводится на поверхность воды флотацией, в результате чего крошечные пузырьки газа также захватываются хлопьями шлама. Шлам снимается с поверхности воды, а вода направляется на следующий этап очистки.

Фильтрация песком (или двухслойная фильтрация) является альтернативным процессом флотации. Отстойники также используются в качестве альтернативы.

Во всех этих методах размер хлопьев, поступающих на стадию отделения, имеет решающее значение.

Если процесс флокуляции прошел неудачно, то нефть и частицы отделятся в процессе фильтрации. Водная фаза, выходящая из этой стадии, как правило, содержит растворимую нефть не в форме капель, растворимые неорганические вещества, растворимые органические вещества и незначительное количество капель свободной нефти, рассеянных капель нефти, осаждаемых и взвешенных твердых веществ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Флотационные установки выдают 10-20 част./млн очищенной нефти и обеспечивают высокую степень очистки сточных вод на этапе биологической очистки.

Кросс-медиа эффекты

Применение этих технологий приводят к выбросам ЛОС и углеводородов.

Использование химических веществ включает кислоту и/или щелочь для корректировки уровня pH. В блоках флокуляции в качестве коагулянта также применяется сульфат железа $FeSO_4$ или хлорид железа $FeCl_3$. На практике необходимо ежедневно наблюдать за точной корректировкой уровня pH и дозирования полимера в блоке флокуляции. Расходы энергоресурсов на водоотведение небольшие. Больше всего энергии потребляет аэрационный компрессор.

Применимость.

Общеприменимо

Экономика

По состоянию на 2010 год, при Мощности очистного устройства типа DAF равной 250 $м^3$/ч: - капитальные расходы составляют 1 500 000 евро, эксплуатационные расходы составляют 180 000 евро / год (в среднем от объема капитальных вложений в размере 12% в год)

ПРОЕКТ DRAFT

Эффект от внедрения

Снизить содержание углеводородов и механических примесей в сточных водах.

Пример завода(-ов)

Техники очистных сооружений типа DAF, применяются более чем на 44 НПЗ. Не менее 40 НПЗ имеют в наличии не менее одного одноступенчатого блока флокуляции (в основном типа DAF) и два сообщили об использовании песчаного фильтра.

Справочная литература

[68], [112].

5.28.4 Дополнительная очистка

В странах, где вода является дефицитным ресурсом, иногда экономически выгодно улучшить качество сточных вод, чтобы повторно использовать воду в качестве охлаждающей воды или в качестве подпиточной воды для котла (BFW), при условии, что уровень давления пара достаточен для подпитки. В этом случае в результате фильтрации песком (SF) и/или ультрафильтрации (UF) с последующей фильтрацией активированным углем (AC) и/или обратным осмосом (RO) с удалением солей образуется достаточно чистая вода для поступления в блок деминерализации установки подготовки BFW. Другие используемые техологии - озонирование/окисление, ионный обмен и сжигание.

Описание

Методы снижения содержания солей в сточных водах включают: ионный обмен, мембранные процессы или осмос. Металлы отделяются методами осаждения, флотации, извлечения, ионного обмена или вакуумной дистилляции.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Когда активированный уголь применяется в качестве адсорбента, его необходимо регенерировать или заменять с заданным интервалом в зависимости от эксплуатации установки.

Кросс-медиа эффекты

Потребление энергии, отходы и концентраты из отработанного активированного угля, мембран и шламов с содержанием тяжелых металлов.

Экономика

Если очистные сооружения оснащены установками SF и AC, то эксплуатационные расходы очистных сооружений в результате увеличиваются

ПРОЕКТ DRAFT

вдвое (для сравнения с очистными сооружениями, которые изначально не оснащены другими установками). В случае эксплуатации установок UF и RO как инвестиционные затраты, так и эксплуатационные расходы примерно утроятся по сравнению с вариантом, не предполагающих наличие этих установок.

Эффект от внедрения

Применяется на НПЗ, где есть вероятность отсутствия водоснабжения.

Пример завода(-ов)

Песчаные фильтры, ультрафильтрация, активированный уголь и обратный осмос являются проверенными техникам во многих отраслях промышленности. На НПЗ, занимающимся очисткой больших объемов сточных вод, возможно использование песчаных фильтров. По данным выборки технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год, среди 44 выбранных НПЗ зарегистрированы следующие этапы очистки, применяемых в аварийных ситуациях (таблица 5.115).

Таблица 5.115 – Применяемые техники, согласно отчету, полученному с очистных сооружений в рамках выборки технической рабочей группы европейского Бюро НДТ за 2008 год

Тип очистки	Количество рассмотренных объектов, шт.	Техники, использованные на этом этапе	Количество объектов[1)], шт.	% применения техники
Первый этап	44	API	37	84
		CPI	7	16
		Буферизация - Усреднение состава сточных вод	21	48
Второй этап	44	DAF	30	68
		IAF	4	9
		Флокуляция/Флотация	5	11
		Фильтрация песком	4	9
		Нет или не обнаружено	*3*	7
Третий этап (биологический)	44	Активный ил	27	61
		Капельный фильтр	1	2
		Биофильтр	11	25
		Нет или не обнаружено	*4*	9
Дополнительный этап	44	Фильтрация песком	9	20
		Пруд	4	9
		Другие техники[2)]	9	20
		Нет окончательной очистки	22	50

[1)] Разные техники могут использоваться на одном и том же объекте.

[2)] На дополнительном этапе под другими техниками подразумевается - окислительный пруд, осветление, декантацию и установки DAF или IAF.

ПРОЕКТ DRAFT

5.28.5 Система водоснабжения и водоотведения

Описание

В системах водоснабжения и водоотведения необходима гибкость, чтобы справляться с изменяющимися обстоятельствами, такими как непредусмотренные технологией осадки, пожаротушение, нарушения технологических процессов, изменения технологических процессов, дополнительные установки, расширение мощностей и новые нормативные требования. Также необходима основа для комплексного управления водными ресурсами, включая предотвращение разливов и потенциальное повторное использование водных потоков без или после очистки. Принцип основан на тщательном качественном и количественном анализе различных потоков воды и сточных вод, оценке потенциала повторного использования с максимальной надежностью и защитой окружающей среды. Гибкая конструкция водопровода и дренажа обеспечивает интеграцию воды и позволяет осуществлять краткосрочные и долгосрочные изменения при оптимальных затратах. Следует также рассмотреть вопрос о закрытой канализационной системе для перекачки загрязненной воды из резервуаров и технологических установок в сепарационные установки.

Техническое описание

Система водоснабжения и водоотведения промышленного объекта является результатом концептуального проектирования многих операций установки, выстроенных таким образом, чтобы можно было оптимизировать управление водными ресурсами. В основе концепции лежит разделение различных потоков воды на потоки воды, не загрязненные нефтью, потоки, периодически загрязняемые нефтепродуктами, и потоки, постоянно загрязненные нефтепродуктами. Последние могут быть разделены на потоки с низкой и высокой скоростью БПК с возможностью биоогической очистки, очистки сточных вод и повторного использования.

Применение концепции сегрегации учитывает определенный уровень ведения хозяйственной деятельности и оперативной дисциплины. Решение о выборе другого маршрута для определенного типа сточных вод будет основываться на мониторинге качества воды, как внутренних потоков, так и общего сброса. Экологические показатели и управление сточными водами НПЗ требуют постоянного наблюдения, реагирования, достаточной подготовки и мотивирующих указаний, а также обширной схемы мониторинга (отбор проб и анализ). Основное внимание уделяется наиболее загрязнённым первым порциям ливневых вод, которые сбираются, отделяются и очищаются, т.к. содержат первую порцию дождевой воды, омывшую потенциально загрязненные поверхности НПЗ. После отделения первой порции, остальная дождевая вода собирается, анализируется и сбрасывается без очистки, если это допустимо.

ПРОЕКТ DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Предотвращение загрязнения из-за сброса без соответствующей очистки воды, поступающей из всей дренажной системы НПЗ.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Нет данных.

Кросс-медиа эффекты

Потребности в энергии в основном связаны с откачкой сточных вод и зависят от системы и места установки.

Применимость

Ряд элементов нынешнего подхода к проектированию новой системы водоснабжения и водоотведения может быть рассмотрен для внедрения на существующих НПЗ. Однако, поскольку все дренажные системы старых НПЗ остались неизменными, применимость сегрегации дренажных потоков может быть ограничена.

Экономика

Нет данных.

Эффект от внедрения

Сокращение источников и предотвращение разливов путем надлежащего ведения хоз. деятельности также являются важными элементами для сокращения выбросов ЛОС и запахов на установках CPI, API, DAF и установках биологической очистки.

Пример завода(-ов)

Не на многих НПЗ разделяются технические воды и стоки дождевой воды. Но если они это делают, то эти потоки направляются в отдельные и выделенные системы очистки. Степень сегрегации варьируется от НПЗ к НПЗ (в зависимости от конструкции или модернизации). Большинство НПЗ используют очищенную кислую воду и/или некоторые потоки конденсата в качестве опреснительной промывочной воды. Повторное использование очищенных сточных вод (биоочистка, фильтрация с последующим обратным осмосом) в качестве источника питательной воды котла технически осуществимо. Повторное использование очищенных сточных вод в качестве подпитки охлаждающей водой производится в нескольких местах. Первая промывка применяется на нескольких НПЗ. На некоторых НПЗ используется резервуар для окисления H_2S для предотвращения токсичных и пахучих выбросов из технической воды перед DAF и биологической очисткой.

ПРОЕКТ DRAFT

Справочная литература
[52], [53].

5.28.6 Интегрированные построенные водно-болотные угодья

Описание
Взаимосвязанные бассейны или лагуны, засаженные широким разнообразием видов водных растений, позволяют проводить последующую очистку сточных вод.

Техническое описание
Интегрированные построенные водно-болотные угодья отличаются от других методов создания водно-болотных угодий тем, что они предназначены для обеспечения максимально широкого спектра экологических условий, как это наблюдается в естественных водно-болотных угодьях, включая экологию почвы, воды, растений и животных. Кроме того, концепция интегрированных построенных водно-болотных угодий стремится обеспечить соответствие ландшафта и восстановление/создание среды обитания в своих проектах. Особое внимание уделяется мониторингу качества воды на водно-болотных угодьях и прилегающих землях и водотоках. Стратегически расположенные контрольные скважины также регулярно контролируются.

Конструкция интегрированных построенных водно-болотных угодий одновременно применяет первичный, вторичный и последующие уровни очистки в свободном потоке поверхностных вод. Это достигается за счет строительства ряда неглубоких взаимосвязанных бассейнов или лагун, засаженных самыми разнообразными видами водных растений. Сточные воды поступают в самую высокую точку этих лагун и подаются через них под действием силы тяжести. Эти последовательно расположенные лагуны представляют собой автономные индивидуальные экосистемы. С каждым шагом достигается более чистый уровень сточных вод. Соотношение объема сточных вод к площади водно-болотных угодий в общем проекте интегрированных построенных водно-болотных угодий определяет качество сточной воды.

Макрофитная растительность, используемая в конструкции интегрированных построенных водно-болотных угодий, выполняет множество функций. Его основная функция-поддержка биопленок (слоев слизи), которые выполняют основные очистительные функции водно-болотных угодий. Он также облегчает сорбцию питательных веществ и действует как фильтрующая среда, а также, благодаря использованию соответствующей появляющейся растительности, может контролировать запахи и патогенные микроорганизмы.

В то время как растительность обладает способностью фильтровать взвешенные частицы, она также увеличивает гидравлическое сопротивление, тем самым увеличивая время пребывания.

DRAFT

Достигнутые экологические выгоды

Уровни выбросов азота и фосфора, общее содержание взвешенных веществ, общее содержание органического углерода, биохимическое потребление кислорода (БПК), химическое потребление кислорода (ХПК) снижаются снижаются. По сравнению с обычной обработкой происходит более экономичное энергопотребление. Сокращаются выбросы парниковых газов. Никакие химические вещества не используются. Удаление осадка не требуется.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

В водно-болотных угодьях, построенных с использованием подземных потоков, были спроектированы как горизонтальные, так и вертикальные системы стока. Кроме того, в последнее время в литературе сообщалось об использовании различных гибридных заболоченных земель для очистки промышленных стоков. Обследование также показало, что промышленные сточные воды обрабатываются на искусственно построенных водно-болотных угодьях на всех континентах.

Для очистки воды используется лишь небольшое количество электроэнергии, и никаких химических веществ не требуется.

Кросс-медийные эффекты

Подземные воды, которые протекают под водно-болотными угодьями, имеют более низкий уровень питательных веществ, чем окружающие наземные участки. Фосфор сохраняется в почве.

Применимость

Техника интегрированных построенных водно-болотных угодий может применяться в широком диапазоне обстоятельств, например, при высоких или низких концентрациях загрязняющих веществ и скоростях гидравлической нагрузки, которые могут изменяться с течением времени. Интегрированное построенное водно-болотное угодье может быть построено как совершенно новый объект или может быть частью существующего водно-болотного угодья, объекта водного ландшафта или канализационно-очистных сооружений (КОС). Требования к земле, связанные с интегрированными построенными водно-болотными угодьями, могут ограничивать их применение, например, требования к земле могут варьировать от 10 $м^2$ до многих гектаров в зависимости от объема производимых сточных вод и характеристик их загрязнения.

Экономика

По сравнению с обычным комплексно очистным сооруденнием (КОС) подход интегрированных построенных водно-болотных угодий позволяет сэкономить на эксплуатационных, амортизационных и капитальных затратах в

ПРОЕКТ DRAFT

размере 0,03 евро, 0,49 евро и 0,46 евро за кг соответственно. Сокращение в основном связано с сокращением затрат на электроэнергию, отсутствием использования химических веществ, отсутствием производства и хранения осадка.

Эффект от внедрения

– Экономически выгодно.

– Интегрированные построенные водно-болотные угодья обеспечивают среду обитания для широкого спектра растений и животных. Они могут быть использованы в образовательных целях, а также в качестве местной инфраструктуры.

– Извлеченная биомасса может иметь широкий спектр применений (например, субстрат для производства биогаза или биоэтанола).

Справочная литература

[15], [68].

5.28.7 Повышение степени повторного использования сточных вод

Описание

В зависимости от конкретных условий техника включает в себя следующие подходы:

а) определение и оценка минимально приемлемого качества вод при использовании для каждого из технологических процессов;

б) выявление возможности повторного использования очищенных и подготовленных сточных вод с определением соответствующей их качеству технологии очистки;

в) рециркуляция воды в замкнутых водяных контурах, в том числе в циклах охлаждения технологического оборудования;

г) использование противоточных схем повторного использования сточных вод, при которых подаваемая чистая вода используется последовательно, по мере её загрязнения, на новых стадиях процесса;

ж) повторное использование очищенной воды в засушливых регионах для полива при наличии технической возможности использования и (или) при экономической целесообразности.

Достигаемые экологические преимущества

Снижение нефтеперерабатывающим заводом гидравлической нагрузки на установки очистки сточных вод. Снижение потребления воды.

5.28.8 Аппаратный учёт количества сбрасываемых сточных вод и загрязняющих веществ

Описание

ПРОЕКТ DRAFT

Техника заключается в использовании автоматических средств измерения и учёта объёма или массы сбросов сточных вод и концентрации загрязняющих веществ, технических средств фиксации и передачи полученной информации, а также в инвентаризации приборов учета водозабора и водоотведения на источниках водозабора и приемниках сточных вод, на предмет наличия приборов, их исправности, своевременной поверки и опломбировки.

Достигаемые экологические преимущества

Снижение потребления воды. Постоянное улучшение экологических показателей НПЗ.

5.29 Предотвращения шумового загрязнения

5.29.1 В целях предотвращения шумового загрязнения, техника техника предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

– проведение оценки шума окружающей среды и формирование плана по снижению шумового загрязнения в соответствии с местными условиями;
– изоляция оборудования с высоким уровнем шума;
– использование насыпи для экранирования источника шума;
– использование шумозащитных стен.

ПРОЕКТ DRAFT

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ, СОДЕРЖАЩЕЕ ВЫВОДЫ ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНИКАМ

Общие положения

Техники, перечисленные и описанные в настоящем разделе, не являются исчерпывающими. Могут использоваться другие техники, обеспечивающие достижение уровней эмиссий и технологических показателей, связанных с применением НДТ, при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких НДТ, описанных в заключении по НДТ.

Периоды усреднения и базовые условия для выбросов в атмосферу

Под уровнями выбросов, связанных с применением НДТ и приведенных в настоящем разделе, понимается масса загрязняющего вещества в единице объема сухих отходящих газов при стандартных условиях (273,15 K°, 101,3 кПа после вычитания содержания водяного пара, но без коррекции содержания кислорода), которая выражается как соотношение миллиграмм на кубический метр (мг/Нм^3).

Для непрерывных измерений	Допустимые уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, относятся к среднемесячным значениям, которые являются средними значениями всех достоверных среднечасовых значений, измеренных в течение одного месяца
Для периодических измерений	Допустимые уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, относятся к среднему значению не менее трех единичных проб, измеренных в теченее 20 минут

Для процессов сжигания, каталитического крекинга и установок извлечения серы из отработанных газов базовые условия для содержания кислорода приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Базовые условия для допустимых уровней эмиссий, связанных с применением НДТ, касающихся выбросов в атмосферу

Меры	Ед. изм.	Условия базового уровня кислорода
Установка для сжигания жидкого или газообразного топлива за исключением газовых турбин и двигателей	мг/Нм^3	3 % кислорода по объему
Установка для сжигания на твердом топливе	мг/Нм^3	6 % кислорода по объему
Процесс каталитического крекинга (регенератор)	мг/Нм^3	3 % кислорода по объему
Установка для извлечения серы из отработанных газов[1)]	мг/Нм^3	3 % кислорода по объему
[1)] В случае применения НДТ 60.		

Преобразование концентрации выбросов в базовый уровень кислорода

Ниже приведена формула для расчета концентрации выбросов при базовом уровне кислорода (см. таблицу 6.1).

ПРОЕКТ DRAFT

$$E_R = \frac{21 - O_R}{21 - O_M} \times E_M$$

где: E_R - концентрация выбросов, скорректированная на базовый уровень кислорода (мг/Нм^3);

O_R - базовый уровень кислорода (% по объему);

E_M - концентрация выбросов, указанная на измеренный уровень кислорода (мг/Нм^3);

O_M – измеренный уровень кислорода (% по объему).

НДТ по сбросам в воду, относятся к следующим аспектам:

– уровни концентраций, выраженные как масса сбрасываемых веществ на объем сточных вод, в мг/л.

Уровни эмиссий, связанные с применением НДТ, установлены в настоящем разделе при условии нормальной работы оборудования, без учёта аварийных и плановых ремонтных и пуско-наладочных работ, при использовании конкретного вида топлива.

Периоды усреднения и базовые условия для сбросов сточных вод

Если не указано иное, уровни сбросов, связанные с применением НДТ, , приведенные в настоящем разделе, определяются как значения концентрации (массы сбрасываемого вещества на объем воды) и выражаются как соотношение миллиграмм на литр (мг/л).

Если не указано иное, периоды усреднения для уровней сбросов, связанных с НДТ, определяются следующим образом:

Среднесуточные	Среднее значение за период отбора проб, равный 24 часам, взятых в качестве составной пробы, пропорциональной расходу, или, при условии, что продемонстрирована достаточная стабильность потока, из пробы, пропорциональной времени
Среднегодовые/ среднемесячные	Среднее значение всех среднесуточных значений, полученных в течение года/месяца, вычисленное в соответствии с ежедневными потоками

ПРОЕКТ DRAFT

6.1 Заключения по общим НДТ

6.1.1 Система экологического менеджмента

НДТ 1. НДТ заключается во внедрении и соблюдении системы экологического менеджмента (СЭМ) для улучшения общих экологических показателей установок по переработке нефти и газа.

СЭМ включает в себя следующие компоненты:

i. лидерство и приверженность руководства, включая высшее руководство;

ii. определение и понимание среды обитания (контекста) предприятия и факторов, влияющих на все аспекты его деятельности;

iii. определение области применения СЭМ и экологических аспектов, которыми может предприятие управлять;

iv. определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование производственного процесса руководством;

v. определение рисков и возможностей, относящихся к:

а) экологическим аспектам;

б) принятым обязательствам;

в) другим факторам и требованиям, определенными в соответствии со средой обитания (контекстом) предприятия и потребностями, и ожиданиями заинтересованных сторон;

vi. планирование и установление необходимых процедур, целей и задач в сочетании с финансовым планированием и инвестициями, а также с учетом воздействия на окружающую среду в результате возможного вывода установки из эксплуатации на этапе проектирования новой установки и в течение всего срока ее эксплуатации;

vii. осуществление процедур, уделяющих особое внимание:

а) структуре и ответственности;

б) обучению, осведомленности и компетентности;

в) связи;

г) вовлечению сотрудников;

д) документации;

е) эффективному управлению технологическим процессом;

ж) программам технического обслуживания;

з) готовности к чрезвычайным ситуациям и реагированию на них;

и) обеспечению соблюдения экологического законодательства;

viii. проверка производительности и принятие корректирующих мер с особым вниманием:

а) мониторингу и измерению;

б) корректирующим и предупреждающим действиям;

в) ведению записей;

г) проведению независимого (где практически осуществимо) внутреннему и внешнему аудиту с целью определения соответствия

PROJECT DRAFT

СЭМ запланированным мероприятиям и была ли она должным образом внедрена и поддерживается ли;

ix. анализу СЭМ и ее постоянной пригодности, соответствия и эффективности высшим руководством;

x. подготовке регулярной экологической декларации;

xi. валидации органом по сертификации или внешним верификатором СЭМ;

xii. применение отраслевого бенчмаркинга на регулярной основе.

Экологическая эффективность: СЭМ способствует и поддерживает постоянное улучшение экологических показателей установки. Если установка уже имеет хорошие общие экологические характеристики, то СЭМ помогает оператору поддерживать высокий уровень экологической эффективности.

Применимость: Компоненты, описанные выше, обычно могут применяться ко всем установкам и характер СЭМ (например, стандартный или нестандартный) будут связаны с характером, масштабом и сложностью установки, а также с диапазоном экологического воздействия, которое она может оказать.

Описание: см. раздел 4.1.

6.1.2 Повышение энергоэффективности

НДТ 2. Для эффективного использования энергии НДТ предусматривает использование подходящей комбинации техник, приведенных ниже:

Техника	Описание
i. Техники проектирования	
а) Пинч-анализ	Техника, основанная на систематическом расчете термодинамических показателей для минимизации потребления энергии. Используется в качестве инструмента для оценки общих конструкций систем
б) Тепловая интеграция	Тепловая интеграция технологических систем гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению
в) Рекуперация тепла и энергии	Использование устройств рекуперации энергии, например: – котлы-утилизаторы; – расширители/рекуперация энергии в установке ФКК; – использование отработанного тепла в централизованном теплоснабжении.
ii. Техники управления технологическим процессом и техническим обслуживанием	

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание
а) Оптимизация технологического процесса	Автоматизированное контролируемое сжигание с целью снижения расхода топлива на тонну сырья, часто комбинируется с интеграцией тепла для повышения производительности печи
б) Управление паром и снижение потребления пара	Систематическая съемка систем дренажных клапанов для снижения расхода пара и оптимизации его использования
в) Использование энергетического эталона	Участие в ранжировании и сравнительном анализе для достижения непрерывного улучшения путем изучения передового опыта
iii. Энергоэффективные технологии производства	
а) Использование комбинированной тепловой и электрической энергии	Система, предназначенная для совместного производства (или когенерации) тепла (например, пара) и электроэнергии от одного и того же топлива
б) Комбинированный цикл комплексной газификации (КЦКГ)	Техника, целью которой является получение пара, водорода (необязательно) и электроэнергии из различных видов топлива (например, жидкого топлива НПЗ или кокса) с высокой эффективностью конверсии

НДТ 3. Для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства, а также управления инвестициями, НДТ предусматривает использование соответствующих комбинаций техник, приведенные ниже.

Техника	Эффект от внедрения
i. Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
ii. Ускорение развития системы отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей
iii. Инициировать систему стимулирования энергосбережения	Для содействия выявления областей улучшения
iv. Регулярно проводить энергоаудиты	Для обеспечения соответствия деятельности внешним и внутренним нормативным документам
v. План снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
vi. Проводить кампании по интенсификации горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/ топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
vii. Для участия в мероприятиях по ранжированию/бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
viii. Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками на НПЗ может быть неоптимальной. Необходимо проводить исследования на энергоемкость

ПРОЕКТ DRAFT

Экологическая эффективность: Все меры по снижению потребления энергии приведут к сокращению выбросов в атмосферу, включая CO_2. Любая техника по энергосбережению оказывает влияние на загрязнение окружающей среды из-за предельного расхода топлива.

6.1.3 Мониторинг выбросов в атмосферу и ключевых параметров технологических процессов

НДТ 4. НДТ предусматривает непрерывный мониторинг выбросов путем инструментальных замеров с частотой не менее той, которая указана ниже, а также в соответствии с требованиями, установленными в законодательных и подзаконных актах Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Описание	Технологическая установка	Минимальная частота	Техника мониторинга
Выбросы SO_2, NO_X и пыли	Каталитический крекинг	Непрерывный	Инструментальные замеры
	Установки сжигания (печи и котлы) от 50 до 100 МВт ([1]) И установки процессов коксования	Непрерывный	Инструментальные замеры
	Установки сжигания (печи и котлы) <50 МВт ([1])	Один раз в год и после значительных изменений в топливе	Инструментальные замеры
	Установки производства серы (УПС)	Непрерывный	Инструментальные замеры
Выбросы NH_3	Все установки, оснащенные СКВ или СНКВ ([2])	Непрерывный	Инструментальные замеры
Выбросы CO	Установки каталитического крекинга и сжигания ≥ 100 МВт ([3])	Непрерывный	Инструментальные замеры
	Другие установки сжигания (печи и котлы)	Один раз в 6 месяцев	Инструментальные замеры
Выбросы металлов: Никель (Ni), Сурьма	Каталитический крекинг	Один раз в 6 месяцев и	Инструментальные замеры или анализ на основе

ПРОЕКТ DRAFT

(Sb) ([3]), Ванадий (V)	Установки сжигания ([3]) (печи и котлы)	после значительных изменений в установке	содержания металлов в катализаторной пыли и в топливе
Выбросы полихлорированных дибензодиоксинов /фуранов ПХДД/Ф)	Установка каталитического риформинга	Раз в год или после регенерации, в зависимости от того, что дольше	Инструментальные замеры
1) Относится к общей номинальной тепловой мощности всех установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы. 2) При использовании NH_3 в качестве восстановителя. 3) Сурьма (Sb) измеряется только в установках каталитического крекинга, когда в процессе используется ввод Sb (например, для пассивации металлов). 4) За исключением установок сжигания (печи и котлы), работающих только на газообразном топливе.			

НДТ 5. Для улучшения управления и сокращения выбросов на уровне производственных объектов, НДТ заключается в применении концепции «колпака».

Описание: Одной из техник управления выбросами в атмосферу на уровне производственных объектов известна как концепция «колпака» загрязнений (см. раздел 4.3 настоящего Справочника).

Сосредоточение внимания на наиболее часто используемой технологии управления на уровне производственного объекта концепции «колпака» загрязнений, основано на главных пунктах:

- Периметр «колпака» загрязнений;
- Вещества или параметры «колпака»;
- Период усреднения «колпака»;
- Расчет «колпака».

Экологическая эффективность: Концепция «колпака» загрязнений способствует снижению общих выбросов.

Применимость: Данная техника полностью применима при условии, что установки и процессы, производящие выбросы, оснащены соответствующими системами непрерывного мониторинга, включая измерения выбросов или мониторинг параметров процесса.

Уровни выбросов при применении концепция «колпака» не должны превышать или должны быть на уровне выбросов, связанных с применением НДТ (см. уровни выбросов, связанных с применением НДТ 75, НДТ 78, НДТ 79).

НДТ 6. НДТ заключается в мониторинге соответствующих технологических параметров, связанных с выбросами загрязняющих веществ, на установках каталитического крекинга и сжигания с использованием соответствующих техник.

Описание	Минимальная частота

ПРОЕКТ DRAFT

Мониторинг параметров, связанных с выбросами загрязняющих веществ, например, содержание кислорода в дымовых газах, содержание азота и серы в топливе или сырье[1)]	Непрерывное измерение содержания кислорода. Периодическое измерение содержания азота и серы с частотой, основанной на значительных изменениях топлива/сырья
[1)] Мониторинг азота и серы в топливе или сырье может не потребоваться при проведении непрерывных измерений выбросов NOx и SO_2 на дымовой трубе.	

НДТ 7. НДТ заключается в мониторинге неорганизованных выбросов ЛОС в воздух со всего производственного объекта с использованием всех следующих техник:

i. техники мониторинга по запаху, связанные с корреляционными кривыми для основного оборудования;
ii. оптические техники обнаружения газов;
iii. расчеты постоянных выбросов на основе коэффициентов выбросов периодически (например, один раз в два года), подтверждаемых измерениями.

Скрининг и количественная оценка выбросов на объекте с помощью периодических измерений с использованием технологий, основанных на оптическом поглощении, таких как обнаружение и дальность света с дифференциальным поглощением (DIAL) или поток солнечного затмения (SOF), является полезной дополнительной технологией.

Описание
См.Раздел 5.27.5 – 5.27.7.

6.1.4 Мониторинг сбросов в воду

НДТ 8. В целях сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды НДТ предусматривает использование всех техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Интеграция водных потоков	Сокращение объема технологической воды, образующейся на уровне установки перед сбросом, за счет внутреннего повторного использования потоков воды, например, от охлаждения, конденсатов, особенно для использования при обессолива-нии сырой нефти	Полностью применимо для новых установок. Для существующих установок может потребоваться полная реконструкция установки
ii. Система водоотведения для разделения потоков загрязненной воды	Проектирование промышленного объекта для оптимизации управления водными ресурсами, где каждый поток обрабатывается соответствующим образом, например, путем направления генерируемой сульфидсодер-жащей	Полностью применимо для новых установок. Для существующих установок может потребоваться полная

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	воды (от перегонки, установки ФКК, установки коксования и т.д.) для соответствующей предварительной обработки, такой как колонна отпарки кислых стоков	реконструкция установки для создания локальной предочистки
iii. Разделение потоков незагрязненной воды (например, однократное охлаждение, дождевая вода)	Проектирование объекта для того, чтобы избежать отправки незагрязненной воды на общую очистку сточных вод и иметь отдельный сброс после возможного повторного использования для этого типа потока	Полностью применимо для новых установок. Для существующих установок может потребоваться полная реконструкция установки
iv. Предотвращение разливов и утечек	Методы, которые включают использование специальных процедур и/или временного оборудования для поддержания функционирования, когда необходимо управление особыми обстоятельствами, такими как разливы, разгерметизация и т.д.	В целом применимо

НДТ 9. Для сокращения загрязняющих веществ при сбросе сточных вод в приемник, НДТ заключается в удалении нерастворимых и растворимых загрязняющих веществ с использованием всех техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i.Удаление нерастворимых веществ путем извлечения нефти	См.Раздел 6.31.2	В целом применимо
ii.Удаление нерастворимых веществ путем извлечения взвешенных веществ и растворенной нефти	См.Раздел 6.31.2	В целом применимо
iii.Удаление растворимых веществ, включая биологическую очистку и осветление вод	См.Раздел 6.31.2	В целом применимо

Уровни сбросов, связанные с применением НДТ: см. НДТ 12.

НДТ 10. Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами

Описание: Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные вещества», а также сокращение потребления водных ресурсов (см. раздел 4.2 Справочника).

Соответствующая стратегия может быть реализована и включать следующие мероприятия по:

ПРОЕКТ DRAFT

(a) снижению потребления воды (экономия);
(b) раздельному сбросу с установок через локальные очистки;
(c) максимальное повторное использование воды;
(d) автоматический контроль состава воды для процессов реагентной обработки и биологической очистки;
(e) определение перечня веществ, которые могут сбрасываться на объектах переработки нефти и газа;
(f) установление нормативов сбрасываемых веществ с учетом региональных требований;
(g) мониторингна основе утвержденных программ, согласованных с местными государственными органами.
(h) установка предписаний отбора проб для мониторинга при нормальных условиях эксплуатации (временный или постоянный план).
(i) определение наиболее подходящего периода для проведения временного мониторинга при планировании, например, шестимесячного или ежегодного, если значения очень низкие, и выполнение плана;
(j) анализ результатов и разработка конкретного плана действий по сокращению сбросов соответствующих веществ, которые будут включены в систему экологического мониторинга. Это может привести, например, к включению веществ в план нормативного мониторинга.

Экологическая эффективность: Постепенное сокращение сбросов загрязняющих веществ с НПЗ и ГПЗ. Для загрязняющих опасных веществ - прекращение или поэтапное прекращение сбросов.

Применимость: применимо к существующим установкам.

НДТ 11. Если требуется дальнейшее удаление органических веществ или азота, НДТ заключается в использовании дополнительных этапов очистки, описанных в разделе 6.31.2.

НДТ 12. НДТ заключается в мониторинге сбросов загрязняющих веществ в водные источники с использованием техник мониторинга, которые обеспечивают представительные данные качества воды с частотой мониторинга не реже, указанной ниже.

Для процессов мониторинга сбросов загрязняющих веществ в водные источники с использованием техник мониторинга, которые обеспечивают представительные данные качества воды приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Уровни сбросов, связанные с применением НДТ.

ПРОЕКТ DRAFT

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	Ед. измерения	Уровень сбросов, связанный с применением НДТ 1)	Частота мониторинга 2)
1	звешенные вещества	мг/дм^3	$С_{фон}$ $^{+0,75}$	Ежедневно
2	азот аммонийный	мг/дм^3	2	Ежедневно
3	ПАВ	мг/дм^3	0,50	Ежедневно
4	БПК	мг/дм^3	6	Еженедельно
5	железо	мг/дм^3	0,30	Еженедельно
6	нефтепродукты	мг/дм^3	0,30	Ежедневно
7	нитраты	мг/дм^3	45	Еженедельно
8	нитриты	мг/дм^3	3,30	Еженедельно
9	полифосфаты (по PO_4 $^{3-}$)	мг/дм^3	3,50	Еженедельно
10	сульфаты	мг/дм^3	500	Еженедельно
11	фенольный индекс	мг/дм^3	0,25	Ежемесячно
12	хлориды	мг/дм^3	350	Еженедельно
13	ХПК	мг/дм^3	30	Ежедневно
14	общая минерализация (сухой остаток)	мг/дм^3	1000-1500	Еженедельно
15	Свинец, выраженный как Pb	мг/дм^3	0,005 – 0,030	Ежеквартально
16	Кадмий, выраженный как Cd	мг/дм^3	0,002 – 0,008	Ежеквартально
17	Никель, выраженный как Ni	мг/дм^3	0,005 – 0,100	Ежеквартально
18	Ртуть, выраженная как Hg	мг/дм^3	0,0001 – 0,001	Ежеквартально

1) Если конечным водоприемником сточных вод является накопитель замкнутого типа, то есть, когда нет открытых водозаборов воды на орошение или не осуществляются сбросы части стоков накопителя в водные объекты и земную поверхность, и других производственных и технических нужд, концентрация загрязняющих веществ в сточных водах, прошедших очистку на очистных сооружениях НПЗ или ГПЗ, должна соответствовать уровням сбросов, связанных с применением НДТ

2) Относится к составному образцу, пропорциональному потоку, взятому в течение 24 часов, или, при условии, что продемонстрирована достаточная стабильность потока, к образцу, пропорциональному времени.

6.1.5 Эксплуатация систем очистки отходящих газов

НДТ 13. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу, НДТ предусматривает эксплуатацию установок по очистке кислых газов, установок извлечения серы и всех других систем очистки отходящих газов с высоким уровнем доступности и наилучшей производительностью.

Описание: Особые процедуры могут быть определены для конкретных условий эксплуатации, в частности:

- операции пуска или остановки;
- другие особые операции, которые могут повлиять на надлежащее функционирование системы (например, регулярные и чрезвычайные работы по

ПРОЕКТ DRAFT

техническому обслуживанию и очистке печи и/или системы очистки отходящих газов или серьезные сбои в производстве);

– недостаточный расход или температура отходящих газов, препятствующие использованию системы на полную мощность.

Экологическая эффективность: Постоянное улучшение экологических показателей установки.

Применимость: НДТ может применяться ко всем установкам.

6.1.6 Образование и управление отходами

НДТ 14. В целях предотвращения или, если практически невозможно предотвращение, сокращения образования отходов, НДТ предусматривает принятие и внедрение плана по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации.

НДТ 15. В целях сокращения количества шлама, подлежащего обработке или удалению, НДТ предусматривает использование одной или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i.Предочистка шлама	Перед окончательной очисткой (например, в печи для сжигания в псевдоожиженном слое) шламы обезвоживают и/или обезмасливают (например, центробежными декантерами или паровыми сушилками), чтобы уменьшить их объем и для извлечения нефти из отстойного оборудования	В целом применимо
ii.Повторное использование шлама в технологических установках	Некоторые виды шлама (например, нефтешлам) могут перерабатываться в установках (например, коксование) как часть сырья из-за содержания в них нефти	Применимость ограничена шламами, которые могут соответствовать требованиям, предъявляемым к обработке в установках с соответствующей очисткой

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 16. Для сокращения образования отработанных твердых отходов катализаторов НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание
i.Контроль и управление отработанными катализаторами	Плановое и безопасное обращение с материалами, используемыми в качестве катализатора, (например, подрядными оганизациями) с целью их восстановления или повторного использования на площадках за пределами объекта. Данные операции зависят от типа катализатора и особенностей технологического процесса
ii.Извлечение катализатора из шламовой эмульсии	Нефтешлам на технологических установках (например, установки ФКК) может содержать большие концентрации катализаторной пыли. Эту пыль необходимо отделить до повторного использования нефтешлама в качестве исходного сырья.

6.1.7 Имитационное моделирование

НДТ 17. НДТ заключается во внедрении программных комплексов по имитационному моделированию технологических процессов, способствующих улучшению общих экологических и производственных показателей установок и процессов по переработке нефти и газа.

Описание техники: Имитационное моделирование – метод исследования, при котором изучаемая система заменяется моделью, с достаточной точностью описывающей реальную систему (построенная модель описывает процессы так, как они проходили бы в действительности), с которой проводятся эксперименты с целью получения информации об этой системе (см. раздел 4.8 настоящего Справочника).

Имитационные модели позволяют анализировать системы и находить решения там, где другие методы не применимы. После выбора соответствующего уровня абстракции разработка имитационной модели является более простым процессом, чем аналитическое моделирование.

Экологическая эффективность: Настоящая НДТ позволяет выбрать наилучшие варианты осуществления производственной деятельности.

Применимость: Имитационное моделирование является экспериментальной и прикладной методологией и может применяться на всех НПЗ и ГПЗ.

6.1.8 Шумовое загрязнение

НДТ 18. В целях предотвращения шумового загрязнения НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

i. Выбор подходящего места для шумных операций;
ii. Ограждение шумных операций/агрегатов;
iii. Виброизоляция производств/агрегатов;
iv. Использование внутренней и внешней изоляции на основе звукоизолирующих материалов;

ПРОЕКТ DRAFT

v. Звукоизоляция зданий для укрытия любых шумопроизводящих операций, включая оборудование для переработки материалов;
vi. Установка звукозащитных стен и/ или природных барьеров;
vii. Применение глушителей на отводящих трубах;
viii. Звукоизоляция каналов и вентиляторов, находящихся в звукоизолированных зданиях;
ix. Закрытие дверей и окон в цехах и помещениях;
x. Использование звукоизоляции машинных помещений;
xi. Использование звукоизоляции стенных проёмов, например, установка шлюза в месте ввода ленточного конвейера;
xii. Установление звукопоглотителей в местах выхода воздуха, например, на выпуске после газоочистки;
xiii. Снижение скорости потоков в каналах;
xiv. Использование звукоизоляции каналов;
xv. Сепарация шумовых источников и потенциально резонансных компонентов, например компрессоров и каналов;
xvi. Использование глушителей для дымососов и газодувок фильтров;
xvii. Использование звукоизолирующих модулей в технических устройствах (например, компрессорах);
xviii. Использование резиновых щитов при дроблении (для предотвращения контакта металла с металлом);
xix. Возведение построек или посадка деревьев и кустов между защитной полосой и шумным производством.

Экологическая эффективность: Настоящий НДТ позволяет снизить уровень шума на НПЗ и ГПЗ.

Применимость: Применима на всех НПЗ и ГПЗ с учетом особенностей технологического процесса и оборудования.

6.2 Заключение по НДТ для процесса обезвоживания и обессоливания нефти

НДТ 19. В целях сокращения потребления воды и сбросов загрязняющих веществ в водные объекты (пруды-испарители) в процессе обезвоживания и обессоливания, НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i.Рециркуляция воды и оптимизация процесса обессоливания	Комплекс проверенных технологий обессоливания, направленных на повышение эффективности опреснителя и сокращение потребления промывочной воды, например, с использованием смесительных устройств с низким сдвигом, низким давлением воды. Данная техника включает в себя управление ключевыми параметрами для этапов	Общеприменимо

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	промывки (например, однородное перемешивание) и разделения (например, pH, плотность, вязкость, потенциал электрического поля для коалесценции)	
ii.Многоступенчатый опреснитель и обессоливатели	Многоступенчатые опреснители работают с добавлением воды и обезвоживанием, повторяемыми через две или более стадий для достижения лучшей эффективности разделения и, следовательно, меньшей коррозии в дальнейших процессах.	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок
iii.Дополнительный этап разделения	Дополнительное усовершенствованное разделение нефти от воды и твердых веществ от воды предназначено для сокращения содержания нефти в сточных водах, направляемых на очистные сооружения, и их рециркуляции в технологический процесс. Данное разделение может включать в себя: - отстойный барабан; - использование оптимальных регуляторов межфазового уровня; - предотвращение турбулентности в сосудах обессоливателя за счет использования более низкого давления воды; - оптимальное улучшение разделения нефти и воды с помощью «смачивающих» агентов, целью которых является удаление взвешенных загрязняющих веществ, которые приносят значительный унос нефти в воду. - использование нетоксичных, биоразлагаемых, негорючих специальных деэмульгирующих химических веществ для содействия процессу слияния капель воды.	Общеприменимо

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 20. Для улучшения разделения взвешенных веществ от воды и нефти в сбросах в процессах обезвоживания и обессоливания, НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

i. Использование смесительных устройств с низким сдвигом для смешивания промывочной воды обессоливателя и сырой нефти.
ii. Использование низкого напора воды в обессоливателе во избежание турбулентности.
iii. Замена струи воды. Он вызывает меньшую турбулентность при удалении осевших взвешенных веществ.
iv. Водная фаза (суспензия) может быть разделена в пластинчатом сепараторе под давлением. В качестве альтернативы можно использовать комбинацию гидроциклонного обессоливателя и гидроциклонного нефтеотделителя.
v. Оценка эффективности системы промывки образующегося осадка. Промывка осадка — это периодический процесс, предназначенный для перемешивания водной фазы в обессоливателе, чтобы приостановить и удалить взвешенные вещества, накопившиеся на дне сосуда. Этот процесс очистки повышает эффективность обессоливателей во время нормальной работы, особенно при длительных циклах.

6.3 Заключение по НДТ для первичной перегонки нефти

В соответствии с разделами 3.1–3.3, установки атмосферной и вакуумной перегонки являются крупными потребителями тепла. Техники, которые следует рассмотреть для применения в печах, описаны в разделе, посвященном энергетической системе (раздел 3).

НДТ 21. Для предотвращения или сокращения образования потоков сточных вод в процессе перегонки, НДТ предусматривает использование жидкостно-кольцевых вакуумных насосов или поверхностных конденсаторов.

Применимость: НДТ может быть неприменимо в некоторых случаях переоборудования. Для новых установок для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.) могут потребоваться вакуумные насосы, как в сочетании, так и без него, с паровыми эжекторами. Кроме того, на случай выхода из строя вакуумного насоса должна быть обеспечена резервная единица вакуумного насоса и обеспечение байпасной линии.

НДТ 22. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух из установок первичной перегонки НДТ предусматривает обеспечение надлежащей обработки отходящих технологических газов, особенно неконденсируемых отходящих газов, путем удаления серосодержащих газов перед дальнейшим использованием.

PROJECT DRAFT

Применимость: Применяется для установок перегонки сырой нефти и вакуумной перегонки. Может не применяться для автономных заводов по переработке смазочных материалов и битумов с выбросами соединений серы менее 1 т/сут. В конкретных конфигурациях НПЗ применимость может быть ограничена из-за необходимости, например, больших трубопроводов, компрессоров или дополнительной мощности по аминной очистки.

НДТ 23. В целях сокращения энергозатрат технологического процесса, и соответствующего снижения уровня выбросов в атмосферный воздух из установок перегонки, НДТ должны обеспечить рациональное и максимально возможное использование энергии тепла используя одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Установка дробной перегонки	Установка дробной перегонки со встроенной атмосферной колонной/высоковакуумной установкой (CDU/HVU), позволяет экономить до 30 % от общего потребления энергии для этих установок. Метод включает атмосферную перегонку (долив), вакуумную перегонку, фракционирование бензина, стабилизацию нафты, если требуется, и газовую установку	Данная техника применима к процессам первичной перегонки нефти при планировании и строительстве новых установок, а также может быть использован при реконструкциичто может потребовать, дополнением колонны предварительного испарения для снижения расхода топлива
ii. Тепловая интеграция (рекуперация) на установках перегонки сырой нефти	Для оптимизации рекуперации тепла из атмосферной колонны перегонки два или три потока флегмы непрерывно циркулируют в нескольких точках на верхнем и среднем уровнях циркуляционного орошения. В современных конструкциях достигается интеграция с высоковакуумной установкой, а иногда и с установкой термического крекинга	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок и при наличии доступного пространства
iii. Использование вакуумных насосов и поверхностных конденсаторов	Техника заключается в использовании вакуумных жидкостно-кольцевых компрессоров вместо паровых эжекторов. Замена паровых эжекторов вакуумными насосами позволит снизить расход кислой воды с 10 $м^3$/ч до 2 $м^3$/ч. Вакуум может создаваться комбинацией вакуумных насосов и эжекторов	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок. Для новых установок необходимы вакуумные насосы либо в сочетании с паровыми эжекторами, либо без них для достижения высокого вакуума (10 мм рт.ст.) и обеспечения резервного оборудования

ПРОЕКТ DRAFT

Экологическая эффективность: Сокращение потребления энергетических ресурсов, оказывает положительное влияние на экологическую составляющую процессов переработки нефти снижая уровни выбросов.

6.4 Заключение по НДТ для процесса вакуумной перегонки нефти

НДТ 24. В целях сокращения энергозатрат технологического процесса, НДТ заключается в рациональном и максимально возможном использовании энергии тепла, используя одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Снижение вакуумного давления в установке вакуумной перегонки	Снижение давления вакуума, например, до 20-25 мм рт.ст., позволит снизить температуру на выходе из печи при сохранении той же точки целевой фракции вакуумного остатка. Экологическая эффективность: Экологические преимущества заключаются в следующем: пониженный потенциал крекинга или коксования в печных трубах; сокращение крекинга сырья для более легких продуктов; пониженная мощность сжигания и, следовательно, снижение расхода топлива	Применимость обычно ограничена мощностью установки, температурой конденсирующейся жидкости или другими ограничениями
ii. Очистка неконденсирующихся веществ вакуумным эжектором из конденсатора	Данная техника контроля выбросов из вакуумных установок включают такие процессы, как очистка амина, систем топливного газа НПЗ и сжигание в соседних технологических печах или оба процесса вместе (см. раздел 5.3.2 Справочника).	Общеприменимо

ПРОЕКТ DRAFT

6.5 Заключение по НДТ для гидрогенизационных процессов

НДТ 25. Для снижения содержания серы в различных фракциях в гидрогенизационных процессах, НДТ предусматривает использование одной или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Процессы гидродесульфуризации	См. раздел 3 и 5.4.1 Справочника.	Применимо к дистиллятам от нафты до тяжелых остатков.
ii. Каталитическая перегонка	Каталитическая перегонка для десульфуризации бензина как двухступенчатый процесс (см.раздел 5.4.2 Справочника).	Полностью применим. Данная техника также может быть использована для восстановления бензола в продукте реформинга.
iii. Каталитическая депарафинизация	Процесс каталитической депарафинизации происходит с использованием избирательных катализаторов с пористой структурой. При таком методе смазочные масла обладают более низкой температурой застывания, чем при сольвентной депарафинизации. В результате вместо парафинов вырабатываются горючие компоненты (см. раздел 5.4.5 Справочника).	Полностью применим на новых установках. Метод каталитической депарафинизации с малой вероятностью можно внедрить на других установках депарафинизации, поскольку представляет собой совершенно другой процесс. При каталитической депарафинизации температура застывания ниже, но выше индекс вязкости, чем в методе с применением растворителей.

НДТ 26. Для снижения выбросов в атмосферу путем повторного использования едкого натра в гидрогенизационных процессах, НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Каскадная очистка нефтепродуктов едкими растворами	Повторное использование части отработанного едкого натра из одной установки на другой (см.раздел 5.4.3 Справочника).	Полностью применим
ii. Использования отработанного едкого натра	Повторное использования едкого натра на НПЗ - переработка на НПЗ или за его пределами, уничтожение в печах сжигания отходов (см. раздел 5.4.4 Справочника).	Полностью применим

DRAFT

6.6 Заключение по НДТ для процесса каталитического риформинга

НДТ 27. Для сокращения выбросов полихлорированных дибензодиоксинов/фуранов (ПХДД/Ф) из установки каталитического риформинга, НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Выбор промотора катализатора	Использование промотора катализатора в целях минимизации образования полихлорированных дибензодиоксинов/ фуранов (ПХДД/Ф) в процессе регенерации. (См.раздел 6.30.7)	В целом применимо
ii. Очистка регенерированных дымовых газов		В целом применимо
iii. Рециркуляция регенерационного газа замкнутого цикла с адсорбционным слоем	Отходящий газ после регенерации очищается в целях удаления хлорированных компонентов (например, диоксины)	Как правило, применяется к новым установкам. Касательно существующих установок, то применимость может зависеть от текущей конструкции регенерационной установки
iv. Мокрая очистка газов скрубберами	См.Раздел 6.30.3	Отсутствует применение полурегенеративных установок риформинга
v. Электростатические фильтры (ЭСФ)	См.Раздел 6.30.1	Отсутствует применение полурегенеративных установок риформинга

6.7 Заключение по НДТ для процесса изомеризации

НДТ 28. В целях сокращения выбросов в атмосферу хлорированных соединений НДТ заключается в оптимизации использования хлорированных органических соединений, используемых для поддержания активности катализатора при проведении процесса изомеризации.

НДТ 29. В целях повышения энергоэффективности процессов изомеризации и сокращения выбросов в атмосферу, НДТ заключается в применении одной из технологий, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Нехлорированные каталитические системы (например,	Цеолитный и сульфатированный циркониевый катализатор	Цеолитовый катализатор в основном используется для негидроочищенных потоков

ПРОЕКТ DRAFT

цеолитного и сульфатированно циркониевого катализатора).	можно регенерировать несколько раз, прежде чем отправлять катализатор в регенератор для извлечения платины.	сырья. Более низкие температуры реакции предпочтительнее более высоких температур, поскольку равновесное превращение в изомеры усиливается при более низких температурах.
ii. Катализаторы на основе активного хлорида	Более высокая эффективность процесса по сравнению с цеолитными катализаторами и более низкие температуры реакции (меньшее потребление энергии).	Катализатор очень чувствителен к сере, поэтому требуется глубокая десульфуризация сырья до 0,5 ppm.

6.8 Заключение по НДТ для висбрекинга и других тепловых процессов

НДТ 30. В целях сокращения сбросов в результате висбрекинга и других тепловых процессов НДТ заключается в обеспечении надлежащей очистки потоков сточных вод путем применения техник локальной очистки, описанных в НДТ 8.

НДТ 31. В целях снижения коксообразования в установках висбрекинга НДТ заключается в применении едкого натра в качестве каустика или других специальных присадок, вводимых в исходное сырье на установки, расположенные выше по потоку нефтепродукта.

НДТ 32. В целях повышения эффективности процессов конверсии и снижения материалоемкости термических процессов, а также увеличения глубины переработки сырья, НДТ заключается в применении установки теплового термического крекинга газойля.

Установка теплового термического крекинга газойля позволяет преобразовывать остатки вакуумной перегонки с использованием двухступенчатого термического крекинга и последующего разделения на фракции газойля и нафты. По сравнению с обычной установкой висбрекинга, процесс термического крекинга газойля позволяет значительно повысить конверсию вакуумного остатка в более легкие продукты. Выход конверсии достигает около 40 % мас./мас. вместо 15 % мас./мас. Качество полученных нефтепродуктов сразу оцениваются в потоке со светлыми фракциями. Они используются в производстве дизельного топлива, бензина и нафты.

Применимость: Этот процесс полностью применим на новых заводах. Внедрение такого процесса на действующих установках висбрекинга невозможно.

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 33. В целях повышения энергоэффективности НДТ заключается в применении висбрекинг-установки с реакционной камерой

Описание: Поток нефтепродукта после печи направляется в выносную реакционную камеру крекинг установки, где происходит низкотемпературный процесс с большим временем контакта. Выход и свойства готового продукта аналогичны, но реакционная камера имеет следующие преимущества - низкое энергопотребление (30–35 %) и длительное время работы перед остановом, чтобы удалить кокс из трубы печи. Время работы 6–18 месяцев по сравнению с 3-6 месяцами работы при печном висбрекинге.

НДТ 34. В целях повышения эффективности процессов конверсии, а также снижения энергопотребления, НДТ заключается в каталитической перегонке.

Описание: Процесс каталитической перегонки объединяет реакцию и фракционирование в единую операцию установки. Для этого требуется конструкция с двумя реакторами, где один из них представляет собой реактор с фиксированной температурой кипения с последующим окончательным преобразованием в колонне каталитической перегонки. В реакторах используется катализатор на основе кислотной ионообменной смолы.

6.9 Заключение по НДТ для этерификации

НДТ 35. В целях сокращения выбросов в атмосферу в результате этерификации НДТ заключается в надлежащем удалении отходящих газов процесса путем направления их в систему дожига хвостовых газов.

НДТ 36. В целях предотвращения нарушения систем биологической очистки сточных вод НДТ предусматривает использование резервуара для хранения и соответствующего плана управления производственным процессом для контроля содержания растворенных токсичных компонентов (например, метанола, муравьиной кислоты, эфиров) в потоке сточных вод до окончательной очистки.

ПРОЕКТ DRAFT

6.10 Заключение по НДТ для каталитического крекинга

НДТ 37. Для предотвращения или сокращения выбросов NO_X в результате процесса каталитического крекинга (от регенератора) НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Первичные или связанные с процессом техники, такие как:

Техника	Описание	Применимость
Оптимизация процесса и использование промоторов или присадок		
i. Оптимизация технологического процесса	Сочетание условий эксплуатации или Методов, направленных на снижение образования NO_X, например, снижение избытка кислорода в дымовых газах в режиме полного сжигания, ступенчатая подача воздуха в котел CO в режиме неполного сжигания, при условии, что котел CO правильно сконструирован	В целом применимо
ii. Промоторы окисления CO с низким содержанием NO_X	Использование вещества, которое селективно способствует окислению только CO и предотвращает окисление азота, содержащего промежуточные продукты, до NO_x: например, не платиновые промоторы	Применяется только в режиме полного сжигания для замены CO-промоторов на основе платины. Для максимальной эффективности может потребоваться равномерное распределение воздуха в регенераторе
iii. Специальные присадки для сокращения концентрации NO_X	Использование специальных каталитических присадок для ускорения сокращения NO с помощью CO	Применяется только в режиме полного сжигания в соответствующей конструкции и с достижимым избытком кислорода. Применимость присадок для восстановления NO_X на основе меди может быть ограничена мощностью газового компрессора

ПРОЕКТ DRAFT

Вторичные техники или техники в конце технологического процесса, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i.Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	См.раздел 6.30.2	Во избежание потенциального загрязнения в нижней части колонны может потребоваться дополнительная фильтрация в верхней части колонны СКВ. Для существующих установок применимость может быть ограничена нехваткой свободного пространства для установки
ii.Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	См.раздел 6.30.2	Для частичного сжигания устанвки ФКК с котлами СО требуется достаточное время пребывания при соответствующей температуре. Для полного сжигания установки ФКК без вспомогательных котлов может потребоваться дополнительный ввод топлива (например, водорода), чтобы соответствовать диапазону более низкой температуры
iii.Низкотемпературное окисление	См.раздел 6.30.2	Требуется дополнительная мощность для очистки. Необходимо надлежащим образом рассмотреть вопросы образования озона и связанного с этим управления рисками. Применимость может быть ограничена необходимостью дополнительной очистки сточных вод и связанным с этим воздействием на окружающую среду (например, выбросы нитратов), а также недостаточным запасом жидкого кислорода (для производства озона). Применимость тезники также может быть ограничена нехваткой свободного пространства.

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

ПРОЕКТ DRAFT

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов NO_X из регенератора в процессе каталитического крекинга приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов NO_X из регенератора в процессе каталитического крекинга

Параметр	Тип установки/режим сжигания	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за месяц) мг/Нм3
NOx, выраженный как NO_2	Новая установка/режим общего сжигания	Менее 30 – 100
	Существующая установка	Менее 100 – 400

НДТ 38. Для сокращения выбросов пыли и металлов в воздух в результате процесса каталитического крекинга (от регенератора), НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Первичные или связанные с процессом техники, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i. Использование катализатора, стойкого к истиранию	Выбор катализатора, способного противостоять истиранию и фрагментации, с целью сокращения выбросов пыли	В целом применимо при условии, что активность и селективность катализатора достаточны
ii. Использование сырья с низким содержанием серы (например, путем отбора исходного сырья или гидроочистки сырья)	При выборе сырья предпочтение отдается сырью с низким содержанием серы среди возможных источников, подлежащих переработке на установке. Гидроочистка направлена на снижение содержания серы, азота и металлов в сырье. См. раздел 6.30.3	Требует достаточного наличия сырья с низким содержанием серы, мощности по производству водорода и очистке сероводорода (H_2S) (например, установки амина и Клауса)

Вторичные техники или техники очистки в конце технологического процесса, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i. Электростатические фильтры (ЭСФ)	См.раздел 6.30.1.	Для существующих установок применимость может быть ограничена нехваткой свободного места
ii. Многоступенчатые циклонные сепараторы	См.раздел 6.30.1.	В целом применимо
iii. Трехступенчатый обратный фильтр	См.раздел 6.30.1.	Применимость может быть ограничена

ПРОЕКТ DRAFT

iv. Другие фильтры для борьбы отделения твердых частиц от газов	См.раздел 6.30.1.	Керамические фильтры третьей ступени доказывают свою эффективность в очистке дымовых газов каталитического крекинга.
v. Мокрая очистка газов скрубберами	См. раздел 6.30.3	Применимость может быть ограничена в засушливых районах и в тех случаях, когда побочные продукты очистки (включая, например, сточные воды с высоким содержанием солей) не могут быть повторно использованы или надлежащим образом утилизированы. Для существующих установок, то применимость может быть ограничена нехваткой свободного места
vi. Скрубберы сухой и полусухой очистки	См. раздел 6.30.3	Работает при низкой температуре. Образующиеся отходы сложно использовать повторно (нет рынка сбыта гипса) и нет возможности для захоронения на полигоне.

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для пыли, выбрасываемой из регенератора в процессе каталитического крекинга приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для пыли, выбрасываемой из регенератора в процессе каталитического крекинга

Параметр	Тип установки	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (среднемесячный)[1)] мг/Нм^3
Пыль	Новая установка	10 – 25
	Существующая установка	10 – 50[2)]
[1)] Исключается выдувание сажи в котел СО и через газовый охладитель. [2)] Нижняя граница диапазона может быть достигнута с помощью 4-фазных ЭСФ.		

НДТ 39. Для предотвращения или сокращения выбросов SO_2 в результате процесса каталитического крекинга (от регенератора) НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Первичные или связанные с процессом техники, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i. Применение присадок к катализаторам, восстанавливающим SO_2	Использование вещества, которое переносит серу, связанную с коксом, из регенератора обратно в	Применимость может быть ограничена конструкцией регенератора. Требуются соответствующие

ПРОЕКТ DRAFT

	реактор. См. Описание в 6.30.3	мощности для снижения содержания сероводорода (например, УПС)
ii. Использование сырья с низким содержанием серы (например, путем отбора исходного сырья или гидроочистки сырья)	При выборе сырья предпочтение отдается сырью с низким содержанием серы среди возможных источников, подлежащих переработке на установке. Гидроочистка направлена на снижение содержания серы, азота и металлов в сырье. См. Описание в 6.30.3	Требует достаточного наличия сырья с низким содержанием серы, мощности по производству водорода и очистке сероводорода (H_2S) (например, установки амина и Клауса)

Вторичные техники или техники очистки в конце технологического процесса, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i. Нерегенеративная очистка	Мокрая очистка или очистка морской водой. См.раздел 6.30.3	Применимость может быть ограничена в засушливых районах и в тех случаях, когда побочные продукты очистки (включая, например, сточные воды с высоким содержанием солей) не могут быть повторно использованы или надлежащим образом утилизированы. Для существующих установок применимость может быть ограничена нехваткой свободного пространства
ii. Регенеративная система очистки газов	Использование специального реагента, поглощающего SO_X (например, абсорбирующего раствора), который обычно позволяет извлекать серу в качестве побочного продукта во время цикла регенерации, когда реагент используется повторно. См.раздел 6.30.3	Применимость ограничена в том случае, если регенерированные побочные продукты могут быть проданы. Для существующих установок применимость может быть ограничена существующими возможностями извлечения серы, а также нехваткой свободного пространства.

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

ПРОЕКТ DRAFT

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для SO_2, выбрасываемого из регенератора в процессе каталитического крекинга, приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для SO_2, выбрасываемого из регенератора в процессе каталитического крекинга

Параметр	Тип установки/режим	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за месяц) мг/Нм3
SO2	Новая установка	≤ 300
	Существующие установки	100 – 1 200 (1)
(1) Если применяется отбор сырья с низким содержанием серы (например, <0,5% м.д.) (или гидроочистка) и/или очистка, что касается режимов общего сжигания: верхний предел диапазона Уровней выбросов, связанных с применением НДТ, составляет ≤ 600 мг/Нм3.		

НДТ 40. Для сокращения выбросов окиси углерода (CO) в результате процесса каталитического крекинга (от регенератора) НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника		Описание	Применимость
i.	Управление процессом сжигания	См.раздел 6.30.5	В целом применимо
ii.	Катализаторы с промоторами окисления окиси углерода (CO)	См. раздел 6.30.5	Как правило, применяется только для режима полного сжигания
iii.	Котел с окисью углерода (CO)	См. раздел 6.30.5	Как правило, применяется только для режима неполного сжигания

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

ПРОЕКТ DRAFT

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов окиси углерода (CO) в воздух из регенератора в процессе каталитического крекинга для режима неполного сжигания, приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов окиси углерода (CO) в воздух из регенератора в процессе каталитического крекинга для режима неполного сжигания

Параметр	Режим сжигания	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за месяц) мг/Нм3
Окись углерода, выраженный как CO	Режим неполного сжигания	Менее 100

НДТ 41. Для предотвращения или сокращения выбросов NOx, SO_2, CO в результате процесса каталитического крекинга (от регенератора) НДТ заключается в использовании техники, приведенной ниже.

Техника	Описание	Применимость
Котел-утилизатор и детандер, утилизирующие дымовые газы, отходящие из регенератора установки ФКК	См. раздел 6.32.4	Для существующих установок применимость может быть ограничена нехваткой свободного пространства. Для небольших установок или установок низкого давления детандеры экономически не оправданы.

Уровни выбросов, связанных с применением НДТ: См. таблицы 6.3–6.6.

6.11 Заключение по НДТ для олигомеризации

НДТ 42. В целях достижения общего сокращения выбросов в атмосферу в результате процесса олигомеризации НДТ заключается в использовании комплексного подхода по сокращению выбросов, указанных в разделе 6.30.6.

6.12 Заключение по НДТ для процессов адсорбции

НДТ 43. В целях повышения экологической и энергетической эффективности НДТ предусматривает применять техники, указанные в разделе 6.30.6.

ПРОЕКТ DRAFT

6.13 Заключение по НДТ для процессов коксования

НДТ 44. В целях сокращения выбросов в атмосферу в результате процессов коксования НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Первичные или связанные с процессом техники, такие как:

Техника	Описание	Применимость
i. Сбор и переработка коксовой мелочи	Систематический сбор и переработка коксовой мелочи, образующейся в течение всего процесса коксования (бурение, обработка, дробление, охлаждение и т.д.)	В целом применимо
ii. Обработка и хранение кокса	См. Раздел 5.12.5	В целом применимо
iii. Использовать закрытую систему продувки	Система остановки для сброса давления из коксовых барабанов	В целом применимо
iv. Рекуперация газа в качестве компонента технологического топлива НПЗ (включая вентиляцию перед открытием барабанной печи).	Перенос удаленных газов из коксового барабана в газовый компрессор для рекуперации в виде технологического топлива, а не сжигания на факеле. Что касается процесса флексикокинга, то этап конверсии (чтобы конвертировать сероокись углерода (COS) в H_2S) требуется перед очисткой газа из установки коксования	Применимость на существующих установках может быть ограничена наличием свободного места
v. Аминовая очистка	После очистки коксового газа для удаления взвешенных частиц и рекуперации части его тепла, его нагревают и пропускают через слой катализатора в конвертере COS, где COS преобразуется в H_2S. Затем газ охлаждается, и большая часть воды конденсируется. H_2S извлекается из коксового газа в аминоочистителе для окончательного извлечения серы. Чистый коксовый газ с низким содержанием серы может либо использоваться в качестве топлива на НПЗ, либо продаваться в качестве газа с	Аминовая очистка применяется для всех типов установок коксования

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	низкой теплотворной способностью.	
vi. Питание печей газом коксования или коксовой мелочью, удаляя летучие вещества и сжигая их в печи.	Для предотвращения выбросов печи могут непосредственно питаться газом коксования или коксовой мелочью, удаляя летучие вещества и сжигая их в печи. Методы СКВ могут быть применимы к этим отходящим газам прокаливания для эффективного снижения содержания NO_X. Прокаленный кокс сбрасывается во вращающийся охладитель, где он охлаждается прямым впрыском воды. Отходящие газы из охладителя переходят на газоочистку с помощью мультициклонов и мокрого скруббера. Собранные мелкие частицы от методов борьбы с пылью следует транспортировать в бункер с фильтрами отработанного воздуха. Собранные гидроциклонные мелкие частицы могут быть переработаны в продукт, использованы на нефтеперерабатывающем заводе или могут быть проданы как продукт (см. раздел 5.12.3 Справочника).	Применяется для кокса, получаемого из установок замедленного коксования и флюидкокера.
vii. Применение флексикокинга	Процесс флексикокинга имеет высокий уровень тепловой интеграции. Единственным источником тепла в процессе флексикокинга является газификатор, где кокс частично окисляется. Оставшаяся часть тепла в коксовом газе утилизируется путем выработки пара. Энергоэффективность может быть дополнительно повышена, если газ коксования	Полностью применим. Однако, поскольку продукты флексикокинга отличаются от продуктов других процессов коксования (например, не производится кокс), при реализации этого варианта следует учитывать требования

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	сжигается в газовой турбине парогазовой установки. Поскольку разбавление кокса из барабанов не требуется, выбросы и образование грязных сточных вод предотвращаются, в отличие от замедленного коксования. Кроме того, компоненты серы из коксового газа легко удаляются. Около 84-88 % мас./мас. углеводородного сырья извлекается в виде углеводородного продукта, остальная часть преобразуется в CO, CO_2 и H2O (см. раздел 5.12.4 Справочника).	к продуктам нефтепереработки.

НДТ 45. Для сокращения выбросов NOx в воздух в результате прокаливания сырого кокса НДТ заключается в применении селективного некаталитического восстановления (СНКВ).

Описание: См. раздел 6.30.2.

Применимость

Применимость техники СНКВ (особенно в отношении времени пребывания и температурного окна) может быть ограничена из-за специфики процессов коксования.

НДТ 46. В целях сокращения выбросов SOx в атмосферу в результате процесса коксования НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Нерегенеративная очистка	Мокрая очистка или очистка морской водой. См.раздел 6.30.3.	Применимость может быть ограничена в засушливых районах и в тех случаях, когда побочные продукты очистки (включая, например, сточные воды с высоким содержанием солей) не могут быть повторно использованы или надлежащим образом утилизированы. Что касается существующих установок, то применимость может быть ограничена наличием свободного места

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
ii. Регенеративная система очистки газов	Использование специального реагента, поглощающего SOx (например, абсорбирующего раствора), который обычно позволяет извлекать серу в качестве побочного продукта во время цикла регенерации, когда реагент используется повторно. См. раздел 6.30.3.	Применимость ограничена случаем, когда регенерированные побочные продукты могут быть проданы. Что касается существующих установок, то применимость может быть ограничена существующими возможностями извлечения серы, а также наличием свободного места.
iii. Использование более качественного сырья	Основным вариантом сокращения выбросов диоксида серы в результате процесса является использование как можно более низкого содержания серы в исходном сырье. На практике сырье с низким содержанием серы обычно используются согласно качеству продукта, поскольку значительная часть серы остается фиксированной в продукте. Для контроля данных выбросов оксидов серы в этом процессе могут также использоваться те же методы борьбы с выбросами, которые могут использоваться на установке ФКК за исключением добавки катализатора DeSOX (см. раздел 5.12.8 Справочника).	Обычно применяется для установки прокалки нефтяного кокса дымовых газов

НДТ 47. В целях сокращения выбросов пыли в атмосферу в результате процесса коксования НДТ заключается в применении комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Электростатические фильтры (ЭСФ)	См.раздел 6.30.1.	Что касается существующих установок, то применимость может быть ограничена наличием свободного места. В целях производства обжига графита и анодного кокса применимость может быть ограничена из-за высокого удельного сопротивления

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
		частиц кокса
ii. Многоступенчатые циклонные сепараторы	См. раздел 6.30.1.	В целом применимо
iii. Технология обработки и хранения кокса	Покрытие и разгерметизация конвейерных лент. Использование аспирационных систем для извлечения или сбора пыли. Использование закрытой системы горячей продувки. Ограждение зон загрузки и поддержание положительного/отрицательного давления, выход через рукавные фильтры. В качестве альтернативы системы пылеудаления могут быть встроены в погрузочное оборудование. Транспортировка пневматически собранных мелких частиц из гидроциклонов в бункер с фильтрами отработанного воздуха. Системы сбора пыли предназначены для обработки, хранения и погрузки с использованием рукавных фильтров. Собранные мелкие частицы утилизируются на хранение закрытыми средствами (см. раздел 5.12.5 Справочника).	Смазка кокса иногда практикуется в жидком и прокаленном коксе, но редко применяется с замедленным коксом. Сбор и переработка коксовой мелочи в основном применимы к установкам прокалки нефтяного кокса, жидким коксующимся установкам и установкам для флексикокинга.
iv. Предотвращения выбросов взвешенных частиц	Системы сбора пыли используются во всех соответствующих разделах процессов коксования, чтобы обеспечить очистку: коксовый газ; газ, образующийся при охлаждении кокса в установке прокалки нефтяного кокса; сжигаются выхлопные газы из установки прокалки нефтяного кокса, которые также содержат коксовую мелочь. Горячие	Высокоэффективные гидроциклоны легче применять, чем ЭСФ.

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	дымовые газы проходят через котел-утилизатор, оснащенный системой сбора пыли. В дополнение к методу борьбы с выбросами взвешенных частиц, используемому на установке ФКК, рукавные фильтры также могут использоваться для процессов коксования	

6.14 Заключение по НДТ для производства битума

НДТ 48. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессе производства битума, НДТ заключается в обработке газов головных погонов с использованием одной из техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Термическое окисление газообразных продуктов при температуре выше 800 °C	См.раздел 6.30.6	Применяется для установки продувки битума
ii. Влажная очистка газов головных погонов колонны	См.раздел 5.13.2	Применяется для установки продувки битума

НДТ 49. Для предотвращения и сокращения выбросов в атмосферу в процессах хранения и транспортировки битумных материалов, НДТ заключается в условиях хранения с использованием одной из техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Хранение в надлежащих резервуарах для хранения в условиях соответствующих температур и изоляции азотной подушкой	Загрузка и разгрузка резервуара обычно производится следующим образом: если резервуар заполнен, то азот не поступает в резервуар, и давление снижается, позволяя части газа испариться; если резервуар разгружается с низкой скоростью, то небольшое количество азота поступает в резервуар; если скорость разгрузки выше, то необходимо использовать большее количество азота.	Общеприменимо для процессов производства, хранения, транспортировки битумных материалов
ii. Оснащение резервуара	См.раздел 5.13.1	Общеприменимо для процессов хранения

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
системой очистки		битумных материалов
iii. Оснащение системой вентиляции	вентиляция пахучих газов во время хранения битума и вентиляция операций смешивания/наполнения резервуаров в мусоросжигательной установке; использование компактных мокрых электрофильтров, которые, способны успешно удалять жидкий элемент аэрозоля, образующегося при верхней загрузке танкеров; адсорбция на активированном угле	Общеприменимо для процессов производства, хранения, транспортировки битумных материалов

НДТ 50. Для предотвращения и сокращения неконденсируемых продуктов, а также конденсатов из сепараторов могут сжигаться в специально сконструированной печи сжигания отходов, используя при необходимости вспомогательное топливо или в промышленных нагревателях.

Описание: При обезвреживании отходов производства, подлежащих сжиганию, используют печи (инсинераторы) с режимом работы при температуре не менее плюс (далее – "+") 1000 – +1200 градусов ºС с камерами дожига отходящих газов.

Применимость: Широко используется для избавления от паров битума.

6.15 Заключение по НДТ для процессов переработки сероводорода

НДТ 51. В качестве НДТ применительно к переработке сероводорода, НДТ должны применять техники «гидроочистки», «удаления серосодержащих газов, например, путем очистки амином», «установки извлечения серы» указанные в 6.30.3 и НДТ 64.

ПРОЕКТ DRAFT

6.16 Заключение по НДТ для производства водорода

НДТ 52. Для сокращения выбросов в атмосферу в процессах производства синтез-газа, НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Паровой риформинг метана	Установка парового риформинга должна подавать большое количество тепла при высокой температуре для реакции парового риформинга путем сжигания топлива, в результате чего большое количество тепла потенциально теряется в дымовых газах. В результате многие НПЗ рекуперируют тепло в рамках своей тепловой интеграции. Однако значения, приведенные в качестве более общего подхода потенциальное сокращение атмосферных выбросов, которое может быть достигнуто за счет синергии совместного производства. Все процессы, могут быть использованы на НПЗ для отвода пара в качестве ценного продукта, тем самым устраняя необходимость в выделенном производстве пара в других местах и непосредственно приводя к экономии энергии и выбросов CO2. Кроме того, если есть потребители CO2, может возникнуть спрос, например, со стороны сельского хозяйства, пищевой промышленности и производства напитков, или других химических объектов поблизости, и может возникнуть спрос на углекислый газ, который может быть продуктивно использован вместо того, чтобы выбрасываться в виде CO_2 (см. раздел 5.15.1 Справочника).	Полностью применим
ii. Технология частичного окисления	Парогазовая установка с внутрицикловой газификацией (ПУВГ) также может функционировать в качестве поставщика водорода, и в этом случае водород удаляется из синтез-газа (после удаления серы), где сырье реагирует при высоких температурах с кислородом (см. раздел 5.15.2 Справочника).	Капитальные и эксплуатационные затраты. Стандартными требованиями для производства химических веществ являются выработка более 200 МВт электроэнергии с помощью ПУВГ или использования водорода,

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
		монооксида углерода и пара в больших масштабах
iii. Риформинг с газовым нагревом	Техника риформинга с газовым нагревом обычно использует компактную установку, нагреваемую отходами высокотемпературного производства от сырого синтез-газа, часто с помощью реактора теплообменного типа после обычного генератора синтез-газа. В других примерах риформинга с газовым нагревом также может быть полностью интегрирован в генератор синтез-газа (см. раздел 5.15.3 Справочника).	Полностью применим.
iv. Технология очистки водорода	Использование нескольких слоев адсорбера, периодически переключающих поток газа из одного сосуда в другой, позволяет регенерировать адсорбент путем снижения давления и продувки, тем самым высвобождая адсорбированные компоненты. Десорбированный газ используется в качестве топлива в удобном месте. Использование систем короткоцикловой адсорбции водорода (КЦА) только для очистки водорода с целью снижения атмосферных выбросов. Использование остаточного газа КЦА в качестве топливного газа НПЗ в печи риформинга вместо топлива с более высоким соотношением C/H. Использование мембранной технологии, которая позволяет достичь коэффициента очистки 80 % объемного содержания (см. раздел 5.15.4 Справочника).	

ПРОЕКТ DRAFT

6.17 Заключение по НДТ для производства ароматических углеводородов

НДТ 53. В целях достижения общего сокращения выбросов в атмосферу в результате процесса производства ароматических углеводородов НДТ должны использовать комплексный подход по сокращению выбросов указанный в 6.30.

6.18 Заключение по НДТ для процессов хранения и транспортировки жидких углеводородных соединений

НДТ 54. Для снижения выбросов ЛОС в воздух при хранении летучих жидких углеводородных соединений НДТ заключается в использовании резервуаров для хранения с плавающей крышей, резервуары с понтоном, оснащенные высокоэффективными уплотнениями, или резервуар со стационарной крышей, подключенный к системе рекуперации паров.

Описание: см. Раздел 5.17 настоящего Справочника

Применимость

Применимость высокоэффективных уплотнений может быть ограничена для модернизации третичных уплотнений в существующих резервуарах. Предназначены только для вертикальных резервуаров со стационарной крышей.

НДТ 55. Для снижения выбросов ЛОС в воздух при хранении летучих жидких углеводородных соединений НДТ предусматривает применение одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Очистка резервуара для сырой нефти	Ручная очистка резервуара осуществляется рабочими, удаляющими осадок вручную	В целом применимо
	Полностью автоматизированные методы очистки резервуаров. В настоящее время такие установки проектируются с целью очистки резервуаров хранения сырой нефтью и нефтепродуктов. Автоматизированные методы очистки резервуаров, работающие в системах с замкнутым контуром, уменьшают выброс ЛОС в окружающий воздух.	Применимость такого метода ограничена типом и размером резервуаров, и типом обработки остатков.
ii. Применение замкнутой системы	Что касается внутреннего осмотра, то резервуары должны периодически опорожняться, очищаться и освбождаться от газов. Эта очистка включает в себя растворение осадка на дне резервуара. Системы с замкнутым контуром, которые могут быть объединены с мобильными техниками борьбы с выбросами в конце производственного цикла, предотвращают или сокращают выбросы ЛОС	Применимость может быть ограничена, например, типом остатков, конструкцией крыши резервуара или материалами резервуара
iii. Система организации хранения (Управление и контроль производственным	Поскольку резервуары для хранения являются одним из крупнейших источников выбросов ЛОС, сокращение количества	Техника преимущественно применяется на новых установках

ПРОЕКТ DRAFT

процессом)	используемых резевуаров способствует сокращению выбросов ЛОС. Вследствие этого сокращается количество осевших на дно резервуара взвешенных частиц и объем подтоварных сточных вод.	
iv. Окрашивание резервуаров, в светлые цвета имеющие теплоотражающий эффект	Предпочтительно окрашивать резервуары, содержащие летучие материалы, в светлый цвет по причинам, чтобы предотвратить излишнее испарение и предотвратить увеличения частоты испарения хранимой жидкости	Общепримениmo
v. Нижний налив нефтепродуктов	Фланцевый трубопровод налива-слива соединен с соплом, расположенным в самой нижней точке резервуара. Вентиляционная труба на резервуаре подключается к трубопроводу стабилизации давления газа, установке улавливания газов или к вентиляционному отверстию. В последнем случае ЛОС выбрасывается в атмосферу. Фланцевое соединение на трубопроводе налива имеет специальную конструкцию («блокировочное соединение»), которая позволяет отсоединять трубопровод с минимальными утечками/выбросами.	Техника преимущественно применяется на новых установках или при модернизации резервуарных парков
vi. Установка вторичных и третичных уплотняющих затворов крыши	Два или три слоя уплотнения на затворе плавающей крыши обеспечивают многократную защиту от выпуска ЛОС из резервуаров хранения нефтепродуктов.	Несколько уплотняющих затворов легко устанавливаются на новых установках

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 56. Для предотвращения загрязнения почвы и подземных вод при хранении жидких углеводородных соединений НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Программа технического обслуживания, включающая мониторинг, предотвращение и контроль коррозии	Система управления, включающая обнаружение утечек и эксплуатационный контроль для предотвращения переполнения, контроль запасов и основанные на риске процедуры осмотры резервуаров через определенные промежутки времени для подтверждения их целостности, а также техническое обслуживание для улучшения герметичности резервуаров, установка электрохимической защиты резервуаров. Он также включает в себя системное реагирование на последствия разливов, чтобы действовать до того, как разливы могут достичь подземных вод. Быть особенно усиленными в период технического обслуживания	В целом применимо
ii. Резервуары с двойным дном	Второе непроницаемое дно, которое обеспечивает меру защиты от выбросов из первого материала	Обычно применяется для новых резервуаров и после капитального ремонта существующих резервуаров (1)
iii. Непроницаемые геомембраны	Непрерывный барьер утечки под поверхностью всего дна резервуара	Полностью применимо для новых резервуаров и после капитального ремонта существующих резервуаров (1)
iv. Достаточный объем обваловочного пространства. Ограждение резервуарного парка	Обваловочное пространство резервуарного парка предназначено для сдерживания крупных разливов, потенциально вызванных разрывом оболочки или переполнением (как по экологическим соображениям, так и по соображениям безопасности). Размер и связанные с ним строительные правила, как правило, определяются местными нормативными актами	В целом применимо

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
v. Система обнаружения утечек	Такой метод предусматривает наличие смотрового люка, наблюдательных скважин и системы управления производственными ресурсами. Более продвинутые системы имеют зонды электронных датчиков или кабели проведения импульсов к датчику	Общеприменимо
vi. Герметичный настил на объекте	Мощение и бордюрное покрытие участка, где обрабатываются нефтепродукты необходимы для устранения возможного разлива материала.	Полностью применимо для новых и существующих объектов НПЗ
(1) Техники ii и iii могут быть неприменимы в целом в тех случаях, когда резервуары предназначены для продуктов, требующих нагрева для обработки жидкостей (например, битума) и там, где утечка невозможна из-за затвердевания.		

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 57. Для предотвращения или сокращения выбросов ЛОС в воздух в результате операций погрузки и разгрузки летучих жидких углеводородных соединений НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже, для достижения коэффициента извлечения паров не менее 95 %.

Техника	Описание	Применимость (1)
i. Рекуперация паров: а) Конденсация б) Поглощение в) Адсорбция г) Мембранное разделение д) Гибридные системы	См.Раздел 6.30.6	Обычно применимо к погрузочно-разгрузочным операциям
ii. Автоматизированная установка тактового налива (АУТН)	АУТН предназначена для прямого взвешивания и налива различных типов нефтепродуктов в цистерны через наливные телескопические трубы, а также для удаления и рекуперации паров из зоны загрузки. Установка обеспечивает полностью герметичный налив и оснащена современной системой фильтров, которая улавливает пары углеводородов и возвращает их обратно в систему.	Общеприменимо, Незначительная потребность в обслуживающем персонале; наличии блокировок, исключающих аварийные ситуации или ошибочные действия персонала; способность приема всех типов и моделей отечественных цистерн, курсирующих по железнодорожным путям, включая перспективные модели.
iii. Стабилизация давления пара в процессе налива нефтепродуктов	Использование уравнительных трубопроводов. Вытесненная смесь затем возвращается в расходный резервуар и, таким образом, заменяет откачанный объем жидкости. Пары, испаряемые во время наливных операций, возвращаются в загрузочный резервуар. Если резервуар со стационарной крышей, там они хранятся до улавливания или утилизации паров.	Обычно применимо к погрузочно-разгрузочным операциям.
iv. Поточное смешение	Поточное смешение сокращает общее количество операций по обработке потока нефтепродуктов. Вследствие чего, реже происходит налив-слив нефтепродуктов из резервуара, что приводит к сокращению общего объема	Обычно применимо к погрузочно-разгрузочным операциям и при модернизации НПЗ по блоку смешения фракций продуктов нефтепереработки.

ПРОЕКТ DRAFT

	выбросов в атмосферу. Оптимизированное соотношение компонентов в смеси отвечает всем значимым характеристикам готового продукта. Поточное смешение, в некотором смысле, выполняется путем проб и ошибок, а автоматизированный способ существенно сокращает время	
(1) Установка уничтожения паров (например, путем сжигания) может быть заменена установкой рекуперации паров, если рекуперация паров небезопасна или технически невозможна из-за объема возвращаемого пара.		

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для неметановых ЛОС и выбросов бензола в воздух в результате операций загрузки и разгрузки летучих жидких углеводородных соединений, приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для неметановых ЛОС и выбросов бензола в воздух в результате операций загрузки и разгрузки летучих жидких углеводородных соединений:

Параметр	Допустимые уровни выбросов, связанные с применением НДТ (в среднем за час) (1)
Неметановые ЛОС	0,15 – 10 г/Нм^3 (2) (3)
Бензол (3)	<1 мг/Нм^3
Почасовые значения в непрерывном режиме: 1.Более низкое значение достижимо с помощью двухступенчатых гибридных систем. 2.Верхнее значение достижимо с одноступенчатой адсорбционной или мембранной системой. 3.Мониторинг бензола может не потребоваться в тех случаях, когда выбросы НМЛОС находятся в нижней границе диапазона.	

НДТ 58. Для сокращения количества донных остатков НДТ заключается в применении техник разделения нефти и воды

Описание: Количество донных остатков в резервуаре сокращают путем тщательного разделения нефти и воды, оставшихся на днище резервуара. Фильтры и центрифуги также используются для извлечения и отправки нефти на переработку. Другие применяемые методы — это установка на резервуарах трубопровода с боковым ответвлением, струйных смесителей или использование химических веществ. Далее основной осадок и вода передаются на очистные сооружения НПЗ (см. раздел 5.17.10 Справочника).

Экологическая эффективность:

Донные остатки в резервуарах сырой нефти содержат большой процент твердых отходов на НПЗ, которые сложно поддаются утилизации из-за

ПРОЕКТ DRAFT

присутствия в них тяжелых металлов. Они состоят из тяжелых углеводородов, взвешенных частиц, воды, продуктов коррозии и отложений.

НДТ 59. Для сокращения и/или предотвращения разливов, утечек и других потерь, НДТ заключается в применении дополнительных техник хранения материалов

Описание: Надлежащее обращение и хранение материалов сводят к минимуму возможность разливов, утечек и других потерь, которые приводят к образованию отходов, выбросам в атмосферу и в водное пространство (см. раздел 5.17.13 Справочника).

а) Использование больших контейнеров вместо металлических емкостей.
б) Сокращение количества пустых металлических бочек для хранения нефти.
в) Хранение емкостей над поверхностью земли предотвращают образование коррозии в результате разливов или «потения» бетона.
г) Хранение контейнеров закрытыми, за исключением случаев опорожнения контейнера.
д) Регулярный осмотр
е) Оснащение резервуаров плавающей крышей.
ж) Проведение вентиляционных отверстий из резервуаров хранения серы в устройства с кислым газом или другие установки улавливания газов.
з) Вытяжная вентиляция из резервуарных парков к центральным системам борьбы с выбросами.
и) Установка самоуплотняющихся соединительных муфт для подсоединения шланга или слив нефтепродуктов через трубопровод.
к) Укладка изолирующих материалов и/или установка блокировочных устройств.
л) Обеспечение условий, при которых наливной рукав не приводится в действие до его полного размещения над контейнером.
м) Применение устройств или процедур, предотвращающих переполнение резервуаров.
н) Сигнализация аварийного уровня работает автономно от типовой системы учёта резервуарных запасов.

ПРОЕКТ DRAFT

6.19 Заключение по НДТ для процесса подготовки и переработки природного газа и попутного газа

НДТ 60. Для сокращения выбросов SO_2 при производстве продукции из природного газа НДТ заключается в применении НДТ 79 и НДТ 80.

НДТ 61. Для сокращения выбросов NOx при производстве продукции из природного газа НДТ должны применять техники, указанные в разделах 6.28 и 6.30, но не ограничиваясь перечисленными техниками

НДТ 62. Для предотвращения выбросов ртути из природного газа НДТ заключается в удалении ртути и рекуперации ртуть содержащего шлама для утилизации отходов.

НДТ 63. Для предотвращения выбросов ЛОС во время эксплуатации терминалов природного газа и других процессов необходимо предотвращать выбросы природного газа и выработанного газообразного технологического топлива в процессах НПЗ, НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже, но не ограничиваясь.

i. минимизация частоты использования элементов камеры пуска / приема скребка, работая с герметиками на высокой скорости, т.е. используя условия эмульсионного режима;
ii. свести к минимуму случайную остановку и вентиляцию технологической установки (при необходимости, например, для целей технического обслуживания, сбоя и переналадки) с помощью соответствующего выбора и проектирования установки;
iii. избегать использования хладагентов для контроля точки росы газа, которые представляют серьезную экологическую проблему;
iv. конденсация и сжигание верхних продуктов и любого газа, выделяемого из хранилищ и установок регенерации гликоля и метанола;
v. применить программу обнаружения и устранения утечек (LDAR);

НДТ 64. НДТ заключается в удалении сероводорода амином из природного газа (процесс «подслащивания»)

Описание: Многие реакции могут протекать в процессе, когда H_2S поглощается водным смешанным раствором амина, главным образом путем переноса протонов.

Экологическая эффективность: Снижение концентрации H_2S в природном газе.

Применимость: Полностью применим.

PROJECT DRAFT

6.20 Заключение по НДТ для процесса сепарации природного и попутного нефтяного газа

НДТ 65. Для предотвращения и сокращения выбросов ЛОС, НДТ заключается в использовании оборудования с высокой степенью герметичности (см. раздел 6.30.6)

НДТ 66. Для сокращения потерь углеводородных компонентов и их максимального извлечения из газов, НДТ заключается в использовании одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Техника отбензинивания газов (техника извлечения целевых углеводородных компонентов из газов) низкотемпературной сепарацией	НДТ является техника извлечения углеводородов С3+ низкотемпературной сепарацией (НТС) при температурах от -10 до -25°С и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов С3+, а газовая - из метана и этана. Эффективность работы установок НТС зависит от состава исходного газа, температуры и давления в низкотемпературном сепараторе. Чем ниже температура процесса и чем больше содержание в исходном газе тяжелых углеводородов, тем больше степень извлечения последних. Продукцией является газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан), газ стабилизации.	Общеприменимо, при условии наличия внешних источников бесперебойного снабжения природным газом. Применительно к газообразному технологическому топливу при возможности НПЗ большей и качественной выработки газообразного топлива
ii. Техника извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации (НТК) или низкотемпературной конденсации и ректификации	НДТ является техника извлечения углеводородов С3+ низкотемпературной конденсацией (НТК) углеводородного сырья (сырьевого природного газа) при температурах до -120°С (температура на выходе из турбодетандера) и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Продукцией являются: газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан). Использование внешних холодильных циклов позволило достичь степени извлечения этана до 87%, пропана - до 99%, бутана и	Общеприменимо

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	высших - до 100%.	
iii. Техника сорбционного отбензинивания газов	НДТ является техника сорбционного отбензинивания газов с возможностью применения: установки низкотемпературной абсорбции (НТА) тяжелых углеводородных компонентов; установки деэтанизации; криогенной установки глубокой переработки сухого отбензиненного газа.	Общеприменимо
iv. Техника очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений	НДТ является техника переработки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и очистки ШФЛУ от сернистых соединений.	Общеприменимо
v. Техника получения сжиженных углеводородных газов (СУГ)	НДТ является техника получения СУГ с возможностью применения: установки низкотемпературного разделения газа, установки получения пропана и пропан-бутана.	Общеприменимо
vi. Техника выделения гелия из природного газа	НДТ является техника выделения гелия из природного газа с возможностью применения: установки получения гелия, этана и ШФЛУ, установки получения гелиевого концентрата и выделения этановой фракции и ШФЛУ, установки ожижения гелия.	Общеприменимо, при модернизации НПЗ и ГПЗ
vii. Техника ректификационного разделения ШФЛУ (газофракционирующие установки)	НДТ является техника разделения ШФЛУ методом ректификации на ГФУ с использованием пара в качестве обогревающего агента по полной схеме переработки (получение в качестве продукции индивидуальных компонентов - пропан, бутан, изобутан, пентан, изопентан, С6+ или их смеси), или по сокращенной схеме переработки (получение в качестве продукции - пропан, бутановая фракция, пентановая фракция или фракция С5+).	Общеприменимо

6.21 Заключение по НДТ для процессов систем охлаждения

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ 67. Для предотвращения потерь углеводородов в процессах охлаждения и сокращения выбросов в атмосферу, НДТ заключается в предотвращении утечки углеводородного сырья в охлаждающую среду посредством непрерывного мониторинга, связанном с системой обнаружения утечек (Программа LDAR См.Раздел 6.30.6).

НДТ 68. Для сокращения загрязнения сточных вод и повышения их качественной очистки НДТ заключается в разделении охлаждающих и технологических вод.

Описание: Поскольку технологические воды, как правило, более загрязнены, чем охлаждающие воды, важно поддерживать их разделение. Только в тех случаях, когда охлаждающие воды нуждаются в обработке (системы рециркуляции), их следует смешивать, и то только в нужном месте (после первичной обработки технологических вод).

Экологическая эффективность: Сегрегация уменьшает загрязнение охлаждающей воды нефтью, поступающим из других вод. Это увеличивает извлечение нефти установкой очистки сточных вод.

6.22 Заключение по НДТ для энергетической системы

В настоящем разделе представлен неполный перечень техник для энергетической системы. Подробный перечень техник по повышению энергоэффективности, улучшению интеграции и рекуперации тепла рассматриваются в Справочнике по НДТ «Энергетическая эффективность при осуществлении хозяйственной и/или иной деятельности».

НДТ 69. Для снижения потребления пара, и эффективного управления им в технологических процессах НПЗ, НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Замена на инертный газ, такой как N2	Инертный газ, такой как N_2, может быть альтернативой пару для операций по зачистке, особенно для более легких продуктов	Общеприменимо
ii. Рекуперация отработанного тепла	Рекуперация отработанного тепла в котлах-утилизаторах из горячих дымовых газах (например, дымовых труб) и потоков горячих продуктов	Применимо преимущественно на новых установках или в процессе модернизации установок

НДТ 70. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух, а также сокращения тепловой энергии от технологических процессов НПЗ,

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ заключается в применении одной или комбинации техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Использование альтернативных видов топлива (природный газ, газообразное технологическое топливо)	Применение более калорийного вида топлива, например природный газ, газообразное технологическое топливо может положительно повлитять на энергосбережение систем НПЗ, а также сокращению выбросов SO_2, NOx, CO_2, металлов и твердых веществ.	Общеприменимо, при условии наличия внешних источников бесперебойного снабжения природным газом. Применительно к газообразному технологическому топливу при возможности НПЗ большей и качественной выработки газообразного топлива
ii.Гидроочистка жидкого технологического топлива	Потоки жидкого технологического топлива образуются в результате различных процессов, таких как установки для дистилляции сырой нефти, вакуумная дистилляция, термический крекинг, каталитический крекинг и гидрокрекинг остатков. За исключением последнего содержание серы в этих остатках может контролироваться только выбором исходного сырья. Гидроочистка топлива снижает содержание азота, серы и металлов в сырье, что, в свою очередь, снижает выбросы SO_2, NO_X и взвешенных частиц	Общеприменимо
iii.Горелки с низким выбросом NO_X Горелки с ультранизким выбросом NO_X	Горелки с низким выбросом NO_X, как воздушные, так и топливные, имеют целью снижение пиковых температур, снижение концентрации кислорода в зоне первичного сгорания и сокращение времени пребывания при высоких температурах, тем самым уменьшая термически образующийся NO_X. Кроме того, в случае горелок, работающих на топливе, гипостехиометрические условия, создаваемые вторичным пламенем после дополнительного добавления топлива, создают дальнейшее химическое восстановление NO_X в N2 радикалами NH_3, HCN и CO. Горелки со сверхнизким выбросом NO_X добавляют внутреннюю или внешнюю	Общеприменимо

ПРОЕКТ DRAFT

	рециркуляцию дымовых газов в базовую конструкцию горелок с низким выбросом NO_X, что позволяет снизить концентрацию кислорода в зоне горения и дополнительно снизить выброс NO_X, воздействуя, в частности, на сжигание топлива.	
iv.Повышение коэффициента полезного действия	а) Модернизация печей и котлов на увеличение коэффициента полезного действия достигается следующими условиями: б) Оптимизация работы печи и, следовательно, эффективности сгорания за счет расширенного контроля параметров работы (соотношение воздух/топливо для топливной смеси, избегание потерь физического тепла за счет оптимизации избытка воздуха). в) Высокая тепловая эффективность конструкции нагревателя/котла с хорошими системами управления (например, кислородная отделка). г) Минимизация потерь тепла через выхлопные газы (например, минимизация потерь тепла через несгоревшие газы (H_2, CO) или несгоревшие остатки, т.е. потери при прокаливании). д) Непрерывный контроль температуры и концентрации O_2 дымовых газов для оптимизации горения. Также может быть рассмотрен вопрос о мониторинге CO. е) Поддержание высокого давления в котле. ж) Подогрев топлива, заправляемого в котлы. з) Подогрев питательной воды котла паром (см. также Раздел 3.23). и) Предотвращение конденсации выхлопных газов на поверхностях. к) Минимизация собственных потребностей с помощью высокоэффективных насосов, вентиляционных отверстий и другого оборудования. л) Оптимизация условий горения. м) Методы контроля выбросов CO, такие как: н) исправная работа и контроль	Применимо преимущественно на новых печах и котлах технологических установок или в процессе модернизации установок

ПРОЕКТ DRAFT

	o) постоянная подача жидкого топлива во вторичное отопление п) хорошее смешивание выхлопных газов р) каталитическое дожигание. с) Регулярная очистка горячей трубки нагревателя от накипи и горячая конвекционная очистка (сухая обработка). т) Регулярная очистка поверхности нагрева (выдувание сажи) для жидкого топлива или комбинированного сжигания. у) Керамические покрытия для защиты технологических труб от окисления и предотвращения образования накипи. ф) Огнеупоры с высокой излучательной способностью для улучшения теплопередачи, например, путем нанесения керамических покрытий.	
v.Использование техник по снижению выбросов	См.Раздел 6.30.	Общеприменимо

Ожидаемые выбросы CO, SO_2, NO_X из печей и котлов с установленной горелкой с низким / ультранизким выбросом установлены в НДТ 75, НДТ 78, НДТ 79.

ПРОЕКТ DRAFT

6.23 Заключение по НДТ для интегрированного управления нефтеперерабатывающим заводом

НДТ 71. Для предотвращения или сокращения неорганизованных выбросов ЛОС НДТ предусматривает применение техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Техники, связанные с проектированием установки	Ограничивать количество потенциальных источников выбросов, максимизируя собственные параметры локализации процесса, выбирая оборудование с высокой степенью герметичности, облегчая деятельность по мониторингу и тех. обслуживанию путем обеспечения доступа к потенциально протекающим компонентам	Применимость может быть ограничена для существующих единиц измерения
ii. Техники, связанные с установкой и вводом в эксплуатацию установок	Четко определенные процедуры строительства и монтажа надежные процедуры ввода в эксплуатацию и передачи для обеспечения того, чтобы установка была сооружена в соответствии с проектными требованиями	Применимость может быть ограничена для существующих единиц измерения
iii. Техники, связаные с эксплуатацией установок	Использовать программы обнаружения и ремонта утечек на основе риска (LDAR) для выявления утечек компонентов и устранения этих утечек.	В целом применимо

6.24 Утилизация тепла дымовых газов

НДТ 72. Для предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу в процессе утилизации тепла дымовых газов, НДТ заключается в перераспределении горячих потоков газа или потоков сырья.

6.25 Комбинированные / комплексные установки НПЗ

Комбинированные / комплексные установки НПЗ являются системой нескольких различных технологических процессов.

НДТ 73. В целях достижения общего сокращения выбросов в атмосферу в результате процессов, осуществляемых на данных установках, НДТ должны использовать комплексный подход по сокращению выбросов

ПРОЕКТ DRAFT

указанный в 6.30 и НДТ, а также НДТ по соответствующим технологическим процессам, указанным в 6 разделе настоящего Справочника по НДТ.

6.26 Методы управления отходами

НДТ 74. Для достижения общего сокращения отходов от технологических процессов нефтепереработки, НДТ должны организовывать обработку и обращение со шламом, используя одну или комбинацию технологий, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Предварительная очистки и очистка шлама	С целью уменьшения объема и остаточного содержания углеводородов с целью экономии затрат на последующую переработку или утилизацию, применяются методы: - механическое обезвоживания шлама с помощью декантеров; - осушка и/или сжигание Термическая переработка подразумевает процессы испарения. Испарение происходит в результате косвенного нагрева и/или разрушения органических компонентов путем термического окисления (сжигания)	Общеприменимо, Использование нефтешламов в процессах коксования возможна при наличии такой установки и соответствующих технических характеристик конечного продукта
ii. Биологическое разложение отходов	Метод биоразложения использует микроорганизмы которые либо уже присутствуют в отходах, либо следует добавить их (если разложение предполагает их наличие). Используют углеводородокисляющие микроорганизмы, которые специально отбирают и подготавливают в виде препаратов.	Общеприменимо
iii. Передача на утилизацию специализированной организации по утилизации отходов		Общеприменимо

6.27 Методы комплексного управления выбросами

НДТ 75. Применение методов снижения выбросов CO

Критерии оценки: Технологические решения

Описание: Котлы CO и катализаторы восстановления CO (и NO_X). Первичные меры по снижению выбросов CO:

а) соответствующий оперативный контроль;

ПРОЕКТ DRAFT

б) постоянная подача жидкого топлива во вторичный обогреватель;
в) соответствующее перемешивание выхлопных газов;
г) каталитический дожиг;
д) окисляющие катализаторы.

Экологическая эффективность: Снижение выбросов CO. Выбросы на выходе из печи / котла CO: <100 мг / Нм3. В случае обычного сжигания концентрация CO ниже 50 мг/Нм3 достижима при температурах выше 800 ° C, при достаточной подаче воздуха и достаточном времени удерживания.

Соответствующий мониторинг выбросов отражен в НДТ 4.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов CO в воздух от установок сжигания (печи и котлы), приведены в таблице 6.8.

Таблица 6.8 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов CO в воздух от установок сжигания (печи и котлы)

Установка	Загрязняющее вещество	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (среднемесячные), мг/Нм3
Печи на любом топливе	CO	Менее 100

НДТ 76. Применение методов контроля выбросов CO2

Критерии оценки: Мероприятия «нетехнического характера»

Описание: В отличие от обработки дымовых газов SO2, NOX или взвешенными частицами, подходящая техника снижения выбросов CO2 недоступна. Доступны методы сокращения выбросов CO2, которые заключаются в:

а) эффективном управлении энергопотреблением, включая:
- улучшение теплообмена между потоками нефтеперерабатывающих заводов;
- интеграция процессов нефтепереработки во избежание промежуточного охлаждения компонентов;
- улавливание отходящих газов и их использование в качестве топлива (например, улавливание факельного газа);
- использование теплоты дымовых газов;

а) эффективных методах производства энергии; это означает максимально возможную рекуперацию энергии от сгорания топлива;

б) улавливание, транспортировку и связывание (CCS - улавливание и хранение углерода) выбросов CO2.

Экологическая эффективность: Снижение выбросов CO2.

НДТ 77. Для снижения выбросов NO_X , SO_2 , CO, взвешенных частиц и других загрязняющих веществ от технологических установок НПЗ и ГПЗ

ПРОЕКТ DRAFT

следует использовать одну или несколько техник указанные в разделе 6.30, но не ограничиваясь.

НДТ 78. Для достижения общего сокращения выбросов NO_X в воздух из установок сжигания, установок ФКК, НДТ должны использовать комплексные техники управления выбросами, указанные в разделе 6.30.2.

Описание

Данная техника заключается в комплексном управлении выбросами NO_X из нескольких или всех установок сжигания и установок ФКК на НПЗ и ГПЗ путем внедрения и эксплуатации наиболее подходящей комбинации НДТ на различных соответствующих установках и мониторинга их эффективности.

Данная техника особенно подходит для НПЗ:

1) с признанной сложностью установок и технологии процессов, множественностью установок для сжигания и технологических установок, взаимосвязанных с точки зрения их сырья и энергоснабжения;

2) с частыми корректировками процесса, необходимыми в зависимости от качества получаемого сырья;

3) с технической необходимостью использовать части сырья в качестве технологического топлива, что приводит к частой корректировке топливной смеси в соответствии с требованиями процесса.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов NO_X в воздух от установок сжигания (печи и котлы), приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов NO_X в воздух от установок сжигания (печи и котлы)

Установка	Загрязняющее вещество	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, (среднемесячные), мг/Нм3
Печь на газовом топливе	NOx	30-100 (для новых установок) 30-150 (для существующих установок)
Печь на комбинированном топливе	NOx	30-300

Мониторинг, связанный с НДТ 78

НДТ для мониторинга выбросов NOx в рамках комплексной техники управления выбросами, как и в НДТ 4, дополняется следующим:

план мониторинга, включающий описание контролируемых процессов, перечень источников выбросов и потоков источников (продукты, отработанные газы), контролируемых для каждого процесса, а также описание используемой

ПРОЕКТ DRAFT

техники (расчеты, измерения), а также лежащие в основе допущения и связанный с ними уровень достоверности;

непрерывный контроль расхода дымовых газов соответствующих установок путем прямого измерения;

система управления данными для сбора, обработки и представления всех данных мониторинга, необходимых для определения выбросов из источников, охватываемых мониторингом комплексного управления выбросами.

НДТ 79. Для достижения общего сокращения выбросов SO2 в воздух из установок сжигания, УФКК и установок извлечения серы из отработанных газов НДТ должны использовать комплексные техники управления выбросами указанные в 6.30.3.

Описание

Данная техника заключается в комплексном управлении выбросами SO_2 из нескольких или всех установок сжигания, установок ФКК и установок извлечения серы на НПЗ путем внедрения и эксплуатации наиболее подходящей комбинации НДТ на различных соответствующих установках и мониторинга их эффективности таким образом, чтобы обеспечить достижение уровней выбросов, связанных с применением НДТ (см. таблицу 6.9).

Данная техника особенно подходит для следующих НПЗ:

- с признанной сложностью объекта, множественностью установок для сжигания и технологических установок, взаимосвязанных с точки зрения их сырья и энергоснабжения;
- с частыми корректировками процесса, необходимыми в зависимости от качества получаемого сырья;
- с технической необходимостью использовать часть технологических остатков в качестве внутреннего топлива, что приводит к частой корректировке топливной смеси в соответствии с требованиями процесса.

Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов SO_2 в воздух от установок сжигания (печи и котлы), приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10 - Уровни выбросов, связанные с применением НДТ, для выбросов SO_2 в воздух от установок сжигания (печи и котлы)

Установка	Загрязняющее вещество	Уровни выбросов, связанные с применением НДТ (среднемесячные), мг/Нм3
Печь на газовом топливе	SO_2	5-35
Печь на комбинированном топливе	SO_2	35-400

Мониторинг, связанный с НДТ 79

ПРОЕКТ DRAFT

НДТ для мониторинга выбросов SO_2, установленный в НДТ 4, дополняется следующим:

1) план мониторинга, включающий описание контролируемых процессов, перечень источников выбросов и потоков источников (продукты, отработанные газы), контролируемых для каждого процесса, а также описание используемой техники (расчеты, измерения), а также имеющиеся допущения и связанный с ними уровень достоверности;

2) непрерывный контроль расхода дымовых газов соответствующих установок путем прямого измерения;

3) система управления данными для сбора, обработки и представления всех данных мониторинга, необходимых для определения выбросов из источников, охватываемых мониторингом комплексного управления выбросами.

6.28 Минимизация отходящих газов и их обработка

НДТ 80. В целях минимизации отходящих газов и их обработки НДТ должны использовать одну или комбинацию техник, приведенных ниже.

Техника	Описание	Применимость
i. Восстановление серы и уменьшения выбросов SO	Прежде чем элементарная сера может быть извлечена в УПС, топливные газы (в первую очередь метан и этан) необходимо отделить от сероводорода. Обычно это достигается растворением сероводорода в химическом растворителе (абсорбция). Чаще всего используются амины. Также можно использовать сухие адсорбенты, такие как молекулярные сита, активированный уголь, железная губка и оксид цинка (см. раздел 5.27.1 справочника). Установка аминовой обработки производит два потока для дальнейшего использования / обработки в последующих установках: поток очищенного газа с остаточным содержанием H2S. и поток концентрированного H2S / кислого газа, который направляется в УПС для извлечения серы.	Потоки технологических отходящих газов из установки для коксования, установок каталитического крекинга, установок гидроочистки и установок гидроочистки могут содержать высокие концентрации сероводорода, смешанного с легкими топливными газами нефтеперерабатывающих заводов. Дополнительная обработка, такая как конвертер COS, необходима для обеспечения надлежащего удаления серы из отходящего газа из установок коксования. Также важны аварийные скрубберы H2S.
ii. Установки производства серы (УПС). Повышение эффективности процесса	Процесс Клауса состоит из частичного сжигания газового потока, богатого сероводородом (с одной третью стехиометрического количества воздуха), а затем реакции образующегося диоксида серы и	Общеприменимо на установках регенерации серы (установки Клауса)

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
Клауса	несгоревшего сероводорода в присутствии активированного катализатора оксида алюминия с получением элементарного сера. Приведенные ниже методы можно использовать и модифицировать для существующих блоков УПС для повышения эффективности процесса Клауса. Усовершенствованная уникальная система горелки и улучшенные условия горения для достижения минимальной температуры 1350 ° C, что позволяет лучше разлагать аммиак и меркаптаны в камере сгорания и уменьшать засорение каталитического слоя Клауса солями аммония. Процесс с использованием высокоэффективных катализаторов (например, Selectox), которые можно использовать в комбинации с первой ступенью установки Клауса для ускорения окисления H2S до SO2 без использования пламени. Они позволяют значительно повысить эффективность извлечения серы. Автоматическое управление подачей воздуха в печь реакции Клауса оптимизирует извлечение серы (см. раздел 5.27.2 Справочника).	
iii. Установки очистки отходящих газов (УООГ). Окисление до SO2 и извлечение серы из SO2	Процесс WELLMAN-LORD, при котором сульфит натрия реагирует с SO2 в дымовых газах с образованием бисульфита натрия. Концентрированный раствор собирают и выпаривают для регенерации. На стадии регенерации с использованием пара бисульфит натрия расщепляется, чтобы высвободить сульфит натрия, который будет возвращен обратно в дымовые газы. Процесс CLINTOX, при котором частицы серы сжигаются для превращения в SO2, который затем абсорбируется физическим растворителем, отделяется от растворителя и возвращается в установку Клауса для замены кислорода в воздухе и увеличения емкости серы. агрегат печи Клауса.	УООГ применимы как к новым, так и к существующим заводам.

ПРОЕКТ DRAFT

Техника	Описание	Применимость
	Процесс LABSORB, основанный на цикле абсорбции / регенерации, включая использование абсорбирующего раствора, содержащего едкий натр и фосфорную кислоту, для улавливания SO2 в виде бисульфита натрия. Установки очистки остаточных газов увеличивают общее извлечение H2S и снижают выбросы серы на нефтеперерабатывающем заводе.	
iv. Десульфуризация дымовых газов	(см раздел 6.32.3)	Применимы ко всем новым установкам
v. Применение блоков улавливания паров (VRU)	Применение блоков улавливания паров (VRU) для предотвращения утечки этих паров в атмосферу нацелены на сбор углеводородов для повторного использования. В некоторых случаях восстановление неэкономично, и предпочтение будет отдаваться установкам для уничтожения паров (VRU). Системы улавливания паров включают два процесса: сепарация углеводородов от воздуха; сжижение выделенных паров углеводородов (см раздел 6.32.6)	применимы ко всем новым установкам, которые имеют потенциальные диффузные выбросы. Для существующих единиц применимость может быть ограничена различными ограничениями, и следует прилагать усилия для включения этих методов с течением времени в рамках процесса постоянного улучшения.

6.29 Очистка сточных вод

НДТ 81. Если требуется дальнейшее удаление органических веществ или азота, то НДТ предусматривает использование дополнительных этапов очистки, описанных в разделе 6.31.

Уровни сбросов, связанных с НДТ: См. НДТ 12

НДТ 82. Для увеличения повторного использвания сточных вод НДТ заключается в использовании отпарки кислых вод с промывочной водой в отпарных колоннах.

Описание: Кислая вода с различных установок НПЗ большей частью отпаривается на отпарной колонне кислой воды. Обычно ее повторно используют вместе с промывочной водой (из установки перегонки нефти) на установке обессоливания. Это основной источник отработанной воды на НПЗ.

-Одноступенчатая отпарка

-Двухступенчатая отпарка (см. раздел 5.28.1 Справочника).

Экологическая эффективность:

ПРОЕКТ DRAFT

Одноступенчатая отпарка

Данные по установке отпарки кислых стоков

	Источник	Поток	Состав мин./макс.	Комментарии
Выбросы: кислый газ	Отходящий газ из колонны направляется на установку извлечения серы.	Действующий внутри объекта	В основном сероводород H2S и аммиак NH3. Содержание зависит от качества сырой нефти и конфигурации НПЗ	Двухступенчатая отпарка позволяет разделить кислый газ в потоке: на богатый сероводором H2S и нитратом аммония NH3. Вследствие этого их очистка проходит эффективнее.
Сточные воды: очищенные кислые стоки	Сточные воды отпарной колонны используются в качестве промывочной жидкости на установке обессоливания или направляются на очистные сооружения	20-50 м3/ч на НПЗ мощностью 5 Мт/г.	ХПК: 500 мг/л водорода H2S: 10 мг/ Фенол: 30-100 мг/л нитрат аммония NH3: 75-150 мг/л	Объем очищенных кислых стоков снижается, если подать меньше пара в технологических установках и увеличить время эксплуатации ребойлера.

Очищенная кислая вода направляется на станцию очистки сточных вод или, предпочтительно, на технологические установки для повторного использования после ее охлаждения (если это необходимо). К тому же, очищенные кислые стоки используют в качестве опреснительной промывочной жидкости при условии, что уровень ее загрязнения не превышает нормы (содержание аммиака NH3 менее 150 ppm и сероводорода S2 менее 20 част./млн). Такие ограничения требуются для предотвращения коррозии в нижерасположенных установках (например, в системе УППН верхнего уровня).

Двухступенчатая отпарка

Производительность двухступенчатой установки отпарки кислых стоков на НПЗ в г. Холборн

Параметры	Колонна подачи стоков 1 (мг/л)	Колонная выхода стоков 2 (мг/л)	Очищенные стоки (мг/л)
ХПК	14 400	599	37
Углеводороды	98	4	1,1
Неорганический азот .	1 373	6	7
NH4-N	1 372	5	5
Фенолы	182	141	0,1

ПРОЕКТ DRAFT

Сульфиды	1 323	5	0,5

При двуступенчатом процессе отпарки кислых стоков в целом достигается удаление сероводорода H2S и аммиака NH3 соответственно на 98% и 95 %. Остаточная концентрация в отпаренных водах находится в диапазоне 0,1-1,0 мг/л и 1-10 мг/л соответственно. Следовательно, содержание сульфида и аммония, подлежащие извлечению, значительно ниже. Это позволяет не применять дополнительный этап очистки (например, нитрификацию /денитрификацию).

Декантация и усреднения состава кислых стоков

Дополнительная установка резервуара кислых стоков достаточной емкости уравнивает содержание примесей и химических веществ в смешанных стоках.

Экологические показатели и эксплуатационные данные

Потребление электроэнергии (кВт*ч/т)	Расход пара (кг/т)	Расход кислоты и едкого натра
2-3	100-200	Нет данных

Использование второй отпарной колонны приводит к большим энергозатратам и использованию дополнительных химических веществ, регулирующих pH (кислота, едкого натра).

Применимость: Двухступенчатая отпарка: в случае, когда кубовый остаток отпарной колонны не используется повторно, а направляется на биоочистку, он все равно содержит слишком много нитрата аммония NH3. В случае модернизации в пользу двухступенчатой установки, имеющиеся секции преобразуется в концентраторы для уменьшения размера установки. Более или менее чистый поток аммиака из верхней части второй отпарной колонны направляется в горячий дымовой газ печи или в котел дожига угарного газа установки ФКК для снижения содержания оксида натрия NOX.

НДТ 83. В целях сокращения и максимального извлечения углеводородов из источника сбросов сточных вод, в качестве НДТ необходимо использовать одну или несколько техник, представленных ниже:

Сточные воды с бензолом, фенолом и углеводородами легко и эффективно очищаются в месте их образования, а не на станции очистки сточных вод после их смешивания со стоками из других установок.

i. Извлечение бензола из сточных вод азотом или сжатым воздухом
ii. Жидкостная экстракция фенола из сточных вод с использованием противоточной экстракционной колонны.
iii. Окисление влажным воздухом под высоким давлением (>20 бар изб.)
iv. Окисление под низким давлением (<20 бар изб.).

Экологическая эффективность:

ПРОЕКТ DRAFT

Техника i: НПЗ использует эту систему для утилизации 1 895 л/сут сточных вод, содержащих 50 част./млн бензола, 100 част./млн толуола/ксилолов и 100 част./млн других углеводородных жидкостей. Установка переработки сточных вод последовательно снижала содержание бензола до уровня ниже 500 част./млрд. Ежегодно около 35 000 кг углеводородной жидкости возвращается на НПЗ в качестве сырья. Этот метод также применяется для извлечения МТБЭ.

Техника ii: На 99% и выше очищаются сточные воды или концентрация рафината снижается до 1 част. /млн. Сточные воды, содержащие >1% фенолов, обрабатывали до получения очищенной воды с содержанием фенола менее 1 част. /млн (эффективность: выше 99%). Фенолсодержащие сточные воды также очищаются микробиологическим способом.

Техника iii: Эффективность борьбы с выбросами составляет 99%.

Техника iv: Эффективность очистки составляет 60-90%.

Применимость: Техника 1: используется для очистки обессоленной воды и сточных вод с заводов, работающих с бензолом, толуолом, этилбензолом.

Техника 2: Разработана для очистки сточных вод с содержанием фенола от нескольких сотен част./млн до насыщения (примерно 7%) и выше.

НДТ 84. Дополнительная очистка сточных вод

Критерии оценки: Сопутствующие организационные мероприятия

Описание: Методы снижения содержания солей в сточных водах включают: ионный обмен, мембранные процессы или осмос. Металлы отделяются методами осаждения, флотации, извлечения, ионного обмена или вакуумной дистилляции.

НДТ 85. Для совершенствования очистки сточных вод НДТ заключается в организации комплексно застроенных водно-болотных угодий

Взаимосвязанные бассейны или лагуны, засаженные широким разнообразием видов водных растений, позволяют проводить последующую очистку сточных вод (см. раздел 5.28.5 Справочника).

Экологическая эффективность: снижаются Уровни выбросов азота и фосфора, БПК, ХПК, ОВЧ, Общее содержание органического углерода.

Энергия экономится по сравнению с обычной обработкой. Сокращаются выбросы парниковых газов. Никакие химические вещества не используются. Удаление осадка не требуется.

Применимость: Метод «Комплексно застроенные водно-болотные угодья» может применяться в широком диапазоне обстоятельств, например, при высоких или низких концентрациях загрязняющих веществ и скоростях гидравлической нагрузки, которые могут изменяться с течением времени. «Комплексно застроенные водно-болотные угодья» может быть построен как совершенно новый объект или может быть частью существующего водно-болотного угодья, объекта водного ландшафта или установкой очистки сточных вод. Требования к

ПРОЕКТ DRAFT

земле, связанные с «Комплексно застроенные водно-болотные угодья», могут ограничивать их применение, например, требования к земле могут варьироваться от 10 м2 до многих гектаров в зависимости от объема производимых сточных вод и характеристик их загрязнения.

ПРОЕКТ DRAFT

ГЛОССАРИЙ

6.30 Описание техник предотвращения и контроля выбросов в атмосферу

6.30.1. Пыль

Техника	Описание
Электростатический фильтр (ЭСФ)	Электростатические фильтры работают таким образом, что частицы заряжаются и разделяются под воздействием электрического поля. Электростатические фильтры способны работать в широком диапазоне условий. Эффективность борьбы с выбросами может зависеть от количества полей, времени пребывания (размера), свойств катализатора и устройств для удаления частиц в верху колонны. В установках ФКК обычно используются ЭСФ с тремя электрополями и ЭСФ с четырьмя электрополями. ЭСФ используются при сухом режиме или с впрыском аммиака для улучшения сбора частиц. Эффективность улавливания ЭСФ в процессах прокалки сырого кокса ниже из-за трудности частиц кокса электрически заряжаться.
Многоступенчатые циклонные сепараторы	Циклонное устройство или система, устанавливаемые после двух ступеней циклоной очистки. Используется термин «сепаратор третьей ступени», общая конфигурация состоит из одного сосуда, содержащего множество обычных циклонов или усовершенствованную технологию вихревых труб. Что касается ФКК, то производительность в основном зависит от концентрации частиц и распределения по размерам катализаторной пыли после внутренних циклонов регенератора
Центробежный скруббер	Центробежный скруббер сочетает в себе циклонный принцип и интенсивный контакт с водой, например, скруббер Вентури
Трехступенчатый обратный фильтр	Керамические или металлокерамические фильтры обратной продувки, в которых после удержания на поверхности в виде кека твердые частицы вытесняются путем обратного потока. Вытесненные твердые частицы затем удаляются из системы фильтра.

ПРОЕКТ DRAFT

6.30.2 Оксиды азота (NOx)

Техника	Описание
Модификации для сжигания	
Ступенчатое сжигание	Ступенчатая подача воздуха – включает в себя субстехиометрический обжиг на первой стадии и последующее добавление оставшегося воздуха или кислорода в печь для полного сжигания. Ступенчатое сжигание топлива – в горелочной головке разгорается низкоимпульсное первичное пламя; вторичное пламя охватывает источник первичного пламени, снижая температуру в середине
Рециркуляция дымовых газов	Повторное впрыскивание отработанного газа из печи в пламя для снижения содержания кислорода и температуры пламени. Специальные форсунки, использующие внутреннюю рециркуляцию дымовых газов для охлаждения источника пламени и уменьшения содержание кислорода в самой горячей части пламени
Использование горелок с низким образованием NOX (LNB)	Техника (включая горелки со сверхнизким образованием NOX) основана на принципах снижения пиковых температур пламени, задержки, но завершения сжигания и увеличения теплопередачи (повышенная излучательная способность пламени). Это может быть связано с измененной конструкцией камеры сгорания печи. Конструкция горелок со сверхнизким образованием NOX (ULNB) включает стадию сжигания (воздух/топливо) и рециркуляцию дымовых газов. Сухие горелки с низким образованием NOX (DLNB) используются для газовых турбин
Оптимизация процесса горения	На основе постоянного контроля соответствующих параметров сжигания (например, содержания O2, CO, соотношения топлива к воздуху (или кислороду), несгоревшие компоненты), используется техника управления для достижения наилучших условий сжигания
Разбавление	Инертные разбавители, например, дымовые газы, пар, вода, азот, добавляемые к оборудованию сжигания, снижают температуру пламени и,

ПРОЕКТ DRAFT

	следовательно, концентрацию NOX в дымовых газах
Селективное каталитическое восстановление (СКВ)	Техника основана на восстановлении NOX до азота в каталитическом слое путем реакции с аммиаком (в общем водном растворе) при оптимальной рабочей температуре около 300-450 °C. Можно нанести один или два слоя катализатора. Более высокое снижение NOX достигается при использовании большего количества катализатора (два слоя)
Селективное некаталитическое восстановление (СНКВ)	Технология основана на восстановлении NOX до азота путем реакции с аммиаком или мочевиной при высокой температуре. Для оптимальной реакции интервал рабочей температуры должен поддерживаться в диапазоне от 900 °C до 1 050 °C.
Низкотемпературное окисление NOX	Процесс низкотемпературного окисления вводит озон в поток дымовых газов при оптимальных температурах ниже 150°C, чтобы окислить нерастворимые NO и NO2 до высокорастворимого N2O5. N2O5 удаляется во влажном скруббере путем образования разбавленных сточных вод азотной кислоты, которые могут быть использованы в производственных процессах или нейтрализованы.

6.30.3 Оксиды серы (SOX)

Техника	Описание
Очистка технологического топлива (газообразного состояния)	ТТ (ГС) может не содержать серы (например, в процессах каталитического риформинга и изомеризации), но большинство других процессов производят серосодержащие газы (например, отходящие газы установок висбрекинга, гидроочистки и каталитического крекинга). Данные газовые потоки требуют соответствующей очистки для десульфуризации газа (например, путем удаления серосодержащего газа — см. ниже — для удаления H2S) перед сбросом в топливную систему.
Десульфуризация технологического топлива путем гидроочистки	В дополнение к выбору сырой нефти с низким содержанием серы десульфурация топлива достигается с помощью процесса гидроочистки (см. ниже), в котором происходят реакции

ПРОЕКТ DRAFT

	гидрирования, приводящие к снижению содержания серы
Использование газообразного технологического топлива для замены жидкого технологического топлива	Сократить использование жидкого нефтезаводского топлива (содержащего серу, азот, металлы и т.д.), заменив его сжиженным нефтяным газом (СНГ) на объекте, или ТТ (ГС), или газообразным топливом, поставляемым извне (например, природным газом) с низким содержанием серы и других нежелательных веществ. При индивидуальном сжигании в технологической установке, при применении многотопливной горелки, минимальное использование жидкого технологического топлива необходимое для обеспечения стабильности пламени.
Применение присадок к катализаторам, восстанавливающим SOX	Использование веществ (например, катализатора оксидов металлов), которые переносят серу, связанную с коксом, из регенератора обратно в реактор. Данная техника наиболее эффективно работает в режиме полного сжигания. Примечание: Присадки к катализаторам, снижающие содержание SOX, могут оказывать пагубное влияние на выбросы пыли, увеличивая потери катализатора из-за истирания, и на выбросы NOX, участвуя в активации CO вместе с окислением SO2 до SO3.
Гидроочистка	Основанная на реакциях гидрирования, гидроочистка направлена на получение топлива с низким содержанием серы (например, бензин и дизельное топливо с 10 част.млн по объему) и оптимизацию конфигурации процесса (конверсия тяжелых остатков и производство среднего дистиллята). Это снижает содержание серы, азота и металлов в сырье. Данный процесс требует достаточные производственные мощности по производству водорода. Технология переноса серы из сырья в сероводород (H2S) в газовых процессах требуют соответствующих производственных очистных сооружений (например, установки аминной очистки и Клауса) которые также являются возможной большой проблемой

ПРОЕКТ DRAFT

Удаление серосодержащих газов, например, путем очистки амином	Отделение серосодержащего газа (в основном сероводорода) от газообразного технологического топлива осуществляется путем его растворения в химическом растворителе (процессы абсорбции). Преимущественно, используемыми растворителями являются амины. Данный процесс, необходим для очистки серосодержащих газов прежде, чем элементарная сера будет направлена в установку извлечения серы.
Установки извлечения серы (УИС)	Специальная установка, включающая в себя процесс Клауса для удаления серы из газовых потоков, обогащенных сероводородом (H2S), из установок аминной очистки и очистителей серосодержащей воды. По технологической цепи, за УИС следует установка очистки отходящих газов (УООГ) для удаления оставшейся H2S
Установка очистки отходящих газов (УООГ)	Группа технологий, дополнительных к УИС для более эффективного удаления соединений серы. Их можно разделить на четыре категории в соответствии с применяемыми принципами: прямое окисление до серы; продолжение реакции Клауса (условия ниже точки росы) окисление до SO2 и извлечение серы из SO2 восстановление до H2S и извлечение серы из H2S (например, аминный процесс)
Мокрая очистка газов скрубберами	В процессе мокрой очистки газообразные соединения растворяются в подходящей жидкости (воде или щелочном растворе). Одновременно достигается удаление твердых и газообразных соединений. После мокрого скруббера дымовые газы насыщаются водой, и перед выпуском дымовых газов требуется разделение капель. Полученная жидкость должна быть обработана в процессах очистки сточных вод, а нерастворимые вещества собираются путем осаждения или фильтрации В зависимости от типа очищающего раствора, это может быть: нерегенеративная технология (например, на основе натрия или магния)

ПРОЕКТ DRAFT

	регенеративная технология (например, раствор амина или соды) В соответствии с контактным методом различные техники могут потребовать, например: трубку Вентури, использующая энергию входящего газа путем распыления его жидкостью; насадочный скруббер башенного типа, тарельчатую колонну, распылительные камеры. Там, где скрубберы в основном предназначены для удаления SOX, необходима подходящая конструкция для эффективного удаления пыли. Типичная индикативная эффективность удаления SOX находится в диапазоне 85-98 %
Нерегенеративная очистка	Раствор на основе натрия или магния используется в качестве щелочного реагента для поглощения SOX, как правило, в виде сульфатов. Технологии основаны, например, на: принудительном окислении (в системе десульфуризация дымовых газов ТЭС); водный раствор аммиака; морская вода (см. ниже)
Очистка газов морской водой	Специфический нерегенеративный тип очистки с использованием щелочности морской воды в качестве растворителя. Требуется снижение пыли в верху колонны.
Регенеративная система очистки газов	Использование специального реагента, поглощающего SOX (например, абсорбирующего раствора), который обычно позволяет извлекать серу в качестве побочного продукта во время цикла регенерации, когда реагент используется повторно.
Десульфуризация дымовых газов	В процессах FGD часто используется щелочной сорбент, который улавливает SO2 и превращает его в твердый продукт. Существуют различные методы FGD с различной эффективностью удаления SO2. Последние годы показали развитие процессов регенерации растворителя / катализатора, в которых абсорбирующая / концентрирующая среда регенерируется и повторно используется. Системы регенеративного или нерегенеративного типа существуют только для удаления SOX, а также для одновременного удаления пыли и NOX. Они конкурируют с системами, состоящими из

PROJECT DRAFT

	отдельных блоков для удаления SO2 (например, мокрые скрубберы) и удаления NOX (например, СКВ) см раздел 5.27.4 Справочника.

ПРОЕКТ DRAFT

6.30.4 Комбинированные техники (SOX, NOX и пыль)

Техника	Описание
Мокрая очистка газов скрубберами	См.Раздел 5.20.3.
Комбинированные технологии SNOX	Комбинированные технологии по удалению SOX, NOX и пыли, в которых происходит первая стадия удаления пыли (ЭСФ), за которой следуют некоторые специфические каталитические процессы. Соединения серы извлекаются в виде коммерческой концентрированной серной кислоты, в то время как NOX восстанавливается до N2. Общее удаление SOX находится в диапазоне 94 – 96,6 %. Общее удаление NOX находится в диапазоне: 87 – 90 %

6.30.5 Окись углерода (CO)

Техника	Описание
Управление процессом горения	Увеличение выбросов CO из-за модификации процессов горения (первичные технологии) для сокращения выбросов NOX могут быть ограничены тщательным контролем эксплуатационных параметров
Катализаторы с активаторами окисления монооксида углерода	Использование вещества, которое избирательно способствует окислению CO в CO2 (сжигание)
Котел с монооксидом углерода (CO)	Специальное устройство для дожигания CO присутствующий в отходящих газах после регенератора катализатора для рекуперации энергии. Преимущественно применяется только в сочетании с установками ФКК неполного сжигания.

ПРОЕКТ DRAFT

6.30.6 Летучие органические соединения (ЛОС)

Техника	Описание
Улавливание паров	Выбросы ЛОС при погрузочно-разгрузочных работах большинства летучих продуктов, особенно сырой нефти и более легких продуктов, могут быть уменьшены с помощью различных технологий, например: Абсорбция: молекулы пара растворяются в подходящей абсорбционной жидкости (например, гликоли или фракции минерального топлива, такие как керосин или риформат). Загруженный раствор для очистки десорбируется путем повторного нагрева на следующем этапе. Десорбированные газы должны либо конденсироваться, далее обрабатываться и сжигаться, либо повторно поглощаться в соответствующем потоке (например, извлекаемого продукта) Адсорбция: молекулы пара удерживаются активирующими участками на поверхности твердых материалов адсорбента, например, активированного угля или цеолита. Адсорбент периодически регенерируется. Полученный десорбат затем абсорбируется в циркулирующем потоке продукта, извлекаемого из нижней части промывочной колонны. Остаточный газ из промывочной колонны направляется на дальнейшую очистку. Мембранное разделение газов: молекулы пара обрабатываются через селективные мембраны для разделения смеси пара и воздуха на обогащенную углеводородами фазу (пермеат), которая затем конденсируется или поглощается, и обедненную углеводородами фазу (ретентат). Двухступенчатое охлаждение/конденсация: при охлаждении парогазовой смеси молекулы пара конденсируются и отделяются в виде жидкости. Поскольку влажность приводит к обледенению теплообменника, требуется двухступенчатый процесс конденсации, обеспечивающий альтернативную работу. Гибридные системы: комбинации доступных технологий

ПРОЕКТ DRAFT

	Примечание: Процессы абсорбции и адсорбции не могут заметно снизить выбросы метана.
Разрушение паров	Разрушение ЛОС может быть достигнуто, например, путем термического окисления (сжигания) или каталитического окисления, когда улавливание не осуществимо. Для предотвращения взрыва необходимо соблюдать требования безопасности (например, пламегасители). Термическое окисление обычно происходит в однокамерных окислителях с огнеупорной футеровкой, оснащенных газовой горелкой и дымовой трубой. При наличии бензина эффективность теплообменника ограничена, а температура предварительного нагрева поддерживается ниже 180°C для снижения риска воспламенения. Рабочие температуры варьируются от 760°C до 870°C, а время пребывания обычно составляет 1 секунду. Если для этой цели отсутствует специальная печь для сжигания, для обеспечения требуемой температуры и времени пребывания можно использовать существующую печь. Каталитическое окисление требует катализатор для ускорения скорости окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на его поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низкой температуре, чем требуется при термическом окислении: обычно в диапазоне от 320°C до 540°C. Первая стадия предварительного нагрева (электрически или с помощью газа) происходит для достижения температуры, необходимой для инициирования каталитического окисления ЛОС. Стадия окисления происходит, когда воздух проходит через слой твердых катализаторов

ПРОЕКТ DRAFT

Программа LDAR (выявление и устранение утечек)	Программа LDAR (выявление и устранение утечек) представляет собой структурированный подход к сокращению выбросов ЛОС путем обнаружения и последующего устранения или замены протекающих компонентов. В настоящее время для идентификации утечек доступны методы обнаружения по запаху и оптической визуализации газов. Метод обнаружения по запаху: Первым шагом является обнаружение с помощью ручных анализаторов ЛОС, измеряющих концентрацию рядом с оборудованием (например, с помощью пламенной ионизации или фотоионизации). Второй этап состоит из упаковки компонента в пакет для проведения прямого измерения в источнике излучения. Этот второй шаг иногда заменяется математическими корреляционными кривыми, полученными на основе статистических результатов, полученных в результате большого числа предыдущих измерений, выполненных на аналогичных компонентах. Оптические методы визуализации газов: Оптическая визуализация использует небольшие легкие ручные камеры, которые позволяют визуализировать утечки газа в режиме реального времени, так что они появляются в виде "дыма" на видеоустройстве вместе с обычным изображением соответствующего компонента, чтобы легко и быстро обнаружить значительные утечки ЛОС. Активные системы создают изображение с обратным рассеянием инфракрасного лазерного света, отраженного на компоненте и его окружающем оборудовании. Пассивные системы основаны на естественном инфракрасном излучении оборудования и его окружающем оборудовании

ПРОЕКТ DRAFT

Мониторинг рассеивания выбросов ЛОС	Полное обследование и количественная оценка выбросов на объекте могут быть осуществлены с помощью соответствующей комбинации дополнительных методов, например, по потоку солнечного затенения (SOF) или лидару дифференциального поглощения (DIAL). Эти результаты могут быть использованы для оценки тенденций во времени, перекрестной проверки и обновления/валидации текущей программы LDAR. Поток солнечного затенения (SOF): Технология основанная на регистрации и спектрометрическом анализе преобразования Фурье широкополосного инфракрасного или ультрафиолетового/видимого спектра солнечного света вдоль заданного географического маршрута, пересекающего направление ветра и улавливающего шлейфы ЛОС. Дифференциальный абсорбционный LIDAR (DIAL): DIAL - это лазерный технология, использующая дифференциальный адсорбционный LIDAR (обнаружение света и дальность), который является оптическим аналогом RADAR на основе звуковых радиоволн. Технология основана на обратном рассеянии импульсов лазерного луча атмосферными аэрозолями, а также анализ спектральных свойств возвращенного света, собранного с помощью телескопа
Оборудование с высокой степенью герметичности	Оборудование с высокой степенью герметичности включает, например: клапаны с двойными уплотнительными манжетами; насосы с магнитным приводом/компрессоры/перемешиватель насосы/компрессоры/ перемешиватели, оснащенные механическими манжетами вместо уплотнительных прокладки с высокой герметичностью (например, спиральные намотки, кольцевые соединения) для важных деталей

ПРОЕКТ DRAFT

Деструкция паром (VD)	Окисление: молекулы пара превращаются в CO2 и H2O либо путем термического окисления при высоких температурах, либо путем каталитического окисления при более низких температурах. Термическое окисление происходит обычно в однокамерных, футерованных окислителях, оборудованных газовой горелкой и стек. Если присутствует бензин, эффективность теплообменника ограничивается, а температура предварительного нагрева поддерживается ниже 180 ° C для снижения риска воспламенения. Диапазон рабочих температур составляет от 760 ° C до 870 ° C, а время пребывания обычно составляет одну секунду или меньше. Для каталитического окисления требуется катализатор для ускорения окисления за счет адсорбции кислорода и ЛОС на поверхности. Катализатор позволяет реакции окисления протекать при более низких температурах, чем требуется для термического окисления: обычно в диапазоне от 320 ° до 540 ° C. Биофильтрация: разложение до CO2 и H2O достигается при температурах немного выше температуры окружающей среды микроорганизмами, находящимися в твердой увлажненной поддерживающей среде (см. раздел 5.27.7 Справочника).

ПРОЕКТ DRAFT

6.30.7 Другие техники

Техника	Описание
Техники для предотвращения или сокращения выбросов от сжигания на факелах	Правильная конструкция установки: включает достаточную мощность системы рекуперации факельного газа, использование предохранительных клапанов с высокой герметичностью и другие меры по использованию факельного сжигания только в качестве системы безопасности для других операций, отличных от режимных (запуск, остановка, аварийная ситуация). Управление установкой: включает организационные и контрольные меры по сокращению случаев сжигания на факелах путем балансировки системы ТТ (ГС), использования расширенного управления технологическим процессом и т.д. Конструкция факелов: включает высоту, давление, подпитка паром, воздухом или газом, тип наконечников факелов и т.д. Факел направлен на обеспечение бездымной и надежной работы и обеспечение эффективного сжигания избыточных газов при сжигании на факелах в результате нестандартных, аварийных операций. Мониторинг и отчетность: Непрерывный мониторинг (измерения расхода газа и оценки других параметров) газа, направленного на сжигание на факелах, и связанных с ним параметров сжигания (например, расход газовой смеси и теплосодержание, соотношение мощности, скорости, расхода продувочного газа, выбросы загрязняющих веществ). Отчетность о факельных событиях позволяет использовать коэффициент факельного сжигания в качестве требования, включенного в СЭМ, и предотвращать будущие события. Визуальный удаленный мониторинг факела также может осуществляться с помощью цветных телевизионных мониторов во время событий
Выбор активатора катализатора для предотвращения образования диоксинов	Во время регенерации катализатора органический хлорид необходим для эффективного функционирования катализатора: (для восстановления надлежащего баланса хлорида в катализаторе и обеспечения правильной дисперсии металлов). Выбор соответствующего хлорированного соединения окажет влияние на возможность выбросов диоксинов и фуранов

ПРОЕКТ DRAFT

Извлечение растворителя для процессов производства базового масла	Установка рекуперации растворителей состоит из стадии перегонки, на которой растворители извлекаются из нефтяного потока, и стадии очистки (паром или инертным газом) в ректификаторе. Используемые растворители могут представлять собой смесь (DiMe) 1,2-дихлорэтана (DCE) и дихлорметана (DCM). В установках по переработке смолистых парафиновых отложений рекуперация растворителя (например, для дихлорэтана) осуществляется с использованием двух систем: одной для обезмасливания смолистых парафиновых отложений и другой для мягкого парафина. Оба состоят из испарительных баков и вакуумного осушителя с тепловой интеграцией. Потоки депарафинизированной нефти и парафинов отпариваются для удаления следов растворителей

ПРОЕКТ DRAFT

6.31 Описание техник предотвращающие или контролирующие сбросы сточных вод

6.31.1 Предочистка сточных вод

Техника	Описание
Предочистка потоков серосодержащей воды перед повторным использованием или очисткой	Серосодержащую воду (например, из установок перегонки, крекинга, коксования) следует направлять на соответствующую предочистку (например, на колонну отпарки)
Предочистка других сточных водных потоков до основной очистки	Для поддержания эффективности очистки может потребоваться соответствующая предочистка

6.31.2 Очистка сточных вод

Техника	Описание
Удаление нерастворимых веществ путем извлечения нефти	Эти технологии обычно включают в себя: Сепараторы нефть-вода (API) Пластинчатые сепараторы (CPI) Сепараторы с параллельными пластинами (PPI) Сепараторы с наклонными пластинами (TPI) Буферные и/или промежуточные резервуары.
Удаление нерастворимых веществ путем извлечения взвешенных механических примесей и нефти в дисперсном состоянии.	Эти техника обычно включают в себя: Флотация растворенным газом (DGF) Флотация с газовым барботажем (IGF) Фильтрация на песке
Удаление растворимых веществ, включая биологическую очистку и осветление	Технологияы биологической очистки: Система газификации с неподвижным слоем Система очистки с псевдосжиженным слоем Одной из наиболее часто используемых систем НПЗ является процесс использования активного ила. Системы с фиксированным слоем могут включать биофильтр или песчанный фильтр

ПРОЕКТ DRAFT

Дополнительная обработка	Специальная очистка сточных вод, предназначенная для дополнения предыдущего этапа очистки, например, для дальнейшего снижения содержания соединений азота или углерода. обычно используется там, где существуют особые местные требования к сохранению воды.

ПРОЕКТ DRAFT

7 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНИКИ

Под перспективными техниками в настоящем справочнике понимаются новые техники, которые еще не применялисьв нефте- газоперерабатывающем секторе.

Развитие нефтепереработки во всем мире происходит в направлении дальнейшего повышения глубины переработки нефти и роста качества выпускаемых нефтепродуктов в соответствии с требованиями внутреннего и внешнего рынков.

7.1 Обзор деятельности НПЗ и ГПЗ

Нефтегазоперерабатывающая промышленность постоянно разрабатывала новые и улучшенные процессы в ответ на изменения в качестве сырья, технических характеристиках продукции, а также экономических и экологических требованиях. В настоящее время в крупных международных нефтеперерабатывающих компаниях наблюдается тенденция к сокращению своих бюджетов на проведение научно-исследовательких и опытно-конструкторских работ, все больше полагаются на третьи стороны в разработке новых технологий нефтепереработки и каталитических процессов.

Разрабатываемые третьей стороной методы направлены на получение лицензионных доходов или доходов от продажи катализаторов. О достижениях сообщается в технической литературе (Hydrocarbon Processing, Chemical Engineering Progress, Oiland Gas Journal, Erdol, GasundKo hle, Petroleum Technology Review), а также во время семинаров и конференций (World Petroleum Congress, WEFA, Hart's Fuel Conference, European Refining Technology Конференции, встреч специалистов NPRA и API) для распространения этих методов.

Технологические разработки сконцентрированы на оптимизации существующих систем (например, более селективных катализаторов и растворителей), более высокой энергоэффективности (например, улучшенная конструкция реактора и лучшая интеграция тепла) и сокращения времени простоя (например, удаление примесей, автоматические системы очистки), а не о новых технологических процессах.

Текущий набор инструментов конверсии, разделения, обработки и экологических технологий кажется адекватным и достаточным для удовлетворения любого желаемого ассортимента продукции и технических характеристик продукции на ближайшее десятилетие, а также для выполнения строгих нормативных требований.

Между тем, процесс модернизации нефтеперерабатывающего сектора с целью внедрения существующих технологий для соответствия новым спецификациям продуктов будет продолжаться. Процесс рационализации в

ПРОЕКТ DRAFT

нефтеперерабатывающей промышленности также продолжается, и низкая маржа вынуждает нефтеперерабатывающие заводы стремиться к экономии.

7.2 Первичная перегонка нефти

Среди разработок, направленных на снижение потребления энергии путем первичной перегонки на нефтеперерабатывающих заводах, следует выделить метод колонны с разделенными стенками.

Колонна с перегородкой DWC — это ректификационная колонна с вертикальной перегородкой в центральной части.

Колонка может содержать лотки или насадку. Сторона подачи двух отсеков действует как предварительный фракционатор, а сторона продукта - как основная колонна. В случае резкого разделения DWC можно использовать для производства трех чистых продуктов из одной колонны. DWC может обрабатывать более трех компонентов. DWC обычно позволяет сократить капитальные затраты и затраты на электроэнергию примерно на 30 % по сравнению с традиционной системой с двумя колоннами.

7.2.1 Способ и устройство для отделения нефти и нефтяных фракций от серы, соли и других примесей

Изобретение относится к механохимической обработке нефти и нефтепродуктов. Может быть использовано для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Задача отделения нефти и нефтяных фракций от серы, соли и др. примесей - достигается тем, что способ и устройство для отделения нефти и нефтяных фракций от серы, соли и др. примесей содержащее полый корпус, разделенный перегородкой на входную камеру с тангенциально установленным патрубком подвода среды и выходную камеру с тангенциально установленным патрубком отвода среды, в центральной части перегородки выполнено отверстие для сообщения входной и выходной камер между собой, согласно изобретению, снабжен дополнительной входной камерой с тангенциально установленным патрубком подвода среды, при этом уже известные тангенциально установленный патрубок отвода среды и перегородка, являются общими как для известной уже имеющейся выходной камеры, так и для дополнительной входной камеры, снабжен подвижным стаканом с четырьмя-пятью отверстиями на дне, координаты центров которых расположены на спирали Архимеда, которые попарно совмещаются с такими же отверстиями на стенке входной камеры при реверсивном повороте вокруг оси. Кроме того, способ и устройство для него содержит патрубок с кожухом подшипников, расположенный под выходной камерой. При этом входная камера и дополнительная входная камера соединены коллектором, имеющем отверстие, в которое вставлен патрубок с вентилем для подвода среды. В то же время и патрубок отвода среды имеет предохранительный клапан и вентиль. Имеющиеся

ПРОЕКТ DRAFT

на поверхностях выходной камеры и диска спирелевидные каналы позволяют подвергать нефть акустическим частотным колебаниям, что способствует лучшей кавитации.

7.3 Каталитический крекинг

Следующие перспективные направления исследований по улучшению экологических показателей установок каталитического крекинга:

- Способность обрабатывать более тяжелое сырье, содержащее больше загрязняющих веществ (дезактиваторов катализатора), таких как ванадий и никель, и имеющее более высокое содержание углеродных остатков по Конрадсону (CCR).

Ведется разработка в следующих направлениях: продолжить разработкуболее активных катализаторов и более эффективную (например, двухступенчатую) регенерацию катализатора. Движущими силами являются уменьшение остатков (т.е. улучшенная модернизация) и более высокая общая эффективность нефтепереработки (например, отказ от работы установки с высоким вакуумом) [191].

- Улучшение отделения катализатора с помощью магнита (компания KelloggTech) [5].

7.4 Каталитический риформинг

Ожидается, что нынешняя практика применения непрерывно улучшенных катализаторов (поставляемых производителями катализаторов) будет продолжена. [191].

7.5 Коксование

Тотальная газификация кокса рассматривается как ключевая технология будущего для глубокой десульфуризации и производства водорода. В этом процессе сырая нефть может быть переработана без совместного производства тяжелых нефтяных остатков.

Растет интерес (научные работы и другие публикации) и инвестиции в потенциальное использование кокса на нефтеперерабатывающих заводах в энергетических целях.

7.6 Энергетическая система

Новейшими направлениями исследований для улучшения экологических характеристик энергетических систем являются методы борьбы с выбросами CO_2 (более подробная информация представлена в Разделе 6.17 по обработке отходящих газов) и тепловая интеграция. Поиск дальнейших улучшений в сфере

ПРОЕКТ DRAFT

энергетики продолжается, при этом в настоящее время основное внимание уделяется возможностям когенерации и более сложной интеграции тепла.

7.7 Этерификация

Реакции превращения метанола в бензин (MTG) дегидратируют метанол и преобразуют доступный углерод и водород в различные углеводороды.

Катализатор MTG с «избирательной формой» ограничивает реакции синтеза до 10 атомов углерода, в результате чего получается бензин, не содержащий серы, с типичным октановым числом по исследовательскому методу 92 (RON).

Первый завод MTG (мощность 14 500 баррелей в день) работал в Плимуте (Новая Зеландия) с 1985 по 1997 год, перерабатывая природный газ в бензин.

Завод MTG второго поколения запущен в Китае (провинция Шаньси).

Источник: [123].

7.8 Производство водорода

Следующие перспективные направления исследований в технологиях производства водорода:

- углеводородный процесс, при котором остаточная нефть, по существу, крекируется до углерода и водорода. Этот процесс можно рассматривать как внутренний источник природного газа для нефтеперерабатывающего завода. В результате производятся углерод, водород и метанол. Было подсчитано, что для нефтеперерабатывающего завода с производительностью 4,98 млн т/год этот процесс может увеличить общее производство бензина на 40 %, то есть до 1150 $м^3$/сут. метанола и 795 $м^3$/сут. суспензии C/H_2O [124].

- Пиролиз метана, который использует преимущества термического разложения природного газа и прямого производства водорода при улавливании углерода или использовании углерода для других целей. Следовательно, CO_2 поколение полностью исключить [124].

Некоторые разработки в области очистки водорода позволяют снизить затраты за счет использования новых методов, таких как структурированные слои адсорбента и встроенные поворотные клапаны. Процесс быстрой циклической адсорбции с перепадом давления (RCPSA) утверждает, что позволяет:

– более низкие затраты на строительство (от 30 % до 50 %) по сравнению с СРП и низкие эксплуатационные расходы;

– меньшая площадь участка - всего четверть PSA.

Источник: [125]

7.9 Гидрогенизационные процессы

PROJECT DRAFT

Некоторые перспективные направления исследований по улучшению экологических характеристик энергетических систем:

- Процессы гидроочистки и гидроконверсии остатков (например, технология слоя взвешенного остадка). Эти процессы были продемонстрированы только в полукоммерческом масштабе, и коммерческие установки еще не работают.
- В настоящее время разрабатываются технологии глубокой десульфуризации бензина с более низким потреблением водорода. Параметры пока недоступны.

Также следует отметить, что десульфуризация бункерного мазута является одной из следующих технических задач, которые могут привести к появлению новых технологий или значительным улучшениям существующих.

Глубокая десульфуризация бензина и газойля

Эти процессы приобрели важность в последние годы. Многие из новых усовершенствований дизайна, оптимизации или новых массовых процессов сейчас достигают стадии коммерциализации.

– В стандартном процессе HDS (гидрообессеривания), который теперь работает в более жестких условиях, имеется большое количество катализаторов нового поколения, которые более активны и более селективны. Это напрямую влияет на общую эффективность процесса.

– Новые разработки процессов используют меньше H_2 потребляя технологии. Реактивная адсорбция при высокой температуре с использованием сорбента на основе оксида металла или адсорбция на основе оксида алюминия дает многообещающие результаты. Селективная экстракция или полярная адсорбция (процесс Irvad) также являются новыми методами, которые следует учитывать.

Технологии десульфуризации без H_2

Окислительная десульфуризация может быть одной из самых многообещающих в этой группе, но есть еще некоторые проблемы проектирования, которые необходимо преодолеть.

Ниже приведен список некоторых других новых методов:

- олефиновоеалкилированиетиофиновой серы (процесс OATS от BP);
- полимерная мембрана (методика S-Brane от Grace);
- экстракция каустической содой (процесс Exomer от Exxon);
- биохимическая десульфуризация (Энергетические биосистемы);
- селективная адсорбция (PennState SARS).

Источник: «Последние достижения в области науки и технологий производства дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы (ULSD)». [122]

Селективная десульфуризация сырья основной установки

Обработка выходного потока первичной дистилляции становится все более распространенной.

DRAFT

Очистка сырья перед его дальнейшим использованием в процессе рафинирования включает, например:

− C_3 или C_4 олефиновая фракция из установки ФКК: селективное гидрирование алкинов и диолефинов перед их дальнейшим использованием в процессе алкилирования или олигомеризации; нафта от висбрекинга, коксования: селективное гидрирование диолефинов и олефинов перед их дальнейшим использованием в процессе каталитического риформинга;

− очистка сырья для получения продуктов, отвечающих техническим требованиям, например бензина парового крекинга: селективноегидрирование диенов является обязательным для стабилизации бензина без потери октанового числа;

− очистка сырья для производства нефтехимических промежуточных продуктов, например, олефиновой фракции C_2 от парового крекинга: селективное гидрирование ацетилена для получения этилена, соответствующего техническим требованиям, без потери выхода этилена.

7.10 Гидрокрекинг

Обработка более тяжелого сырья требует оптимальных технических решений, которые включают в себя рассмотрение катализатора и схемы потока. Гидрообработка проводится перед стадией крекинга.

− Однократная (85–90 %) конверсия выполняется с минимальными вложениями. Обеспечивает средние дистилляты и ценные углефодородные остатки.

− Одноступенчатое полное преобразование требует средних вложений, но при этом достигается более высокое качество продукта. Также достигается более высокая селективность по средним дистиллятам.

− Двухступенчатое полное преобразование требует самых высоких инвестиционных затрат. Эта схема обеспечивает высочайшее качество и лучшее соотношение дизельное топливо / керосин (разработки IFP и UOP).

ПРОЕКТ DRAFT

7.11 Изомеризация

Каталитическая гидроизомеризация длинных парафинов для производства биотоплива

Этот метод использует селективность цеолитов для улучшения превращения н-парафинов (см. Рисунок 7.1).

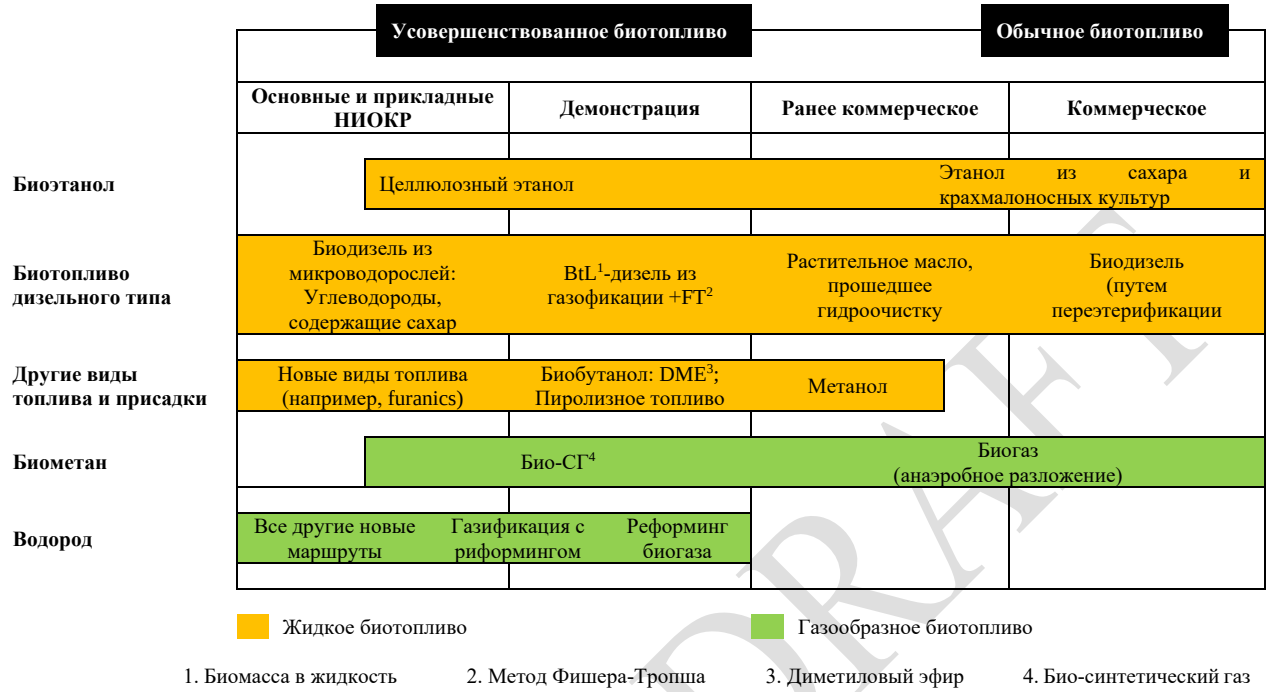


Рисунок 7.1 - Состояние основных технологий биотоплива

Биогазовые масла получают в основном из сырья, содержащего триглицериды (растительные масла, отработанные масла для жарки, животные жиры и т.д.), путем гетерогенного каталитического гидрирования в одну или несколько стадий. Они содержат в основном нормальные парафины, которые нежелательны, например, из-за того, что температура замерзания нормальных парафинов C_{16} - C_{18} составляет от 18 °C до 28 °C. По этой причине необходимо преобразовать химическую структуру н-парафинов в изопарафины, имеющие более низкие температуры замерзания и все еще высокое цетановое число.

Депарафинизация изомеризацией (Mobil MIDW) применяется к различным потокам (депарафинизация возобновляемого дизельного топлива) и основана на избирательности формы катализатора, включая цеолит и металл для дегидрирования / гидрирования. Селективно преобразует парафины с длинной цепью в изопарафины.

Это позволяет топливу течь при низких температурах. Эта техника в настоящее время эксплуатируется на восьми установках.

7.12 Обработка продукта

PROJECT DRAFT

Biodesulphurisation из газойля и даже сырой нефти: еще в стадии разработки [121].

На бензин риформинга приходится 70-85 % бензола, представленного в бензиновом пуле (US EPA).

Технологии предварительной обработки, которые удаляют предшественники бензола из сырья для риформинга, в настоящее время сталкиваются с некоторыми трудностями: например, с восстановлением образования октана и водорода, а также с трудностями при соблюдении требований к бензолу. Удаление предшественников бензола из сырья для риформинга почти полностью устраняет (0,3% мас./мас.) Бензол в продукте риформинга. При использовании дегексанизатора с боковой колонкой состав верха остается неизменным.

Технологии доочистки:

− Насыщение бензолом, превращает бензол в циклогексан, иногда в сочетании с изомеризацией для увеличения октанового числа. Некоторые из недостатков технологии насыщения: потребление водорода, потеря октанового числа и конверсия бензола, которых может быть недостаточно для достижения необходимого уровня.

− Извлечение бензола. Снижение объема бензина, необходимость в собственных растворителях, требующих высокого уровня тепла, хранилища и доступный рынок для экстрагированного бензола - это недостатки технологии экстракции. Дорого.

− Алкилирование бензола позволяет увеличить октановое число и объем бензина, хотя эта технология считается новаторской. Это единственный вариант сокращения бензола, который увеличивает объем бензина и не приводит к расходу H_2.

7.13 Обработка отработанных газов

Следует упомянуть некоторые разработки:

− Биологическое удаление H_2S [118];

− Методы борьбы с выбросами твердых частиц с помощью новых разработок, включая керамические фильтры (например, NGK, Япония) и вращающийся сепаратор твердых частиц (Lebonand G imbrair, Нидерланды);

− Методы снижения выбросов CO_2.

Новые методы улавливания и хранения углерода (CCS)

Производство электроэнергии и другие виды использования ископаемой энергии являются крупнейшим источником выбросов парниковых газов. На протяжении многих лет наблюдается значительный международный интерес к разработке технологий улавливания и хранения CO_2, особенно на угольных электростанциях. В отчете IPCC указывается, что технология улавливания и хранения CO_2 еще не разработана.

ПРОЕКТ DRAFT

С помощью CCS электростанция может снизить выбросы CO_2 в атмосферу примерно на 80-90 % по сравнению с установкой без CCS. В то же время CCS приводит к снижению общей эффективности электростанций или промышленных процессов из-за дополнительной энергии, необходимой для улавливания, транспортировки и хранения. Дополнительная энергия, необходимая для CCS, зависит от внутренних характеристик системы захвата и от управления энергопотреблением в глобальной установке.

Электростанции, оснащенной системой CCS, потребуется примерно на 10-40% больше энергии, чем электростанции с эквивалентной мощностью без CCS, большая часть которой предназначена для улавливания и сжатия.

Например, диапазон отражает три типа электростанций: для электростанций с комбинированным циклом, работающих на природном газе, диапазон составляет 11-22%, для заводов по производству угольной пыли d - 24-40% и для электростанций с комбинированным циклом с интегрированной газификацией - 14-25%. *(*Источник: отчет МГЭИК).

Техника улавливания CO_2

Эти методы все еще находятся на начальной стадии разработки и проходят испытания на пилотных установках. Доступные технологии очень дороги, и существует много неопределенностей, связанных с затратами и эксплуатацией цепочки CO_2 . Их можно разделить на три основные категории:

- дожигание;
- предварительное сжигание;
- кислородно-топливная.

Дожигание влечет за собой отделени CO_2 от выхлопных газов электростанции с помощью химической абсорбции. Поскольку CO_2 отделяется от выхлопных газов, эту технологию, в принципе, можно использовать на существующих электростанциях без значительных модификаций самой станции. Дожигание считается наиболее зрелой технологией, хотя до сих пор существует неопределенность в отношении ее использования и необходимость значительных технологических усовершенствований, прежде чем она сможет эксплуатироваться на коммерческих условиях и в больших масштабах.

С помощью технологии **предварительного сжигания** CO_2 улавливается перед сжиганием. Это достигается путем преобразования природного газа в газовую смесь, богатую водородом. Эта газовая смесь обрабатывается таким образом, чтобы улавливать CO_2 , и, таким образом, новое топливо «декарбонизируется» (выхлопные газы содержат очень мало CO_2). Хотя улавливание перед сжиганием требует модификации газовых турбин для сжигания богатых водородом газовых потоков, предыдущие этапы технически проверены в виде заводов по производству аммиака по всему миру.

При использовании топлива и кислорода горение происходит в газовой турбине с чистым кислородом вместо воздуха. Это означает, что выхлопные газы содержат водяной пар и CO_2 , а CO_2 можно отделить путем охлаждения выхлопных газов. Современные газовые турбины страдают от низкой

ПРОЕКТ DRAFT

производительности при сжигании кислорода, и на сегодняшний день было мало усилий для разработки новых типов турбин, которые лучше подходят для сжигания кислорода. Кроме того, производство кислорода энергоемкое, а соответствующая технология довольно дорогостоящая. Из трех категорий технологий улавливания кислородное топливо является наименее зрелым.

Затраты, связанные с улавливанием CO_2 на электростанции, составляют примерно две трети затрат на всю цепочку CO_2, в то время как транспортировка и хранение составляют примерно одну треть.

Транспортировка CO_2

CO_2 должен транспортироваться от источника CO_2 к геологической структуре, где CO_2 будет храниться. Эта транспортировка может осуществляться по трубопроводу или по морю. Транспорт - наименее сложный элемент в цепочке выбросов CO_2, как с точки зрения технологии, так и с точки зрения возможности оценки реальных затрат. Как бы то ни было, транспортировка CO_2 требует значительных ресурсов с точки зрения энергии и затрат. Поскольку CO_2 ведет себя по-разному при различных давлениях и температурах, транспортировка должна происходить под контролем, чтобы избежать твердого состояния и последующего засорения труб или оборудования. Выбор транспортного средства будет зависеть от конкретных требований, включая количество источников выбросов, объем выбросов от каждого источника, расстояние от источника до места хранения и объем транспортируемого CO_2. При существующей технологии трубопроводный транспорт считается самой простой и наиболее рентабельной альтернативой.

Хранение CO_2

Существует значительный технический потенциал для хранения CO_2 в геологических формациях по всему миру. Кандидатами на такое хранение являются добывающие месторождения нефти и газа, заброшенные месторождения нефти и газа и другие образования. Хранение в резервуарах, которые больше не используются, - хорошее решение с точки зрения геологии; потому что эти структуры, вероятно, станут непроницаемыми после того, как они удерживали нефть и газ в течение миллионов лет. Другие пласты также считаются безопасными альтернативами хранения CO_2.

Натурные испытания на норвежском НПЗ

На нефтеперерабатывающем заводе в Монгстаде в 2010 году была введена в эксплуатацию новая теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) мощностью 280 МВт электроэнергии и 350 МВт тепла. В рамках соглашения с правительством Норвегии создается полномасштабная установка по улавливанию углерода. Планируется построить НПЗ в Монгстад.

7.14 Очистки сточных вод

Новые методы для очистки сточных вод рассматривается в Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector [100].

ПРОЕКТ DRAFT

8 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОММЕНТАРИИ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Справочник подготовлен в рамках государственного задания по бюджетной программе 044 «Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций» в соответствии со статьей 113 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года

Разработка справочника по НДТ проводилась группой независимых экспертов, представленной технологами, экологами, специалистами по энергоэффективности и экспертом по финансовому моделированию. Состав группы независимых экспертов сформирован рабочей группой по отбору экспертов и (или) научно-исследовательских институтов и (или) высших учебных заведений для разработки разделов проектов Справочников по наилучшим доступным техникам, созданной приказом Председателя Правления Центра.

Дополнительно информация предоставлялась Технической рабочей группой, которая была создана в целях осуществления деятельности по рассмотрению, участию в разработке, доработке проекта справочника по наилучшим доступным техникам приказом Председателя Правления НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных проектов» №19-21П от 25 февраля 2021 года (внесены изменения Приказом №105-21П от 26 августа 2021 года). В состав Технической рабочей группы вошли представители субъектов переработки нефти и газа, государственные органы, научные и проектные организации, экологические и отраслевые ассоциации.

Наиболее активное участие в разработке справочника приняли организации:

АО «НК «КазМунайГаз»;

ТОО «Павлодарский нефтехимический завод»;

ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод»;

ТОО «Петро Казахстан Ойл Продактс»;

ТОО «СП «CASPI BITUM»;

Казахстанская Ассоциация Региональных Экологических инициатив ECOJER;

КазНИТУ имени К.И.Сатпаева.

Проведенный комплексный технологический аудит (КТА) - экспертная оценка текущего состояния НПЗ и ГПЗ, позволила определить эффективность управления производством, применяемые средства автоматизации, анализ технологических возможностей, и степень воздействия предприятий на окружающую среду.

Оценка соответствия технологий, реализованных на НПЗ и ГПЗ принципам наилучших доступных техник (НДТ), была выполнена в соответствии с Методикой проведения экспертной оценки технологических

ПРОЕКТ DRAFT

процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий.

Целью экспертной оценки являлось определение настоящего технологического состояния НПЗ и ГПЗ и их оценка в соответствии с параметрами НДТ.

Оценка соответствия критериям НДТ устанавливалась в соответствии с ст.113 проекта изменения Экологического кодекса Республики Казахстан, Директивой 2010/75/ЕС Европейского парламента и Совета ЕС «О промышленных выбросах и /или сбросах (о комплексном предупреждении и контроля загрязнений), а также Методологией отнесения к НДТ, отраженной в разделе 2 настоящего справочника.

Был проведен анализ и систематизация информации об отрасли переработки нефти и газа в целом, о применяемых в отрасли технологиях, оборудовании, сбросах и выбросах загрязняющих веществ, образовании отходов производства, других факторов воздействия на окружающую среду, энерго- и ресурсопотреблении с использованием литературных данных, изучения нормативной документации и экологических отчетов.

На основе шаблонов анкет КТА проводилось анкетирование предприятий нефти и газа. Итоги анализа, поступивших от предприятий анкет выявили явную недостаточность информации по различным аспектам применения технологий, в том числе по технологическим показателям. Не предоставлялись фактические (замерные) нормализованные показатели по ЗВ с учетом поправки на содержание кислорода в отходящем газе. По этой причине использовались имеющиеся результаты, предоставленные предприятиями по переработке нефти и газа.

При разработке справочника по НДТ учтен наилучший мировой опыт и аналогичный и сопоставимый справочный документ Европейского союза по наилучшим доступным техникам «Справочный документ по НДТ для Переработки нефти и газа (Best Available Techniques (BAT) Reference Documentforthe Refiningof Mineral Oiland Gas), официально применяемый в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе Республики Казахстан, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

К перспективным техникам отнесены не только отечественные разработки, но также и передовые технологии, применяемые на практике за рубежом, но до настоящего времени не внедренные в Республике Казахстан.

По итогам подготовки справочника "Переработка нефти и газа" были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейшей работы над настоящим справочником и внедрения НДТ:

- предприятиям нефтепереработки рекомендуется осуществлять сбор, систематизацию и хранение сведений об уровнях эмиссий загрязняющих

ПРОЕКТ DRAFT

веществ, в особенности маркерных, в окружающую среду, потребления сырья и энергоресурсов, а также о проведении модернизации основного и природоохранного оборудования, экономических аспектах внедрения НДТ;

- необходимо внедрение автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, которая позволит оценивать фактические замерные данные с учетом поправки на содержание кислорода в отходящем газе.

- при модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критериев выбора новых технологий, оборудования, материалов следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсосбережение, снижение негативного воздействия объектов нефтепереработки на окружающую среду.

ПРОЕКТ DRAFT

Приложение №1

Экономический анализ НДТ 71 (i) «Использование альтернативных видов топлива (газ)» (частичное замена жидкого топлива газообразным топливом)

Использование газообразного топлива, имеющего более высокую калорийность по сравнению с жидким топливом, дает возможность уменьшить расход топливо в натуральном выражении, что соответственно позволяет значительно **(до 50%) уменьшить расход денежных средств на сжег.**
Требуемые инвестиции: **нет необходимости (частичное влияние на тех. процесс установок с целью выработки топлива)**

Экономическая выгода: ожидается за счет **снижения расходов на топливо**.

Экономический расчет проведен на примере установки ЛК-6у С-100 ЭЛОУ-АТ

Существующая схема потребления топлива

Объем нефти для переработки	тн	5,031,275
Количество необходимого тепла	МДж	139
Коэффициент перевода		29,300

Расход газа	тн	17,843
Теплота сгорания газа	МДж/тн	56
Стоимость газа	тенге/тн	40,206
Расход топлива (условный)	т.у.т	34
Расход денежных средств (на топлива)	**тенге**	**8,142,582,726**

Процент использование топлива	**газ**	**19.30%**
	мазут	**80.70%**

Расход жидкого топлива (мазут)	тн	74,607
Теплота сгорания жидкого топлива	МДж/тн	41
Стоимость жидкого топлива	тенге/тн	99,524
Расход топлива (условный)	т.у.т	105

Были проведены расчеты, где соотношение газа и мазута менялось от 20/80 до 50/50. Ниже показан пример расчета с соотношением 50/50.

Сценарий газ/мазут = 50/50

Объем переработки	тн	5,031,275
Количество необходимого тепла	МДж	139
Коэффициент перевода		29,300

Расход газа	тн	41,762
Теплота сгорания газа	МДж/тн	56
Стоимость газа	тенге/тн	40,206
Расход топлива (условный)	т.у.т	80
Расход денежных средств (на топлива)	**тенге**	**5,835,416,556**

Процент использование топлива	**газ**	**50.00%**
	мазут	**50.00%**

Расход жидкого топлива (мазут)	тн	41,762
Теплота сгорания жидкого топлива	МДж/тн	41
Стоимость жидкого топлива	тенге/тн	99,524
Расход топлива (условный)	т.у.т	59
Экономия денежных средств (на топлива)	**тенге**	**2,307,166,170**

Итоги расчетов приведены ниже.

*по ценам на 2021 год

Вывод: предложенная НДТ считается **«доступной»** - не требует инвестиционных вложений, при этом снижается затраты на топливо от 58 млн до 2,3 млрд тенге в зависимости от соотношения газа и мазута по ценам на 2021 год.

ПРОЕКТ

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ИТС 30-2017 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Переработка нефти», утвержденный Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 ноября 2017 г. N 2424;
[2] Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (НДТ) для переработки минеральной нефти и газа. Директива о промышленных выбросах 2010/75 / ЕС о комплексном предотвращении и контроле загрязнения, Люксембург: Издательство Европейского союза, 2015;
[3] WRA, Эффективные операции нефтеперерабатывающих заводов в Западной и Центральной Европе. / Улучшение экологических процедур и производства энергии, Вена, Австрия, Honeywell, 1999.
[4] HP, Refining Processes '98, 1998.
[5] UBA Австрия, Состояние дел в нефтеперерабатывающей промышленности с учетом директивы IPPC (Jahrbuch der Europaischen Erdolindustrie), 1998.
[6] Диксон и др., «Использование нитратов для контроля / уменьшения запаха - тематические исследования нефтеперерабатывающих заводов», Личное общение, 2009.
[7] HMIP UK, Нефтяные процессы: переработка нефти и сопутствующие процессы / HMSO, 1995.
[8] Италия, вклад Италии в Главу 4, 2000 г.
[9] TWG, Комментарии TWG ко второму проекту документа Refineries BREF, 2001.
[10] Галлаунер И др., Современные технологии на нефтеперерабатывающих и газоперерабатывающих заводах - Справочные предприятия в Австрии у Umweltbundesamt (Австрия), 2009, С. 79.
[11] FWE, Стратегический обзор сектора нефтеперерабатывающей промышленности / работа Foster Wheeler Energy Ltd. для Агентства по окружающей среде Великобритании, 1999 г.
[12] Сема, Софрес, Техническая записка о наилучших доступных технологиях по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от нефтеперерабатывающей промышленности. Применение статей 7 и 13 Директивы 84/360 EEC / Отчет для Европейскойкомиссии у 1991 Г., СТр. 135.
[13] CONCAWE, Наилучшие доступные методы сокращения выбросов от нефтеперерабатывающих заводов, 1999.
[14] IFP, Отчеты IFP, 2000, стр. 150.
[15] CONCAWE, Гидроочистка и взаимосвязь между содержанием S в сырье и выбросами SO 2 -, 2012.
[16] MPT, Факторы выбросов, 1997.
[17] TWG, REF BREF TWG - Собранные комментарии к проекту 1 (2010 г), 2010 г

ПРОЕКТ DRAFT

[18] Брюхин и др., «Каталитические растворы для выбросов установок FCC», Мировой нефтяной конгресс, 2003 г., 2003 г.
[19] MCG, Контроль загрязнения нефтяных процессов / March Consulting Group заказала исследование для Департамента окружающей среды (HMIP), 1991.
[20] Дженсен-Холм и др., «Борьба с NOx из источников нефтепереработки с использованием СКВ - контроль загрязнения воздуха, катализаторы и технологии, Hal dor Tops o e - 2-й ежегодный Всемирный саммит и выставка технологий нефтепереработки, 2010 г., Абу-Даби», 2010 г.
[21] CONCAWE 6/11, Экономическая эффективность вариантов сокращения выбросов на европейских нефтеперерабатывающих заводах - Отчет CONCAWE 6/11, 2011.
[22] Дживонс и Фрэнсис, Возможные меры контроля еыбросое NOx и SO ^ для существующих крупных точечных источников, 2008 г.
[23] CONCAWE 4/09, нефтепереработка BREFReview - Пневматические выбросы у 2009.
[24] Янсон, Шведские НДТ, примечания к нефтеперерабатывающим заводам / Шведское агентство по охране окружающей среды, 1999.
[25] UKPIA, Комментарий ассоциации нефтеперерабатывающих заводов Великобритании к первому проекту, 2000 г.
[26] TWG, Комментарии членов TWG ко второму проекту главы 4 и главы 5.1, 2000 г.
[27] AL Group, Сектор нефтепереработки, Отчет о контроле NO Технические рекомендации по технологии контроля выбросов, применяемой в Калифорнии / Управление по окружающей среде, воздуху и энергии Министерства окружающей среды, 2001, с. 20.
[28] EPA, Информационный бюллетень по контролю за загрязнением воздуха СКВ у 2002.
[29] Ялурис и др., «Достижение сверхнизких выбросов NOx», Catalysts, Vol. Catalagram Europe Fall 2006, 2006, стр. 12-19.
[30] Крамер и др., Новая технология открывает возможности для контроля выбросов регенератора FCC », Ежегодное собрание NRPA2009, 2009, Сан-Антонио, Техас.
[31] Вирхейлиг и др., «Роль добавок в сокращении выбросов FCC для соответствия законодательству», Ежегодное собрание NRPA 20 оз, 2003 г., Сан-Антонио, Техас.
[32] Г ЭЛЛ, Снижение выбросов NOx СОГЛаСНО Федеральной комиссии связи, 2011 г.
[33] TWG FI, REF BREF D2 / Комментарии из Финляндии / FCC DeNox,% снижения, 2012.
[34] Сойер и др., «Альтернативные газоочистители FCC: часть 1», PTQQ3 2009, 2009, стр. 133 - 137.

IPPC DRAFT

[35] Конфуорто, «Отчет о вводе в эксплуатацию первого в мире применения технологии LOTOX в FCCU на нефтеперерабатывающем заводе в Техасе», Конференция по охране
[36] Реза СадегбеЙГИ, Справочник по каталитическому крекингу , 2012.
[37] TWG DE, REF BREF D2 / Комментарии из Германии / ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЗАПУСК FCC: Влияние ступенчатого изменения воздуха в котле CO на содержание NOx в дымовых газах FCC, 2012.
[38] BARPI, Значительные инциденты со взрывом с участием электропреципитаторов во Франции и других систем фильтрации на международном уровне , Министерство ЭКОЛОГИИ Франции, 2009.
[39] Теберт И др., Лучшие доступные технологии на нефтеперерабатывающих заводах в Германии , ОКОПОЛ, 2009.
[40] Окопол, Отчетное распределение суточных значений выбросов пыли в результате непрерывного мониторинга немецкой FCC, оснащенной ЭСФ - Oekopol 2012, 2012.
[41] VDI, Контроль выбросов от нефтеперерабатывающих заводов / VDI / UBA, 2000.
[42] Перни с, Экологический отчет 1998 г., Техническая информация завода, 1999 г.
[43] COM, «Связь EIPPCB с нефтеперерабатывающим заводом ORL в Хайфе (Израиль)», Персональное сообщение, 2012 г.
[44] Гленни и др., «BP Australia GSS 3-я ступенчатая система фильтров для снижения выбросов дымовых газов от RCCU», PERS2008, 2008, NICE, Франция.
[45] Ф и др. SOx РЕКУПЕРАЦИЯ- Проект Доклад персонала, Калифорния South Coast Air район управление качество, 2009.
[46] Робертс и др., «Добавки, снижающие выбросы SOx для FCC - Результаты испытаний, представленные компаниями-членами CONCAWE (декабрь 2009 г.)», Perso nal Communication, 2009г.
[47] ALBERMARLE, SO ^ восстанавливающая добавка к катализатору, 2008.
[48] Сабо И др., Оценка вариантов технологий контроля для нефтеперерабатывающих заводов в Среднеатлантическом регионе, Среднеатлантическая региональная ассоциация управления ВОЗДУШНЫМИ ПОТОКЭМИ (MIRAMA), 2007.
[49] Конфуорто, Контроль выбросов дымовых газов установки FCC с помощью скрубберов-Be1co, 2000.
[50] Гилберт, Комментарии французского члена TWG к первому проекту, 2000 г.
[51] Переработка углеводородов, Переработка углеводородов, 2011.
[52] Агентство по охране окружающей среды Ирландии, Руководство BATNEEC. Класс 9.3. Переработка нефти или газа. Проект 3, 1993 г.
[53] VROM, Голландские заметки о НДТ для нефтеперерабатывающих заводов / Министерство жилищного строительства, территориального планирования и

EIPPCB DRAFT

окружающей среды (VROM) - Управление по воздуху и энергетике - инженеры и конструкторы Raytheon, 1999.
[54] TWG DE, TWG 2012 DE, комментарий по D2 / SNCR на двух декарбонизаторах, 2012 г.
[55] COM, посещение нефтеперерабатывающего завода в Великобритании. Отчет EIPPCB, Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2011 Г.
[56] MHF Services, Сжигание шлама в многоподовой печи, 2001.
[57] Позо, Комментарии к главе первого проекта об отсроченном коксовании , 2000.
[58] Каналес, Комментарии члена TWG от Испании к первому проекту , 2000 г.
[59] Балик и др., Определение вариантов предотвращения загрязнения для нефтеперерабатывающего завода / Обзор предотвращения загрязнения, 1991 г.
[60] Shawcross, Информация о процессах коксования, кальцинирования и этерификации - Conoco, 2000.
[61] REF TWG 2010, Комментарии TWG 2010 к обзору DRAFT 1 BREF, 2010.
[62] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) для промышленных систем охлаждения (ICS BREF) Европейская комиссия, JRC IPTS EIPPCB, 2001.
[63] Блумколк и др., «Альтернативные конструкции для использования охлаждающей воды в обрабатывающей промышленности: минимизация воздействия на окружающую среду от систем охлаждения / Journal for Cleaner Production», 1996, стр. 21-27.
[64] Нойес, Руководство по технологиям переработки нефти / предотвращения загрязнения, Милл-Роуд, Парк-Ридж, Нью-Джерси, Публикация Нойес, 1993.
[65] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) для энергоэффективности (ENE BREF) у Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2009.
[66] ECN, ECN, Центр энергетических исследований Нидерландов - примечания к BREF LCP, 2012.
[67] COM, Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (НДТ) на крупных установках сжигания (LCP BBEF) , Европейская комиссия, JRC IPTS EIPPCB, 2006.
[68] CONCAWE, Параметры окружающей среды нефтеперерабатывающих заводов, относящиеся к BREF, для водных сбросов с нефтеперерабатывающих заводов в Европе у 2010, СТр. 51.
[69] BMUJF, Emissionsbegrenzung und Anwendungsbereich von stat. Моторен, 1999.
[70] HMIP UK, НПЗ Великобритании «отстают» в области борьбы с загрязнением/Отчет ENDS, 2000 г.
[71] Адеме, Международная конференция по промышленному загрязнению атмосферы. Конференция NO / Международная конференция по промышленному загрязнению атмосферы. Контроль выбросов NO хи N 10 : панель имеющихся методов, Париж, 2001.

ПРОЕКТ DRAFT

[72] TWG CONCAWE, Дополнительные данные мониторинга нефтеперерабатывающих заводов, 2012 г.
[73] Кьеза и др., «Использование водорода в качестве топлива для газовых турбин, ЖУРНАЛ ИНЖЕНЕРОВ ДЛЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН И ЭНЕРГЕТИКИ АМЕРИКАНСКОГО ОБЩЕСТВА МАШИНОСТРОИТЕЛЕЙ», 2003 г
[74] G. Electric, Топливо LHV диапазон и типы камер сгорания, 2012.
[75] Сименс, E[ромышленные газовые турбины - E[олный ассортимент продукции от 5 до 50 мегаватт, 2012 г
[76] JEA, Анализ наилучших доступных технологий управления для JEA - Энергетический центр Гренландии, энергоблоки 1 и 2, турбины с комбинированным циклом сжигания , 2008 Г.
[77] Power, технология контроля выбросов SCONOx, 2000 г.
[78] Мейерс, Справочник по процессам нефтепереработки / McGraw-Hill, США, 1997.
[79] COM, Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (BAT) для производства больших объемов неорганических химикатов - аммиака, кислот, удобрений (LVIC-AAF BREF) у Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2007.
[80] COM, Справочный документ по общим принципам мониторинга (MONREF) у Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2003.
[81] Генеральный директор по окружающей среде, Что такое Emas ?, 2010.
[82] ISO, Технический комитет 207, 2010.
[83] ISO, ISO 14001: 2004, 2004.
[84] Per. 1221 /, Регламент (ЕС) № 1221/2009 Европейского парламента и Совета от 25 ноября 2009 г. о добровольном участии организаций в схеме экологического менеджмента и аудита Сообщества (EMAS), отменяющий Регламент (ЕС) № 761 / 2001 и решения Комиссии 2001/681 / ЕС и 2006/193 / ЕС », официальный журнал Европейского союза, Vol. Л 342, 22.12.2009, 2009, с. 1-45.
[85] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) для нефтеперерабатывающих и газовых заводов (REFBREF) у Европейская КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2003.
[86] COM, Re фи Нерисайт визит в Бельгию. Отчет EIPPCB у 2010 Г.
[87] CONCAWE, Применение пузыря нефтепереработки , 2011.
[88] CONCAWE, Мониторинг пузырьковых выбросов нефтеперерабатывающих заводов , 2011.
[89] Франция, Определение пузыря нефтепереработки , 2010 Г.
[90] Вклад Франции В TWG (пункт 4), Управление нефтеперерабатывающим заводом для предотвращения выбросов загрязняющих веществ в неблагоприятных условиях (2 примера) у 2009 Г.
[91] ИНЕРИС, Католическая защита , 2008.
[92] ЕЭК ООН, Целевая группа по сокращению выбросов ЛОС в нефтегазоперерабатывающей промышленности / DFIU-IFARE, 1998.

EIPPCB DRAFT

[93] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) по выбросам из хранилищ (EFSBREF) , Европейская комиссия, JRCIPTS EIPPCB, 2006.
[94] API, Руководство по эталонам для нефтепродуктов. Глава 19: Измерение потерь на испарение, Раздел 1: Потери на испарение из резервуаров с неподвижной крышей у 2002 Г.
[95] КОНКАВЕ, Комментарии Конкаве к первому проекту, 2000 г.
[96] Мандуцио, Комментарии итальянского члена TWG к первому проекту, 2000 г.
[97] Кроутер, Низкотемпературные газы окисления NO ^-BOC, 2001.
[98] EPA, Информационный бюллетень по контролю за загрязнением воздуха SNCRy 2002.
[99] Тайеб Джавед И др., Контроль оксидов азота, образующихся при сгорании, путем селективного некаталитического восстановления , 2006 Г.
[100] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (НДТ) в Общих системах очистки и управления сточными водами и отходящими газами в химическом секторе (CWW BREF) , Европейская комиссия, JRC IPTS EIPPCB, 2003.
[101] Экер, Современное состояние нефтеперерабатывающих заводов, сосредоточенное на директиве IPPC - Umweltbundesamt, Австрийское агентство по окружающей среде, 1999.
[102] UBA, Немецкие комментарии по НДТ в нефтеперерабатывающей промышленности.
[103] Винтер, комментарии австрийского члена TWG к первому проекту, 2000 г.
[104] БОНГ-Джо Сун И Др., Сбор мелких частиц с использованием электростатического осадителя, оснащенного электростатическим флокирующим фильтром в качестве собирающего электрода , 2006.
[105] Критерий «Меньше топлива - меньше огня - меньше загрязнения - использование низкотемпературных катализаторов остаточных газов и каталитическое сжигание на серных заводах», 2006г.
[106] IMPEL Network, Диффузные выбросы ЛОС, 2000.
[107] ESA, Технология уплотнения: инструкции по НДТ, Европейская ассоциация уплотнений, 2005 г., стр. 71.
[108] CONCAWE, Обзор Refining BREF- выбросы в атмосферу , 2009 Г.
[109] Агентство по охране окружающей среды США, «Международный семинар Агентства по охране окружающей среды США 2006 г. по неорганизованным потерям ЛОС: новые мониторы, ПОТерИ ВЫбрОСОВ И потенциальные пробелы В политике», Международный семинар Агентства по охране окружающей среды США 2006г., 2006 Г.
[110] Радд и др., «Меры по сокращению выбросов ЛОС во время погрузки и разгрузки судов в ЕС», личное сообщение, 2001.
[111] ENTEC, Оценка выполнения Директивы по ЛОС, этап 1 1994/63/EC, 2009.

EPOBT DRAFT

[112] TWG CONCAWE, CONCAWE Комментарии к разделу VRU в REF BREF, 2012.
[113] SFT, Выбросы в атмосферу от факельного сжигания , 2009 Г.
[114] TWG IT, E[ересмотренный вклад Италии по установке Gela SNOx, 2012, 2012.
[115] DI PISA et al.,« Технология очистки дымовых газов SNO ^для котлов, сжигающих нефтяной кокс - опыт почти 9 лет непрерывной эксплуатации», 2008 г., Рио-де-Жанейро, 28-30 мая 2008 г.
[116] TOPSOE, «Технология SNO ^для очистки дымовых газов от сжигания нефтяного кокса и нефтяных остатков с высоким содержанием серы», Личное сообщение, 2006.
[117] 2008 Reilning Process Handbook 'SNO ^технология для очистки дымовых газов сгорания', Углеводородный Processing - 2008 Be финин Process Handbook, 2008.
[118] Hydrocarbon Processing, «Environmental Processes '98», Hydrocarbon Processing, 1998, c. C 71 no 118.
[119] COM, Справочный документ по наилучшим доступным методам (BAT) для сжигания отходов (WI BREF) , ЕврОПвЙСКЭЯ КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2006.
[120] COM, Справочный документ по наилучшим доступным технологиям (BAT) для предприятий по переработке отходов (WTBREF) , ЕврОПвЙСКЭЯ КОМИССИЯ, JRC IPTS EIPPCB, 2006.
[121] Деккере, Комментарии голландского члена TWG к первому проекту, 2000 г.
[122] Станислаус и др., «Последние достижения в науке и технологии производства дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы (ULSD)», 2010 г.
[123] ExxonMobil Research and Engineering, «Технология производства бензина из метанола», Митч Хиндман, 2013 г., Анкоридж, Аляска, США.
[124] Steinberg et al., «Очистка остаточной нефти с помощью процесса Hydrocarb», 1992, стр. 8.
[125] Exxon Mobil Research and Engineering, Адсорбция при быстром цикле переключения давления (RCPSA), 2010 г
[126] Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённые приказом Министра национальной экономики РК № 209 от 16.03.2015 года
[127] Методика определения нормативов эмиссий, в окружающую среду, утвержденной приказом министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021г. № 63.

ПРОЕКТ DRAFT