

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ: Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА ² : Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА ³ : 07-001-RC-00341-000	ДАТА ВЫПУСКА ⁵ : 01.12.2023	РЕДАКЦИЯ ⁴ : A02
ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕДАКЦИЙ ⁶ : 1 год	КОД СОСТАВИТЕЛЯ ⁸ : ДПО – Общие производственные операции	БИЗНЕС-ПРОЦЕСС ⁷ : Выполнение производственных операций	ПРОЦЕДУРА: Безопасность производственных операций	

Технологический регламент на установку подготовки нефти на наземном комплексе (установки 200, 210 и 360)

АННОТАЦИЯ:

Настоящий технологический регламент является основным техническим документом и описывает производственный процесс или его отдельные стадии, рабочие параметры и технологию производства, характеристики качества продукта и безопасные условия труда.

Настоящий документ представляет собой Технологический регламент для установку подготовки нефти на наземном комплексе (установки 200, 210 и 360), целью которого является обеспечение соответствия требованиям РК.

Технологический регламент соответствует пункту 5.1 "Процедуры безопасного проведения производственных операций".

СОГЛАСОВАНИЯ ⁹:

Составитель документа: Алимжан Кадыров [АТ]
Составитель технической документации



05.01.2024

Составитель документа: Каимбаев Талгат [АТ]
Составитель технической документации



05.01.2024

Функциональное/Техническое согласование: Стюарт Гордон Саймонс [АТ]
Менеджер по технической поддержке производственных операций



05.01.2024

Утверждающее лицо: Руслан Давлетов [АТ]
Менеджер по производственным операциям



05.01.2024

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	7
2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ	9
3. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ . НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	10
3.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ДАТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.	10
3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ	10
3.3 ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ — ОТВЕТСТВЕННАЯ СТОРОНА ЗА ТЕХНОЛОГИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	12
4. ОПИСАНИЕ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ, ПОТОКОВ ПРОДУКЦИИ, КАТАЛИЗАТОРОВ, ХИМРЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ	13
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ	13
4.2 КАТАЛИЗАТОРЫ, ХИМРЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	21
4.2.1 Химикаты и катализаторы, используемые на Установке подготовки нефти	21
5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВОК 200, 210 И 360	23
5.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	23
5.2 СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ НА НАЗЕМНОМ КОМПЛЕКСЕ - УСТАНОВКА 200	23
5.2.1 Предварительный нагрев сырой нефти на входе (200-НА-101 А/В; 200-НА-102)	23
5.2.2 Входной сепаратор нефти (200-VS-101)	25
5.2.3 Входные насосы нефти (200-РА-101А/В/С)	26
5.2.4 Основные принципы противоаварийной защиты	26
5.3 УСТАНОВКА 210 - ДЕГИДРАТАЦИЯ И СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ	27
5.3.1 Дегидратор (210-VU-101)	27
5.3.2 Стабилизационная колонна (210-VE-101)	27
5.3.3 Основные принципы противоаварийной защиты	31
5.4 НАФТООТГОННАЯ КОЛОННА - УСТАНОВКА 210	31
5.4.1 Нафтоотгонная колонна (210-VE-102)	31
5.4.2 Основные принципы противоаварийной защиты	33
5.5 БЛОК ДЕМЕРКАПТАНИЗАЦИИ НЕФТИ — УСТАНОВКА 210	34

5.5.1	Экстрактор (210-VC-101) и емкость выделения каустика (210-VA-106)	34
5.5.2	Подогреватель каустика (210-НА-104)	35
5.5.3	Окислительная колонна (210-VF-102)	36
5.5.4	Сепаратор дисульфидов (210-VS-101)	36
5.5.5	Циркуляция каустика	37
5.5.6	Добавление топливного газа НД	37
5.5.7	Емкость дегазации отработанного каустика (210-VA-105)	37
5.5.8	Буферная емкость воды (210-VA-103)	38
5.5.9	Прямом каустика (210-VA-104)	38
5.5.10	Основные принципы противоаварийной защиты	38
5.6	ВОЗДУШНЫЕ ОХЛАДИТЕЛИ- УСТАНОВКА 210	39
5.6.1	Верхний конденсатор нафтоотгонной колонны (210-НС-101)	39
5.6.2	Охладитель экспортной нефти (210-НС-102)	39
5.7	ПОДГОТОВКА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ — УСТАНОВКА 210	40
5.8	НАЗЕМНАЯ УСТАНОВКА КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ — УСТАНОВКА 360	43
5.8.1	Контроль давления на всасывании	43
5.8.2	Режимы работы компрессоров	43
5.8.3	Управление разделением нагрузки	48
5.9	БЛОК ЗАКАЧКИ МЕТАНОЛА (А1-360-ХХ-001)	49
6.	НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	50
6.1	УПРАВЛЕНИЕ КОРРОЗИЕЙ	63
6.1.1	Общие сведения	63
6.1.2	Точки контроля коррозии	63
7.	СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ	65
7.1	АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	66
7.2	АВАРИЙНЫЕ СИГНАЛЫ И ОТКЛЮЧЕНИЯ	72
8.	ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО БЕЗОПАСНОГО ПУСКУ И ОСТАНОВУ ПРОИЗВОДСВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	103
8.1	НАСТРОЙКА ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	103
8.2	ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА	104
8.3	ВЗАИМОЗАВИСИМОСТИ/РАЗРЕШАЮЩИЕ СИГНАЛЫ	106
8.4	ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА	117
8.5	ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ	117

8.5.1	Установка 200 - Входной сепаратор нефти	117
8.5.2	Установка 210	118
8.5.3	Нагнетание давления в промысловом нефтепроводе	126
8.5.4	Нагнетание давления в системах наземного комплекса по пути прохождения потока нефти	126
8.5.5	Создание рабочих уровней в оборудовании по пути прохождения потока нефти	127
8.5.6	Пуск циркуляции воды в системе очистки нефтесодержащей воды	130
8.6	ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	132
8.6.1	Установка 200	132
8.6.2	Установка 210	136
8.6.3	Подробная процедура ввода в эксплуатацию компрессора газа мгновенного испарения Установки 360	153
8.7	РАБОТА В ШТАТНОМ РЕЖИМЕ	167
8.7.1	Общие проверки	168
8.7.2	Входной сепаратор	170
8.7.3	Водно-грязевый отстой (ВГО) из дегидрататора	171
8.7.4	Упругость паров по Рейду/H ₂ S от стабилизационной колонны	172
8.7.5	Содержание меркаптанов по техническим условиям/работа фракционной колонны	173
8.7.6	Работа установки Мерох	173
8.7.7	Эксплуатация в зимних условиях	174
8.7.8	Минимальная производительность	174
8.8	ШТАТНЫЙ ОСТАНОВ	175
8.8.1	Координирование	176
8.8.2	Общая последовательность останова	176
8.8.3	Останов Установки 200 (Наземная установка сепарации НД)	177
8.8.4	Останов Установки 210 (Установка подготовки сырой нефти)	177
8.8.5	Процедуры останова Установки очистки воды	178
8.8.6	Останов Установки 210 (Мерох)	179
8.8.7	Продувка установки	181
8.8.8	Останов Установки 360m (Установка компримирования газа мгновенного испарения)	182
9.	СБОИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ВЫЯВЛЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ	183
9.1	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	183
10.	БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	197
10.1	ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АВАРИЙ, СВЯЗАННАЯ С УСТАНОВКОЙ	198
10.2	КЛАССИФИКАЦИЯ ТОКСИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ	200
10.3	ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ТОКСИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ И ПОЛУЧАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ НА УСТАНОВКАХ 200, 210 И 360	202
10.4	ИНФОРМАЦИЯ О ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИКОЛОГИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ — МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	205

10.4.1	Сырая нефть	205
10.4.2	Метанол	206
10.4.3	Сероводород (H ₂ S)	207
10.4.4	Каустик - NaOH (46%)	209
10.4.5	«Мерох»	210
10.4.6	Дезэмульгатор	211
10.5	СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	212
10.6	МОЛНИЕЗАЩИТА И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	212
10.7	УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	213
10.8	СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	214
10.8.1	Активная пожарная защита	214
10.8.2	Пассивная противопожарная защита	218
10.8.3	Переносное и передвижное противопожарное оборудование	221
10.9	СИСТЕМА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОЛЖНА ОБЕСПЕЧИВАТЬ НАДЕЖНУЮ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	221
10.9.1	Система аварийной сигнализации	221
10.9.2	Общее оповещение	222
10.9.3	Пожарная сигнализация	223
10.9.4	Сигнал покидания установки	223
10.9.5	Средства обеспечения безопасности	223
10.9.6	Система обнаружения токсичных и пожароопасных газов в воздухе рабочей зоны	223
10.10	ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	225
10.11	РЕАГИРОВАНИЕ НА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ	226
11.	АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕДУРЫ ОСТАНОВА	227
11.1	ВЕРОЯТНЫЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ	227
11.1.1	КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)	228
11.1.2	ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ (НА ПЕРИОД ОТ БОЛЕЕ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)	228
11.1.3	ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ	229
11.1.4	ОТКАЗ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИП	229
11.1.5	Пожар или пожарная опасность	229
11.2	АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	230
11.2.1	Сценарии аварийного останова Уровня 3	230
11.2.2	Установка 200	230
11.2.3	Установка 210	231
11.2.4	Установка 360	234
11.2.5	Взаимодействия при останове	234
11.2.6	Сценарии и взаимозависимости при АО 2	235
11.2.7	Система сброса давления	235
11.2.8	Факельная система	236
11.3	ПРИ ПОЖАРАХ ИЛИ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИИ НА УСТАНОВКАХ	236
11.4	В СЛУЧАЕ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ СОСУДОВ	237

12.ОТХОДЫ, СТОКИ И ВЫБРОСЫ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ	238
12.1 ОТХОДЫ	238
12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ	238
12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	238
13.ПЕРЕЧНИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ	242
13.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ	242
14.ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	269
14.1 ОПИСАНИЕ ДОЛЖНОСТНЫХ ОБЯЗАННОСТЕЙ	269
14.2 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	269
14.3 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	270
15.ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 570	271
15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)	271
15.2 СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИПИИ)	271
16.СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСУ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И СООРУЖЕНИЙ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОБЪЕКТАМ	272
16.1 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 1	272
16.2 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 360 - КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ 1 И 2, 200-СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 2	272
16.3 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 3 УСТАНОВКА 360 - КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ ТЛ 4	272
ДОПОЛНЕНИЕ А. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТА ОПР	273
ДОПОЛНЕНИЕ В. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА	274
ДОПОЛНЕНИЕ С. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА	275
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	276

1. ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Восточный Кашаган расположено на шельфе Каспийского моря, в территориальных водах Казахстана, приблизительно в 80км к югу от города Атырау. Оно расположено на мелководье (глубина менее 4м), характеризующемся экстремальными условиями окружающей среды в зимний период из-за ледяного покрова и в летний период из-за высоких температур. Кроме того, Каспийское море подвержено сезонным и ежегодным изменениям уровня воды, а также является экологически чувствительной территорией. Коллектор месторождения Кашаган представляет собой крупную нефтяную залежь легкой фракции (38-45° по API) под аномально высоким пластовым давлением с высоким содержанием сероводорода.

Объекты наземного комплекса:

Технологические линии 1 и 2 будут иметь следующую рабочую конфигурацию:

Установки подготовки газа:

- 1 x 225 000 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте, установка приема газа (входной газосепаратор),;
- 2 ТЛ, 112 500 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте, для каждой ТЛ предусматривается:
 - Удаление кислых газов (обессеривание газа)
 - Осушка газа;
 - Регулирование точки росы (турбодетандер);
 - Извлечение жидких УВ
 - Очистка СУГ
- 3 компрессора товарного газа, 75 000 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте;
- Хранилище СУГ;
- Установка для хранения и экспорта жидкой серы;
- Экспортный газопровод;
- Линия топливного газа до острова D.

Установки комплексной подготовки нефти:

- 3 ТЛ, 150 000 барр.нефти/сутки, для каждой ТЛ предусматривается:
 - Наземный сепаратор нефти
 - Осушка
 - Стабилизатор
 - Нафтоотгонная колонна
 - Установка удаления меркаптанов из легких фракций (блок Mercox)
 - Компрессор газа мгновенного испарения
- Установки для хранения и экспорта нефти
- Экспортный нефтепровод

Сооружения ОПР могут оперировать в нескольких режимах:

1. Полное производство посредством 2-х технологических линий сепарации нефти + 2-х технологических линии КГМИ, 2-х компрессоров закачки сырого газа (ЗСГ) и отправка Газа на УКПНиГ
2. Частичное производство посредством 2-х технологических линий сепарации нефти + 2-х технологических линии КГМИ, 2-х/1-го ЗСГ без отправки Газа на УКПНиГ

3. Частичное производство посредством 2-х технологических линий сепарации нефти + 2-х технологических линии КГМИ и отправка Газа через промысловый трубопровод на УКПНИГ без ЗСГ
4. Частичное производство посредством 1-ой технологических линий сепарации нефти + 1-ой технологических линии КГМИ, 2-мя/1-им компрессор ЗСГ и отправкой Газа на УКПНИГ

1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Цель данного документа заключается в определении условий эксплуатации и порядка осуществления технологического процесса для наземной установки подготовки нефти в соответствии с требованиями Главы 5, Правила №355 Министерства Инвестиции и Индустриального Развития Республики Казахстан от 30.12.2014г. Ссылка **[Е.140]**.

Данный документ служит Технологическим регламентом на установку подготовки нефти на наземном комплексе в составе установок 200, 210 и 360 и связан с Технологическим этапом 5.1 Процедуры безопасных производственных операций. Ссылка **[I.1]**

2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Лицо, ответственное за настоящий документ, представляет собой орган функционального/технического согласования, в текущие обязанности которого входит применение и соблюдение рабочих условий и технологических режимов работы Установки очистки нефти и компрессоров газа мгновенного испарения (установки 200,210 и 360) .

Ответственным за процесс (и составителем документа) является группа по разработке технологического процесса. В ее обязанности входит активное участие в составлении документа, его рассмотрении и своевременном реагировании на направленные запросы и комментарии от пользователей.

Суперинтендант по производственным операциям наземного комплекса несет ответственность за выполнение работ, связанных с эксплуатацией установки подготовки нефти, газа, серы и экспортных сооружений согласно указанных режимных параметров, спецификации на сырье и продукты.

Супервайзер по разработке технологического процесса отвечает за техническую поддержку операций и надзор за группой по разработке технологического процесса.

2.1 Технический надзор

Все перечисленные ниже специалисты по техническому надзору (ТН) ДПО несут ответственность за оказание поддержки и предоставление необходимой информации.

- группа по Разработке Технологического процесса
- Супервайзеры Участков и Пульта Управления
- группа Поддержки Производства
- группа Промысловой химии
- Лабораторная группа
- группа по Охране окружающей среды
- группа по Ликвидации чрезвычайных ситуации
- группа Промышленной санитарии
- группа по Технологической безопасности
- группа Автоматизации и управления
- группа Вращающегося(Динамического) оборудования
- группа КИП
- отдел Технического контроля (ОТК)
- группа Инспекции

Специалисты вышеперечисленных групп ДПО несут ответственность за корректность и актуальность указанных значений в представленных таблицах и описаниях в зонах своей профессиональной компетенции. Должны убедиться что внедрения согласно электронной системе Управлению Изменениями (далее эУИ) были также отражены в настоящем документе.

3. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ . НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

Ссыл. [Е.65,Е.70]

3.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ДАТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.

Установка подготовки нефти является частью установки комплексной подготовки нефти и газа, построенной в рамках проекта Опытно-промышленной разработки месторождения Восточный Кашаган в Республике Казахстан, оператором которого является компания «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.» (НКОК Н.В.).

Установка подготовки нефти предназначена для обработки сырой нефти, поступающей с морских объектов, до характеристик, отвечающих условиям экспорта. Сырая нефть, поступающая по трубопроводу от морского объекта, содержит сероводород, легкие углеводороды и легкие меркаптаны, которые должны быть обработаны до соответствия спецификациям на сырую нефть.

Основные особенности наземной установки подготовки нефти: подготовка нефти, включая приемные сооружения, дегидратацию, стабилизацию нефти, компримирование верхнего газа стабилизационной колонны (газ мгновенного испарения), фракционирование (или отделение нефти) с демеркаптанизацией верхнего продукта фракционной колонны и система очистки пластовой воды.

Дата ввода в эксплуатацию

Установки 200, 210 и 360 приняты в эксплуатацию в декабре 2018г.(согласно Акта о готовности #KE01-A0-000-AK-A-AC-0014-000 от 05.12.2018г. [Е.141])

3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ

Установку подготовки нефти можно разделить на следующие установки:

- Установка 200, включающая подогрев нефти на входе и входную сепарацию, в том числе первую ступень обессоливания.
 - Входные теплообменники нефти 200-НА-101А/В, 200-НА-201А/В, 200-НА-301А/В.
 - Пусковой подогреватель входной нефти 200-НА-102, 200-НА-202, 200-НА-302.
 - Смеситель сырья входного сепаратора 200-ZE-101, 200-ZE-201, 200-ZE-301.
 - Входной сепаратор нефти на наземном комплексе 200-VS-101, 200-VS-201, 200-VS-301.
 - Входные насосы нефти 200-РА-101А/В/С, 200-РА-201А/В/С, 200-РА-301А/В/С.
 - Блок подачи деэмульгатора 200-ХХ-101, 200-ХХ-201, 200-ХХ-301, включая резервуар деэмульгатора 200-ТС-101, 200-ТС-201, 200-ТС-301 и насосы закачки деэмульгатора 200-PD-101А/В, 200-PD-201А/В, 200-PD-301А/В.
- Установка 210 включает дегидратацию, стабилизацию сырой нефти, фракционирование, блок демеркаптанизации и подготовку пластовой воды.
 - Смеситель дегидрататора 210-ZE-101, 210-ZE-201, 210-ZE-301.
 - Дегидратор 210-VU-101, 210-VU-201, 210-VU-301.
 - Насосы рециркуляции воды 210-РА-102А/В, 210-РА-202А/В, 210-РА-302А/В.
 - Подогреватель сырья стабилизатора 210-НА-102, 210-НА-202, 210-НА-302.
 - Кубовый(низовый) насос нафтоотгонной колонны 210-РА-101А/В, 210-РА-201А/В, 210-РА-301А/В.
 - Стабилизационная колонна сырой нефти 210-VE-101, 210-VE-201, 210-VE-301.
 - Ребойлер стабилизационной колонны сырой нефти 210-НА-101, 210-НА-201, 210-НА-301 и 210-НА-101А/201А/301А.
 - Конденсатная емкость ребойлера стабилизационной колонны 210-VN-101, 210-VN-201, 210-VN-301.
 - Нафтоотгонная колонна 210-VE-102, 210-VE-202, 210-VE-302.

- Ребойлер нафтоотгонной колонны 210-НА-103, 210-НА-203, 210-НА-303 и 210-НА-103А/-203А/-303А.
- Конденсатная емкость ребойлера нафтоотгонной колонны 210-VN-102, 210-VN-202, 210-VN-302.
- Верхний конденсатор нафтоотгонной колонны 210-НС-101, 210-НС-201, 210-НС-301.
- Емкость орошения нафтоотгонной колонны 210-ВА-101, 210-ВА-201, 210-ВА-301.
- Насосы орошения фракционной колонны нефти 210-РА-104А/В, 210-РА-204А/В, 210-РА-304А/В.
- Холодильник экспортной нефти 210-НС-102, 210-НС-202, 210-НС-302.
- Насос промывки парафина 210-РА-109, 210-РА-209, 210-РА-309.
- Насосы подачи воды стабилизатора 210-РА-110А/В, 210-РА-210А/В, 210-РА-310А/В.

Блок демеркаптанзации нефти 210-XX-102, 210-XX-202, 210-XX-302.

- Экстракционная колонна 210-VC-101, 210-VC-201, 210-VC-301.
- Насосы подачи дисульфидной нефти 210-PD-102А/В, 210-PD-202А/В, 210-PD-302А/В.
- Насосы подачи раствора каустика 210-PD-103А/В, 210-PD-203А/В, 210-PD-303А/В.
- Насосы закачки воды 210-PD-104А/В, 210-PD-204А/В, 210-PD-304А/В.
- Емкость подачи катализатора 210-VN-103, 210-VN-203, 210-VN-303.
- Подогреватель каустика 210-HF-104, 210-HF-204, 210-HF-304.
- Окислитель 210-VF-102, 210-VF-202, 210-VF-302.
- Насосы циркуляции каустика 210-РА-105А/В, 210-РА-205А/В, 210-РА-305А/В.
- Дисульфидный сепаратор 210-VS-101, 210-VS-201, 210-VS-301.
- Вентиляционная емкость 210-ВА-102, 210-ВА-202, 210-ВА-302.
- Насос откачки отработанного каустика 210-РА-108, 210-РА-208, 210-РА-308.
- Емкость дегазации отработанного каустика 210-ВА-105, 210-ВА-205, 210-ВА-305.
- Буферная емкость воды 210-ВА-103, 210-ВА-203, 210-ВА-303.
- Насос подачи воды/отработанного каустика 210-РА-106, 210-РА-206, 210-РА-306.
- Дренажная емкость каустика 210-ВА-104, 210-ВА-204, 210-ВА-304.
- Насос дренажной емкости каустика 210-РА-107, 210-РА-207, 210-РА-307.
- Емкость восстановления каустика 210-ВА-106, 210-ВА-206, 210-ВА-306.

Очистка пластовой воды

- Пластовая вода - жидкостно-жидкостный гидроциклон 210-VX-101, 210-VX-201, 210-VX-301. Входные бустерные насосы (А1-210-РА-115А/В, А1-210-РА-215А/В) установлены на ТЛ 1 и ТЛ 2.
- Твердо-жидкостный гидроциклон 210-ВА-116, 210-ВА-216, 210-ВА-316 (1)
- Емкость ГНФ (газонапорная флотация) пластовой воды 210-VN-101, 210-VN-201, 210-VN-301
- Емкость хранения нефти (А1-210-ВА-103, А1-210-ВА-203)
- Насосы перекачки нефти (А1-210-РС-102А/В, А1-210-РС-202А/В)
- Насосы ГНФ нефти 210-РС-111А/В, 210-РС-211А/В, 210-РС-311А/В.
- Насосы ГНФ воды 210-РА-112А/В, 210-РА-212А/В, 210-РА-312А/В.
- Блок подачи деэмульгатора для обратного нагружения 210-XX-104, 210-XX-204, 210-XX-304, включая резервуар 210-TV-101, 210-TV-201, 210-TV-301 и нагнетательные насосы 210-PD-101А/В, 210-PD-201А/В, 210-PD-301А/В.
- Блок закачки ингибитора коррозии 210-XX-109, включая резервуар хранения ингибитора коррозии 210-ТА-109 и насосы закачки ингибитора коррозии 210-PD-109А/В. (Установлены только на ТЛ 1 и ТЛ 2)
- Блок дозирования флокулянта включает расходные резервуары флокулянта (А1-210-ТА-101А/В, А1-210-ТА-201А/В) со смесителем (А1-210-ЗЖ-101А/В, А1-210-ЗЖ-201А/В) и насосы дозирования флокулянта (А1-210-РС-101А/В, А1-210-РС-201А/В).

ПРИМЕЧАНИЕ (1): ТЖГЦ должен рассматриваться в качестве неработающего, так как еще не смонтированы бустерные насосы нефти, необходимые для создания достаточного перепада давления в ТЖГЦ для надлежащей сепарации твердых частиц и жидкости.

- Установка 360 состоит из Установки компримирования газа мгновенного испарения и Блока закачки метанола.

Для ТЛ 1, 2 и 3 вместе взятых будут предусмотрены 4 x 34% компрессора газов мгновенного испарения. Каждый компрессор Технологической линии включает:

- Входную емкость 1-й ступени КГМИ 360-VN-011/021/031/041
- 1-й и 2-й ступени КГМИ 360-KC-010/020/030/040
- Охладитель смазочного масла 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения 360-НС-014/024/034/044
- Рециркуляционный охладитель 1-й ступени КГМИ 360-НС-011/021/031/041
- Входной охладитель 2-й ступени КГМИ 360-НС-012/022/032/042
- Входная емкость 2-й ступени КГМИ 360-VN-012/022/032/042
- Концевой охладитель 2-й ступени КГМИ 360-НС-013/023/033/043
- Выходная емкость 2-й ступени КГМИ 360-VN-013/023/033/043
- Насосы рециркуляции конденсата входной емкости 1-й ступени КГМИ 360-РА-011АВ/021АВ/031АВ/041АВ
- Блок закачки метанола Установки подготовки нефти 360-XX-001

3.3 ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ — ОТВЕТСТВЕННАЯ СТОРОНА ЗА ТЕХНОЛОГИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

Первоначальный проект и технологический процесс были разработаны компанией «Кашаган Девелопмент Проджект Контракторс» (КДПК).

Генеральный Подрядчик – Petrofac International Limited.

Лицензиар технологии де-меркаптанизации “MEROX” является UOP Honeywell.

4. ОПИСАНИЕ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ, ПОТОКОВ ПРОДУКЦИИ, КАТАЛИЗАТОРОВ, ХИМРЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ

Сырая нефть:

Сырая нефть поступает из морских объектов по трубопроводу, который обеспечивает нефтью все технологические линии.

Таблица 4.1.1 Параметры

Рабочее давление на границе установки	<16 бар изб.
Расчетное давление	79 бар изб.
Рабочая температура	От 0.9°C до 55°C
Расчетная температура	75°C
Температура образования парафина	38°C
Температура застывания	< -20°C

Примечания: Температура нефти на входе меняется в зависимости от пропускной способности, а также от времени года (лето/зима).

Каустический раствор:

В холодное/жаркое время года используются два различных свежеприготовленных щелочных раствора согласно ЭУИ №23526. В осенне-зимний период используется щелочной раствор 23% по весу, а в весенне-летний период - 46% по весу. Крепость щелочного раствора меняется в зависимости от времени года и температуры окружающей среды, что позволяет избежать замерзания щелочного раствора в трубопроводе от емкости хранения щелочи до 5 систем MEROX.

Таблица 4.2.1. Параметры потока каустика

Рабочее давление на границе установки	<6 бар изб.
Расчетное давление	7 бар изб.
Рабочая температура	20-50°C
Расчетная температура	60°C

Вода в сырую нефть поступает из двух источников.

- Пластовая вода
- Конденсированная вода из-за охлаждения

В настоящее время получаемая вода состоит из 50/50 смеси от обоих источников.

Предполагается, что конденсированная вода будет содержать не более 10 г/литр соленой воды.

Пластовая вода имеет гораздо более высокую потенциальную минерализацию. Если имеются результаты двух проб, следует использовать наихудший результат из двух.

Нефть представляет собой трехфазную смесь, состоящую из нефти, воды и некоторого количества растворенного газа. Состав нефти, подаваемой на установку, будет меняться в зависимости от времени года, а также из года в год, но для целей проектирования стандартный состав сырой нефти с учетом ожидаемой температуры представлен в таблицах ниже.

Таблица 4.1.3 Варианты, использованные при БП

№ варианта	Нефть, барр./сутки	Газ, млн. ст. м³/сут (4)	Смешанный газ / Газ ВД	Лето / Зима	Примечания
Проектный вариант					
1	150 000 (165 000)	6.6/6.2	ВД	Л/З	ТЛ 1 (4)
2	300 000	7.2/7.4	ВД	Л/З	(2)
Эксплуатационные варианты					
3	75 000	6.0/6.2	Смешанный	Л/З	
4	300 000 (330 000)	13.2/12.4	ВД	Л/З	ТЛ 2 (4)
5	450 000 (495 000)	14.6/12.9	ВД	Л/З	ТЛ 3 (4)
6	450 000	19.7/18.6	ВД	Л/З	
Эксплуатационные варианты в ухудшенных условиях					
7	300 000	7.2/7.4	ВД	Л/З	(3)
Проектный вариант МУГ					
8	370 000	8.6/8.49	МУГ	Л/З	(6)
Эксплуатационный вариант МУН					
9	450 000	8.36/7.94		Л/З	(7)

Примечания:

- (1) Проектные варианты (1-2) рассчитаны для большинства типоразмеров оборудования. Размеры оборудования увеличиваются, при необходимости, для обеспечения реализации Эксплуатационных вариантов (5-7). В Варианте 3 не установлен размер оборудования; однако, при необходимости, оборудование будет эксплуатироваться при сниженных параметрах для сохранения в пределах размеров оборудования, установленных для других вариантов. Вариант 7 определяет проект входного газожидкостного сепаратора и общих газовых линий.
- (2) Данный вариант основан на исходном варианте БП Р01, который устанавливает исходные данные для разрешенного удаления кислотного газа (УКГ). Этот вариант поддерживается, чтобы последующие секции установки подготовки газа были совместимы с УКГ.
- (3) Это стандартный Вариант 300/75 с учетом текущих условий на морском комплексе. Две ступени компримирования и температура на входе сепаратора ВД на морском комплексе - 50°C. Вариант 8 не используется для определения размеров оборудования.
- (4) Мощность включает газ мгновенного испарения из технологических линий нефти.

Таблице 4.1.4 Типичный состав нефти на входе

		Вариант 1	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 3
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима
Температура	°C	18.5	10	29	23,9	13,2	0,9
Давление	бар абс.	15	15	15	15	15	15
Массовый расход	кг/ч	866654	865.210	1715838	1712518	429461	427136
Молекулярный вес		106.08	105.45	110.06	109.50	105.86	105.24
Массовая плотность	кг/м³	802.68	810.60	796.16	800.30	807.28	818.18

		Вариант 1	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 3
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима
Компонент							
Азот	Мол. %	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
CO ₂	Мол. %	0.5274	0.5241	0.4264	0.4255	0.5259	0.5227
H ₂ S	Мол. %	7.6155	7.5701	6.3221	6.3359	7.5931	7.5485
Метан	Мол. %	0.9757	0.9692	0.8818	0.8777	0.9731	0.9667
Этан	Мол. %	2.5920	2.5756	2.1446	2.1457	2.5850	2.5689
Пропан	Мол. %	5.1035	5.0728	4.3677	4.3951	5.0901	5.0599
IC ₄ *	Мол. %	1.6625	1.6525	1.5038	1.5158	1.6582	1.6484
NC ₄ *	Мол. %	4.4603	4.4337	4.1239	4.1605	4.4489	4.4227
IC ₅ *	Мол. %	2.6799	2.6640	2.6190	2.6406	2.6732	2.6575
NC ₅ *	Мол. %	2.7788	2.7623	2.7218	2.7441	2.7718	2.7556
C ₆ *	Мол. %	5.1496	5.1188	5.2485	5.2787	5.1367	5.1064
Бензол	Мол. %	0.1739	0.1729	0.1799	0.1806	0.1735	0.1724
C ₇ *	Мол. %	5.7549	5.7201	5.9997	6.0132	5.7405	5.7063
Толуол	Мол. %	0.5899	0.5862	0.6206	0.6202	0.5884	0.5848
C ₈ *	Мол. %	5.6325	5.5981	5.9352	5.9296	5.6185	5.5847
п-ксилол	Мол. %	1.1297	1.1225	1.1975	1.1922	1.1269	1.1198
Этилбензол	Мол. %	0.1890	0.1878	0.2003	0.1995	0.1886	0.1874
C ₉ *	Мол. %	4.1249	4.0988	4.3782	4.3559	4.1146	4.0890
C ₁₀ *	Мол. %	4.2215	4.1941	4.4884	4.4570	4.2110	4.1841
C ₁₁ *	Мол. %	3.6311	3.6068	3.8631	3.8312	3.6220	3.5981
C ₁₂ *	Мол. %	3.1203	3.0987	3.3202	3.2901	3.1125	3.0913
C ₁₃ *	Мол. %	2.6793	2.6604	2.8509	2.8238	2.6726	2.6540
C ₁₄ *	Мол. %	2.3014	2.2845	2.4484	2.4241	2.2956	2.2790
CN ₁ *	Мол. %	7.4449	7.3869	7.9171	7.8365	7.4264	7.3691
CN ₂ *	Мол. %	5.4966	5.4511	5.8424	5.7825	5.4829	5.4380
CN ₃ *	Мол. %	0.9668	0.9588	1.0276	1.0171	0.9644	0.9565
Метилмеркаптан	Мол. %	0.0273	0.0271	0.0256	0.0258	0.0272	0.0270
Этилмеркаптан	Мол. %	0.0428	0.0426	0.0423	0.0427	0.0427	0.0425
п-пропилмеркаптан	Мол. %	0.0508	0.0505	0.0524	0.0526	0.0507	0.0504
п-бутилмеркаптан	Мол. %	0.0617	0.0613	0.0646	0.0647	0.0615	0.0611
CS ₂	Мол. %	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027
COS	Мол. %	0.0015	0.0015	0.0012	0.0012	0.0015	0.0015
H ₂ S	Мол. %	18.81	19.3424	19.1808	19.3356	19.0180	19.5419

* Псевдо-компоненты

		Вариант 5	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 6
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима
Температура	°С	29	23.9	35.4/37.0*	31.8
Давление	бар абс.	15	15	15	15
Массовый расход	кг/ч	1.734.828	1.731.518	2.611.725	2.612.985
Молекулярный вес		106.07	106.07	105.52	105.24
Массовая плотность	кг/м ³	794.17	797.5	788.50	791.70
Компонент					
Азот	Мол. %	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
CO ₂	Мол. %	0.5273	0.5257	0.5238	0.5224
H ₂ S	Мол. %	7.6139	7.5928	7.5657	7.5464
Метан	Мол. %	0.9757	0.9726	0.9689	0.9661
Этан	Мол. %	2.5919	2.5842	2.5741	2.5670
Пропан	Мол. %	5.1034	5.0899	5.0695	5.0572
IC ₄ *	Мол. %	1.6624	1.6581	1.6517	1.6478
NC ₄ *	Мол. %	4.4601	4.4489	4.4316	4.4214
IC ₅ *	Мол. %	2.6798	2.6733	2.6630	2.6571
NC ₅ *	Мол. %	2.7787	2.7720	2.7612	2.7551
C ₆ *	Мол. %	5.1493	5.1369	5.1172	5.1058
Бензол	Мол. %	0.1739	0.1735	0.1728	0.1724
C ₇ *	Мол. %	5.7546	5.7405	5.7188	5.7059
Толуол	Мол. %	0.5899	0.5883	0.5862	0.5848
C ₈ *	Мол. %	5.6323	5.6181	5.5973	5.5843
п-ксилол	Мол. %	1.1296	1.1265	1.1226	1.1197
Этилбензол	Мол. %	0.1890	0.1885	0.1879	0.1874
C ₉ *	Мол. %	4.1247	4.1135	4.0991	4.0899
C ₁₀ *	Мол. %	4.2213	4.2092	4.1951	4.1839
C ₁₁ *	Мол. %	3.6309	3.6198	3.6083	3.5981
C ₁₂ *	Мол. %	3.1201	3.1099	3.1007	3.0913
C ₁₃ *	Мол. %	2.6792	2.6699	2.6626	2.6540
C ₁₄ *	Мол. %	2.3013	2.2927	2.2870	2.2790
CN ₁ *	Мол. %	7.4446	7.4135	7.3983	7.3691
CN ₂ *	Мол. %	5.4964	5.4708	5.4622	5.4380
CN ₃ *	Мол. %	0.9667	0.9622	0.9607	0.9565
Метилмеркаптан	Мол. %	0.0273	0.0272	0.0271	0.0270
Этилмеркаптан	Мол. %	0.0428	0.0427	0.0426	0.0425
п-пропилмеркаптан	Мол. %	0.0508	0.0507	0.0505	0.0504
п-бутилмеркаптан	Мол. %	0.0616	0.0615	0.0613	0.0611

		Вариант 5	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 6
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима
CS ₂	Мол. %	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027
COS	Мол. %	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
H ₂ S	Мол. %	18.8148	19.0609	19.3269	19.5530

* Псевдо-компоненты

		Вариант 7	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 8
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима
Температура	°C	35.4	31.8	29	23.9
Давление	бар абс.	15	15	15	15
Массовый расход	кг/ч	2.602.721	2.603.797	1.745.183	1.738.848
Молекулярный вес		106.06	105.75	106.12	105.80
Массовая плотность	кг/м ³	788.33	791.55	793.85	798.50
Компонент					
Азот	Мол. %	0.0013	0.0013	0.0013	0.0010
CO ₂	Мол. %	0.5272	0.5257	0.5276	0.5260
H ₂ S	Мол. %	7.6140	7.5934	7.6184	7.5960
Метан	Мол. %	0.9755	0.9725	0.9763	0.9730
Этан	Мол. %	2.5914	2.5839	2.5935	2.5850
Пропан	Мол. %	5.1025	5.0893	5.1064	5.0920
IC ₄ *	Мол. %	1.6621	1.6580	1.6634	1.6590
NC ₄ *	Мол. %	4.4594	4.4485	4.4626	4.4510
IC ₅ *	Мол. %	2.6794	2.6731	2.6813	2.6740
NC ₅ *	Мол. %	2.7783	2.7717	2.7803	2.7730
C ₆ *	Мол. %	5.1486	5.1365	5.1522	5.1390
Бензол	Мол. %	0.1739	0.1735	0.1740	0.1740
C ₇ *	Мол. %	5.7537	5.7400	5.7578	5.7430
Толуол	Мол. %	0.5898	0.5883	0.5902	0.5890
C ₈ *	Мол. %	5.6314	5.6177	5.6354	5.6210
п-ксилол	Мол. %	1.1295	1.1264	1.1303	1.1270
Этилбензол	Мол. %	0.1890	0.1885	0.1891	0.1890
C ₉ *	Мол. %	4.1241	4.1132	4.1270	4.1150
C ₁₀ *	Мол. %	4.2207	4.2089	4.2237	4.2110
C ₁₁ *	Мол. %	3.6304	3.6194	3.6329	3.6210
C ₁₂ *	Мол. %	3.1196	3.1096	3.1218	3.1110
C ₁₃ *	Мол. %	2.6788	2.6697	2.6807	2.6710
C ₁₄ *	Мол. %	2.3009	2.2925	2.3026	2.2940

		Вариант 7	Вариант 7	Вариант 8	Вариант 8
Свойства		Лето	Зима	Лето	Зима
CN ₁ *	Мол. %	7.4435	7.4129	7.4487	7.4170
CN ₂ *	Мол. %	5.4955	5.4703	5.4994	5.4730
CN ₃ *	Мол. %	0.9666	0.9622	0.9673	0.9630
Метилмеркаптан	Мол. %	0.0273	0.0272	0.0273	0.0272
Этилмеркаптан	Мол. %	0.0428	0.0427	0.0429	0.0427
n-пропилмеркаптан	Мол. %	0.0508	0.0507	0.0508	0.0507
NB меркаптан	Мол. %	0.0616	0.0615	0.0617	0.0615
CS ₂	Мол. %	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027
COS	Мол. %	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
H ₂ S	Мол. %	18.8260	19.0669	18.7689	19.0258

* Псевдо-компоненты

		Вариант 9	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 10
Свойства		МУГ в летнее время	МУГ в зимнее время	Лето	Зима
Температура	°C	50.37	28.55	52.58	30.10
Давление	бар абс.	15.00	15.00	15.01	15.00
Массовый расход	кг/ч	2064718	2134219	2525020	2606689.
Молекулярный вес		112.7	106.49	112.87	106.51
Массовая плотность	кг/м ³	780.09	797.0	778.24	795.72
Компонент					
Азот	Мол. %	0.0012	0.0014	0.0012	0.0014
CO ₂	Мол. %	0.3173	0.5535	0.3172	0.5536
H ₂ S	Мол. %	5.0297	8.5394	5.0134	8.5409
Метан	Мол. %	0.6976	0.8317	0.6991	0.8318
Этан	Мол. %	1.6742	2.1798	1.6710	2.1802
Пропан	Мол. %	3.7154	4.6886	3.7014	4.6894
IC ₄ *	Мол. %	1.3767	1.5839	1.3724	1.5842
NC ₄ *	Мол. %	3.8637	4.2659	3.8532	4.2666
IC ₅ *	Мол. %	2.5809	2.6434	2.5785	2.6438
NC ₅ *	Мол. %	2.6892	2.7408	2.6870	2.7413
C ₆ *	Мол. %	5.3299	5.1494	5.3333	5.1503
Бензол	Мол. %	0.1841	0.1734	0.1842	0.1734
C ₇ *	Мол. %	6.1766	5.7848	6.1857	5.7858
Толуол	Мол. %	0.6419	0.5921	0.6429	0.5923
C ₈ *	Мол. %	6.1480	5.6725	6.1589	5.6735
n-килол	Мол. %	1.2450	1.1371	1.2470	1.1373

		Вариант 9	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 10
Свойства		МУГ в летнее время	МУГ в зимнее время	Лето	Зима
Этилбензол	Мол. %	0.2081	0.1902	0.2085	0.1903
C ₉ *	Мол. %	4.5553	4.1576	4.5629	4.1583
C ₁₀ *	Мол. %	4.6757	4.2558	4.6826	4.2565
C ₁₁ *	Мол. %	4.0266	3.6606	4.0318	3.6612
C ₁₂ *	Мол. %	3.4616	3.1455	3.4657	3.1460
C ₁₃ *	Мол. %	2.9727	2.7008	2.9759	2.7013
C ₁₄ *	Мол. %	2.5531	2.3196	2.5556	2.3199
CN ₁ *	Мол. %	8.2562	7.5017	8.2636	7.5029
CN ₂ *	Мол. %	6.0926	5.5364	6.0980	5.5373
CN ₃ *	Мол. %	1.0716	0.9738	1.0726	0.9739
Метилмеркаптан	Мол. %	0.0240	0.0270	0.0239	0.0270
Этилмеркаптан	Мол. %	0.0418	0.0426	0.0418	0.0426
n-пропилмеркаптан	Мол. %	0.0534	0.0512	0.0535	0.0512
NB меркаптан	Мол. %	0.0666	0.0622	0.0667	0.0622
CS ₂	Мол. %	0.0027	0.0026	0.0027	0.0026
COS	Мол. %	0.0010	0.0028	0.0010	0.0028
H ₂ S	Мол. %	20.2656	18.8319	20.2469	18.8179

* Псевдо-компоненты

Пластовая вода

Поскольку освоение нефтяного месторождения осуществляется в несколько этапов, объем добываемой пластовой воды рассчитывается в соответствии с Таблицей 4.1.5 ниже:

	Ед. изм.	210 /180	340	370 /220	450 /200
Вариант	-	1a	2a	3a	3b
Номер ТЛ нефти	-	2	3	3	3
Общий дебит нефти	барр./сутки нефти	210 000	340000	370 000	450 000
Общее количество поступивших твердых веществ	кг/ч/ТЛ	н/п	н/п		
Общая обводненность при добыче	об./об.	0.2%	0.2%	0.2%	2.0%
Расход воды с морского комплекса	барр. воды/сутки	420	680	740	9000
	м ³ /ч	2.8	4.5	49.02	59.62

Общее кол-во промывочной воды	об./об.			1.0%	4.0%
	м³/ч	0	0	24.5	119.2

Стандартное содержание хлорида в пластовой воде: 88.525 мг/л согласно проекта.

Характеристика потоков продукции

Товарная нефть

Стабилизированная нефть, поступающая с Установки подготовки нефти, должна соответствовать следующим спецификациям, а условия в пределах границы установки приведены в Таблице 4.1.8:

Спецификация и эксплуатационные параметры	Гарантированное значение
Водно-грязевой отстой (ВГО)	< 0.5% весового соотношения
Содержание соли	< 40 мг/л в виде NaCl
Упругость паров по Рейду при экспорте нефти	< 500 мм рт.ст.
H ₂ S	10 ч/млн по весу макс.
RSH(метил и этилмеркаптаны)	< 30 ч/млн по весу
Рабочее давление на границе установки	<5 бар изб.
Расчетное давление	14 бар изб.
Рабочая температура	52°C
Расчетная температура	75°C

* Целевая концентрация 10 мг/л, чтобы свести к минимуму коррозию верхних частей сплиттера нефти.

Пластовая вода

Вода, извлекаемая вместе с сырой нефтью, отделяется и проходит очистку в установке отпарной колонны кислой воды для соответствия следующим техническим условиям:

Рабочее давление на границе установки	<7 бар изб.
Расчетное давление	14 бар изб.
Рабочая температура	<54°C
Расчетная температура	75°C
Содержание нефти	< 10 мг/л
H ₂ S (мол. %)	0.25

Извлеченная нефть

Нефть, извлеченная в процессе очистки нефтешлама, для ТЖГЦ и ГНФ

Плотность жидкой фазы (при 54°C)	кг/м³	820
Вязкость (при 54 °C)	сП	0.85
Температура (мин/макс.)	°C	54

4.2 КАТАЛИЗАТОРЫ, ХИМРЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

В таблице 4.2.1 ниже приведено краткое описание химических веществ и катализаторов, используемых на Установках:

Установка 200	Деэмульгатор
Установка 210	Гидроксид натрия - Деэмульгатор для обратного нагнетания Химреагент Мегох WS-2 Ингибитор коррозии (устанавливается только на ТЛ 1/ТЛ 2 и больше не используется) Ингибитор коррозии – вверх нефти (временное эУИ 24988)
Установка 360	Метанол

Щелочной раствор

В холодное/жаркое время года используются два различных свежеприготовленных щелочных раствора согласно эУИ №23526. В осенне-зимний период используется щелочной раствор 23% по весу, а в весенне-летний период - 45% по весу. Крепость щелочного раствора меняется в зависимости от времени года и температуры окружающей среды, что позволяет избежать замерзания щелочного раствора в трубопроводе от емкости хранения щелочи до систем MEROX.

Деэмульгатор

Деэмульгатор добавляют в Установку 200 для разрушения водонефтяной эмульсии (при необходимости). Это необходимо для улучшения сепарации в сепараторе входной нефти.

Деэмульгатор для обратного нагнетания

Химреагент закачивается в комплектную установку обработки пластовой воды (выше дегазатора / емкость ГНФ) в Установке подготовки нефти.

Метанол

Метанол добавляется в Установку 360 в линию подачи жидкости каплеотбойной емкости 1-й ступени и 2-й ступени. Целью закачки метанола является снижение гидратообразования в линии подачи жидкости.

Катализаторы

Катализатор добавляется в щелочной раствор в Установках окисления меркаптанов (Мегох) для ускорения реакции окисления, которая преобразует меркаптиды в дисульфиды. Катализаторы поставляются компанией UOP LLC (обязательный).

4.2.1 Химикаты и катализаторы, используемые на Установке подготовки нефти

Установка 200 - Сепарация нефти

Таблица 4.2.1.1 Химические вещества

Химическое вещество	Первичное заполнение	Ежегодное потребление
Деэмульгатор	2 м ³	Скорость дозирования составит от 5 до 30 ч/млн по объему поступающей нефти Входной Сепаратор Нефти.

Установка 210 - Подготовка сырой нефти

Таблица 4.2.1.2 Катализаторы

Катализатор	Первичное заполнение	Ежегодное потребление
Мерох WS-2	30 галлонов	В зависимости от объема загрузки меркаптана

Таблица 4.2.1.3 Внутренние наполнители

Внутренние наполнители	Первичное заполнение	Частота замены
Антрацитовый уголь	5.5 м ³	Зависит от целостности
Графитовые кольца Рашига	29 м ³	Зависит от целостности
Кольца Рашига из сплава 20/825	1.1 м ³	Зависит от целостности

Таблица 4.2.1.4 Химические вещества

Химическое вещество	Первичное заполнение	Ежегодное потребление
Щелочь - гидроксид натрия (23-45%-ый раствор)	157 м ³	Зависит от поступающего объема меркаптана и результата анализа тощего каустика
Деземulgатор для обратного нагнетания	1 м ³	По необходимости, для доочистки сточной воды
Флокулянт	2 м ³	По необходимости (только на 1 и 2 Траншах)
Ингибитор коррозии закачивается на входе верхнего охладителя нафтоотгонной колонны (эУИ 24988)	1 м ³	20 ч/млн дозировка

Установка 360 - Компримирование газа мгновенного испарения

Таблица 4.2.1.5 Химические вещества

Химическое вещество	Первичное заполнение	Ежегодное потребление
Метанол	2 м ³	При необходимости для предотвращения гидратообразования

5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВОК 200, 210 И 360

Ссыл. [Е.65, Е.70]

5.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Установка подготовки нефти предназначена для обработки сырой нефти, поступающей с морских объектов, до характеристик, отвечающих условиям экспорта. Сырая нефть, поступающая по трубопроводу от морского объекта, содержит сероводород, легкие углеводороды и легкие меркаптаны, которые должны быть обработаны до соответствия спецификациям на сырую нефть. Сырая нефть смешивается с конденсатом из Установки подготовки газа и обрабатывается в технологических линиях подготовки нефти, состоящих из входного сепаратора нефти, дегидрататора/опреснительной установки, Установок очистки пластовых вод, стабилизационной колонны, нафтоотгонной колонны и блока демеркаптанации нефти.

Секция сепарации обеспечивает бесперебойную подачу сырой нефти в секцию дегидрации, где содержание воды и соли снижается. Затем сероводород, легкие углеводороды и некоторая часть легких меркаптанов удаляются в Стабилизационную колонну. Поток газа мгновенного испарения из входного сепаратора нефти и из Стабилизационной колонны компримируется и отводится установку подготовки газа. Сырая нефть из нижней части Стабилизационной колонны отводится в нафтоотгонную колонну. Дистилляционный продукт из нафтоотгонной колонны отводится на установку очистки меркаптана, где меркаптаны преобразуются в дисульфиды. Очистка этого потока выполняется для преобразования меркаптана в дисульфиды в блоке демеркаптанации. Затем очищенные потоки из верхней части и нижней части нафтоотгонной колонны смешиваются в очищенную нефть. Извлеченный C_5+ конденсат из Установки подготовки газа смешиваются с конечным продуктом сырой нефти перед отправкой на хранение.

5.2 СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ НА НАЗЕМНОМ КОМПЛЕКСЕ - УСТАНОВКА 200

Целью данного раздела (предварительный нагрев и сепарация) является дистиллирование большей части растворенного газа и H_2S , чтобы снизить нагрузку на стабилизатор.

Поступающая нефть сначала смешивается с конденсатами от установки компримирования газа мгновенного испарения и от установки подготовки газа (шламоуловитель, установка дегидратации газа и прерывистые потоки конденсата из каплеотбойной емкости сырого газа, коалесцирующий фильтр сернистого газа и компрессор товарного газа). Такое смешивание осуществляется на Установке 190 перед подачей нефти на границу Установки 200.

5.2.1 Предварительный нагрев сырой нефти на входе (200-НА-101 А/В; 200-НА-102)

Поступающая на Установку нефть измеряется расходомером 2001-FT-004 на границе установки. 2001-FICHL-004 контролирует подачу нефти на входе в Технологическую линию 1 с помощью 2001-FCV-004А. Этот регулирующий клапан выполняет критически важную функцию и, следовательно, поставляется с запасным регулирующим клапаном 2001-FCV-004В. Регулятор расхода 2001-FICHL-004 расположен каскадно с регулятором давления 1900-PIC-043, установленным выше по потоку от Установки 190. Аналогичная схема дублируется в Технологических линиях 2 и 3, где установлен 2002-FICHL-004, и в Технологической линии 3, где установлен 2003-FICHL-004, которые расположены каскадно к тому же регулятору давления 1900-PIC-043, установленным выше по потоку от Установки 190. Это обеспечивает равномерное распределение потока между Технологическими линиями 1, 2 и 3, гарантируя, что увеличение/уменьшение давления в трубопроводе передается на все три технологические линии, и следовательно потоки во всех трех линиях изменяются равномерно. Вышеприведенный контур оказался недостаточно надежным из-за того, что у датчика 200-XFT-004 были плохие показания, что ставило под угрозу нормальные условия эксплуатации и создавало потенциальный риск частого отключения Технологической линии. В связи с этим было принято решение (согласно ЭУИ 17659) о том, что регулирование расхода в Технологических линиях подготовки нефти должно осуществляться в ручном режиме, а когда установка находится в стабильном состоянии (после повторного запуска), то клапаны

необходимо регулировать вручную в соответствии с уровнем на входных сепараторах нефти. Такая операция выполняется крайне редко, и ОПУ не отвлекается от других операций. В то же время проводится оценка более надежного решения по восстановлению автоматического управления этим циклом. (согласно ЭУИ 17659)

В случае отключения одной из трех Технологических линий, давление в трубопроводе увеличится. Срабатывание регулятора давления 1900-PIC-043 может привести к тому, что клапан в рабочей технологической линии (линиях) полностью откроется и затем отключит данную технологическую линию (линий). Для того чтобы предотвратить это, предусмотрена блокировка от регулятора давления (2001-PICN-057), установленного ниже по потоку, на 2001-FICHL-004, если давление в нижней части выше установленного значения – 11 бар изб. Также если расход превышает значение - 1700 м³/час, то срабатывает аварийный сигнал высокого уровня, и на РСУ морского комплекса повторяется аварийный сигнал с целью выполнения действий на морском комплексе. Если останавливается Технологическая линия на наземном комплексе, то уровень добычи на морском комплексе необходимо снизить немедленно с целью компенсации.

Смешанный поток подогревается до 50-57 °С параллельно тремя теплообменниками, работающими в параллельном режиме, а именно 200-НА-101А/В и 200-НА-102.

Смешанный поток подогревается от нижней части нафтоотгонной колонны в двух параллельных обечайках в 200-НА-101 А/В, где температура регулируется температурой выходящей нефти. На входе в параллельные технологические линии теплообменников 200-НА-101А/В установлены 2001-HCV-002 и 2001-HCV-003. Эти клапаны позволяют оператору распределить входной поток в параллельные теплообменники.

Часть нефти подается параллельно в 200-НА-102, где ее можно нагреть паром НД.

2001-TICHL-009 регулирует температуру нефти на выходе 200-НА-102 посредством контроля объема пара, направляемого на теплообменник. Регулятор 2001-TICHL-004 будет функционировать как регулятор в режиме разделенного диапазона. 2001-TICHL-004 регулирует байпас нафтоотгонной колонны около теплообменника 200-НА-101А/В с помощью 200-TCV-004А и подачи определенного количества нефти через теплообменник 200-НА-102 с помощью 2001-TCV-004В.

Для 2001-TICHL-004 предусмотрен переключатель выбора режима Лето/Зима 2001-HS-004. С помощью этого переключателя выбирается режим для регулятора 2001-TICHL-004. В зимнем режиме регулятор 2001-TICHL-004 действует как регулятор обратного действия с разделенным диапазоном, тогда как в летнем режиме этот регулятор действует как регулятор прямого действия с разделенным диапазоном. Это достигается с помощью встроенного обратного блока, который заглушается в зимнем режиме и активируется в летнем режиме.

В зимнем режиме от 0 до 49 % выходной мощности регулятора должно подаваться на блок линеаризации для регулирования 100-0% клапана 2001-TCV-004А. Аналогично от 51 до 100% выходной мощности регулятора должно подаваться на блок линеаризации для регулирования 0-100% клапана 2001-TCV-004В. При выборе летнего режима, выход 2001-TICHL-004 меняется в обратном направлении (с помощью встроенного обратного блока) и в данном случае регулятор действует как регулятор прямого действия с разделенным диапазоном. Регулятор 2001-TICHL-009 устанавливается на ручной режим программирования и выходная мощность снижается до 0 % для закрытия клапана 2001-TCV-009.

В зимнем режиме от 0 до 49 % выходной сигнал регулятора подается в блок калькуляции, где производится линеаризация для регулирования 0-100% клапана 2001-TCV-004А. Аналогично от 51 до 100% выходной сигнал регулятора подается в блок линеаризации для регулирования 0-100% клапана 2001-TCV-004В.

При выборе летнего режима с помощью 2001-HS-004, выходной сигнал регулятора 2001-TIC-009 закрывает клапан 2001-TCV-009 и блокировка РСУ закрывает 2001-ESV-006. Это обеспечивает байпас нагревателя при запуске в летнем режиме.

Однако, вышеописанный принцип управления не применяется во время работы установки нефти из-за более высокой температуры поступающей нефти с морского комплекса. Исходный проект предусматривал температуру сырой нефти поступающей из морского комплекса равной

10 °С в зимний период. Вместо этого, температура поступающей нефти на текущий момент 38 °С в зимний и 55 °С в летний периоды. С учетом этого, режим эксплуатации сырьевых и пусковых теплообменников-подогревателей был изменен. Горячий поток нефти направляющийся с кубовой(нижней) части сплиттера распределен по двум теплообменникам (200-НА-101А или В) для движения через или минуя(байпас) их, для охлаждения потока сырья. Возможность применения пускового теплообменника 200-НА-102 обусловлен более низкой температурой поступающего сырья и байпасированием основных теплообменников 200-НА-101А/В, после чего потоки смешиваются перед входным миксером и направляются во входной сепаратор. Дополнительно, входные теплообменники 200-НА-101 А и В могут быть байпасированы через 200-РА-009 для регулирования температуры во входном сепараторе. Пар низкого давления не используется в пусковом теплообменнике. Смешанный поток подогревается с 50 °С до 57 °С, в зависимости от технологической нужды.

5.2.2 Входной сепаратор нефти (200-VS-101)

Статический миксер (200-ZE-101) предназначен для смешивания теплой нефти с водой, откачиваемой насосами воды стабилизационной колонны (210-РА-110А/В) в условиях контроля регулятором расхода 2101-FICHL-018А, рециркуляции воды от дегидрататора (210-VU-101) в условиях контроля регулятором уровня 2101-LICHL-003, нефтяной эмульсии от насосов нефти ГНФ в условиях контроля регулятором уровня 2101-LICHL-041 и направляется на входной сепаратор нефти. Прерывистые потоки некондиционной нефти от емкости хранения некондиционной нефти откачиваются и вместе с жидкостью из закрытой дренажной емкости (через промежуточный каплеотбойный сепаратор) подаются на входной сепаратор нефти с помощью регулятора потока 2001-FIC-007. Перед поступлением в 1-ю ступень компрессора газа мгновенного испарения, наиболее легкие фракции выгорают примерно при 6,5 бар изб. в сепараторе и соединяются с газом из стабилизационной колонны. Противодействие в технологической линии достигается регулированием давления 2001-PCV-014А на выходе газа из этого сепаратора. Регулятор с выбором диапазона 2001-PICHL-014 контролирует рабочее давление во входном сепараторе нефти. Он регулирует поток пара в компрессор газа мгновенного испарения посредством 2001-PCV-014А, а верхний предел открывает 2001-PCV-014В к коллектору факела НД. Регулятор с выбором диапазона имеет зону нечувствительности, так как нежелательно направлять на факел поток газа, насыщенного H₂S. 2001-PCV-014В имеет индикатор положения для предупреждения оператора об открытии этого клапана. Все регуляторы давления факельной системы указаны как закрывающиеся при отказе для снижения непреднамеренного сжигания в факелах. Сумматоры потока установлены на линии выпуска паров сепаратора 2001-FQI-006 и газа мгновенного испарения, соединенного с факелом 2001-FQI-008 для количественной оценки общего объема образующегося газа мгновенного испарения и газа мгновенного испарения, направляемого на факел НД соответственно. Это позволит количественно определить объем газа с высоким содержанием H₂S, направляемого на установку подготовки газа, и на факел НД соответственно.

Нефть, отделенная в 210-VS-101, подается на входные насосы нефти 200-РА-101А/В/С (3 x 50%), откуда она направляется в дегидрататор (Установка 210) при контроле уровня сепаратора. Уровень нефти в сепараторе контролируется регулированием потока откачиваемой нефти. Расход нефти от входных насосов нефти регулируется 2101-FICHL-004В, значение которого устанавливается регулятором уровня 2001-LICHL-004 во входном сепараторе нефти. Такая схема обеспечивает равномерный поток в стабилизационную колонну с сохранением уровня нефти во входном сепараторе нефти.

Дезэмульгатор закачивается непрерывно до входных теплообменников нефти (200-НА-101А/В). Это способствует коалесценции капель воды и отделению воды от нефтяной фазы. Регулировка скорости закачки должна производиться вручную на площадке с учетом общей скорости подачи сырьевого продукта (нефти воды), измеренного с помощью FT-004.

Отделенная вода в 210-VS-101 удаляется под контролем уровня раздела в гидроциклон пластовой воды, воздействуя на регулирующий клапан, расположенный на выходе из гидроциклона. Уровень интерфейса во входном сепараторе нефти контролируется 2001-LICHL-006, который регулирует расход воды на выходе из гидроциклона 210-VX-101 с помощью 2001-LCV-006. Датчик контроля коррозии (ДКК) был установлен на линию, через которую пластовая

вода перетекает в гидроциклон для контроля скорости коррозии. Датчик контроля коррозии 2001-SP-2007 подключен к системе PCY для индикации и сигнализации. При срабатывании аварийной сигнализации о высокой скорости коррозии оператор может дозировать объем ингибитора коррозии в потоке 200-НА-101А/В посредством форсуночной заправки ингибитора коррозии (2001-SP-2101). Для периодической проверки степени коррозии на этой же линии была установлена контрольная пластинка для определения коррозии. Однако, с момента начала пуска, датчики 2001-SP-2007 и 2001-SP-2101 не работали из-за отсутствия материалов.

5.2.3 Входные насосы нефти (200-РА-101А/В/С)

При нормальной эксплуатации используются два входных насоса подачи нефти (200-РА-101А/В/С), при котором один насос является резервным. Выбор рабочего и резервного насосов производится при помощи ручных переключателей 2001-НС-001А/В/С. Насосы находятся в режиме автоматического пуска. В случае сбоя работающего насоса резервный насос запускается автоматически. При получении команды пуска соответствующий клапан с электроприводом на нагнетание насоса 2001-ХВ-001А/В/С переходит в закрытое положение. Как только запускается насос и возникает поток через клапан минимального расхода 2001-FCV-002А/В/С, открывается соответствующий электроприводной клапан. Таким образом обеспечивается условие, при котором насосы не запускаются в состоянии открытого нагнетания и предотвращает перегрузку электродвигателей насосов. Вдоль запорной арматуры каждой нагнетательной линии насоса имеется $\frac{3}{4}$ " подогревающий обводной клапан для поддержания резервного насоса в рабочем состоянии. Индикация общего потока нефти в дегидратор отображается на панели PCY.

5.2.4 Основные принципы противоаварийной защиты

Сверх высокое давление в Технологической линии подготовки нефти после входного регулятора потока 2001-FCV-004А/В, создаваемое из-за блокировки выходного отверстия Технологической линии подготовки нефти или в линии газа мгновенного испарения от входного сепаратора входной нефти 200-VS-101, инициируется мажоритарной схемой 2 из 3 с помощью 2001-PIHH-007А/В/С. Это остановит подачу всего объема сырьевого продукта на Технологическую линию и подогрев сырой нефти. Нижеперечисленные клапаны закрыты:

- 2001-ESV-001 и 002, расположенные на входной линии нефти
- 2001-ESV-007, расположенный на линии некондиционной нефти
- 2001-ESV-006, расположенный на линии конденсата НД от 200-НА-102
- Останов насосов подачи деэмульгатора 200-PD-101 А/В

Сверх высокий уровень во входном сепараторе нефти 200-VS-101, как указано мажоритарной схемой 2 из 3 с помощью 2001-LIHH-001А/В/С инициирует такое же действие, что указано выше. Более того, прекращается подача пара из входного сепаратора нефти в компрессор газа мгновенного испарения с целью предотвращения переноса жидкости в компрессор путем закрытия клапана 2001-ESV-005.

Сверх высокое давление во входном сепараторе нефти 200-VS-101, зарегистрированное с помощью 2001-PIHH-010, инициирует такое же действие, что указано выше. Более того, отключаются входные насосы нефти 200-РА-101А/В/С, и подача на насосы прекращается путем закрытия КАО 200-ESV-003 на выходе сепаратора.

Во входном сепараторе нефти 200-VS-101 предусмотрена защита от сверх низкого уровня нефти с целью предотвращения прорыва газа во входной насос нефти 200-РА101А/В/С. Аварийный сигнал о сверх низком уровне от 2001-LILL-002 приведет к закрытию нижнего отсекающего клапана на выходе 2001-ESV-003 и в тоже время заблокирует запуск насосов.

Во входном сепараторе нефти 200-VS-101 предусмотрена защита от сверх низкого межфазного уровня с целью предотвращения прорыва нефти в систему пластовой воды. Аварийный сигнал о сверх низком уровне от 2001-LILL-007 приведет к закрытию нижнего отсекающего клапана 2001-ESV-008 на выходе 2001-ESV-008 (эУИ 16802).

Сверх низкое давление на всасе насоса от 2001-PILL-016 приведет к отключению входных насосов нефти и обеспечит защиту от кавитации насоса.

Аварийный сигнал о сверх низком потоке в нагнетание насоса от 2001-FILL-010A/B/C (мажоритарная схема 2 из 3) указывает на сбой входных насосов нефти и инициирует закрытие клапанов аварийного останова 2101-ESV-007 и 2101-ESV-010 на линии подачи пара ВД в стабилизационную колонну сырой нефти и ребойлеры нафтоотгонной колонны, ограничивая соответственно выпускную нагрузку при помощи системы защиты КИП.

5.3 УСТАНОВКА 210 - ДЕГИДРАТАЦИЯ И СТАБИЛИЗАЦИЯ НЕФТИ

5.3.1 Дегидратор (210-VU-101)

В данном разделе описан процесс обессоливания и дегидратации нефти с последующей стабилизацией сырой нефти для соответствия техническим условиям давления пара и максимального снижения уровня H_2S во избежание использования избыточного каустика в установке Мегох.

Нефть от входных насосов подачи нефти смешивается с промывочной водой в статическом миксере 210-ZE-101 при температуре исходя из производительности технологических линий 165000 барр. нефти/сутки и поступает в дегидратор 210-VU-101. Данная емкость предназначена для снижения содержания воды и соли в нефти, поступающей из морской установки, для защиты стабилизационной колонны от биологических обрастаний / корродирования, а также обеспечивает соответствие требованиям по содержанию ВГО и соли в экспортной сырой нефти. Отделение воды производится при помощи электростатических разрядов, передаваемых электродными решетками, установленными в емкости дегидратора. Уровень раздела фаз в дегидраторе контролируется регулятором 2101-LICHL-003, который поддерживает уровень с помощью регулирования расхода, с которым отделенная вода возвращается в 1-ю ступень обессоливания, т.е. во входной сепаратор нефти.

Отделенная вода частично поступает на циркуляцию на вход дегидратора с расходом, контролируемым регулятором 2101-FICHL-002A (с помощью насосов циркуляции воды 210-PA-102A/B) и частично отводится в условиях контролируемого уровня раздела фаз с помощью регулирующего клапана 2101-LCV-003 в установленный ранее по потоку входной сепаратор нефти. К основной части возвращенной из дегидратора воды добавляется подпиточная кислая вода, после чего она вновь смешивается с сырой нефтью, поступающей в дегидратор. Подпитка свежей водой контролируется с помощью регулятора 2101-FICHL-001 по заданному соотношению между ее расходом и общим расходом нефти из дегидратора, измеряемым расходомером 2101-FT-004A. Добавление пресной воды регулируется в зависимости от содержания соли и воды в нефти на входе в стабилизатор сырой нефти.

За счет циркуляции воды поддерживается минимальное содержание воды в сырой нефти на уровне 3-5%, которое, как правило, требуется для обеспечения достаточного количества капель воды в дегидраторе, необходимого для эффективной коагуляции. Соотношение расходов задается с помощью 2101-HIC-031. Общий расход циркулирующей воды в дегидратор поддерживается на уровне 3% с помощью 2101-FIC-002A посредством непрерывной циркуляции воды через 2101-PA-102A/B. В случае если расход на нагнетании насоса будет меньше минимальной требуемой подачи насоса, указанной поставщиком, датчик 2101-FT-002B подаст сигнал автоматического отключения работающего насоса.

На входе и выходе дегидратора предусмотрены точки отбора проб для проверки эффективности сепарации. Кроме того, для подтверждения расположения границы вода-нефть предусмотрено 5 пробоотборных кранов.

На линии подачи нефти из дегидратора установлен анализатор ВГО 2101-AI-004, предназначенный для проверки соответствия содержания ВГО в нефти требованиям проекта. Анализатор обеспечивает индикацию аномально высокого содержания воды в нефти и подачу аварийного сигнала в PCY.

5.3.2 Стабилизационная колонна (210-VE-101)

Нефть, поступающая из дегидратора, разделяется таким образом, что примерно одна треть передается в холодном состоянии в верхнюю часть стабилизационной колонны (тарелка №1), а остальная нефть - на тарелку №8 колонны. Нефть, поступающая в нижнюю часть колонны, проходит через подогреватель сырья стабилизационной колонны 210-NA-102 и нагревается в

нем горячим кубовым продуктом фракционной колонны в условиях контроля температуры нефти на выходе. Степень нагрева регулируется с помощью байпаса, по которому передается горячий поток, со стороны кубового продукта фракционной колонны теплообменника 210-НА-102.

Разделение потоков нефти на входе в стабилизационную колонну контролируется регулятором соотношения потоков 2101-FICHL-004В, который управляет подачей холодной нефти в верхнюю часть стабилизационной колонны с помощью регулирующего клапана 2101-FCV-005. Соотношение потоков может определяться оператором через устройство 2101-HIC-032 и обычно составляет 30-40% от общего потока подачи сырья в колонну. Также, соотношение потоков может быть выше или ниже этого диапазона, но не менее 25% и не более 45%.

Горячее сырое стабилизационной колонны подогревается в р 210-НА-102. Он предусмотрен с целью максимальной рекуперации тепла за счет подогрева сырья при одновременном предотвращении образования паров и коррозии трубок подогревателя вследствие образования отложений солей. Разделение сырья между верхней и средней частями стабилизационной колонны 210-VE-101 контролируется путем регулирования расхода небольшого потока, поступающего в верхнюю часть колонны, и поддержания потока с большим расходом с помощью контроля противодействия 2101-FCV-005. Это позволит исключить прорыв паров в дегидратор и подогреватель сырья стабилизационной колонны. Во время работы дегидратор должен быть заполнен жидкостью. Кроме того, должен быть полностью исключен риск испарения воды и последующего отложения солей в подогревателе сырья стабилизационной колонны. Для решения этой задачи давление на выходе подогревателя поддерживается на достаточно высоком уровне с помощью регулятора 2101-PICHL-010, а температура на выходе подогревателя сырья 210-НА-102 контролируется регулятором 2101-TICHL-003, который управляет расходом горячего отходящего потока кубового продукта фракционной колонны посредством регулирующего клапана байпаса 2101-TCV-003. Регулятор сырья стабилизационной колонны из подогревателя регулируется клапаном 2101-FCV-004А. Этот регулирующий клапан расхода 2101-FCV-004А выполняет критически важную функцию и, следовательно, для него предусмотрен байпасный регулирующий клапан 2001-FCV-004В. Если сигнал на регуляторе давления 2101-PICHL-010 будет ниже уставки, то регулятор давления подаст сигнал перерегулирования в 2101-FY-033 и регулирующие клапаны 2101-FCV-004А/В будут управляться сигналом от регулятора давления. Такая конфигурация позволит предотвратить прорыв паров из подогревателя.

Стабилизационная колонна 210-VE-101 не имеет конденсатора. Она оснащена котлом-ребойлером 210-НА-101. Для создания поверхности контакта фаз, необходимой для процесса ректификации, в колонне используются клапанные тарелки. Предусмотрены две секции. Газ мгновенного испарения из верхней части стабилизационной колонны смешивается с отходящими парами из сепаратора и потоком на входе компрессоров газа мгновенного испарения. Рабочее давление поддерживается на уровне 5,0-5,4 бар изб. Рабочее давление в стабилизационной колонне регулируется контроллером с разделенным диапазоном 2101-PICHL-097. Он регулирует поток пара в компрессор газа мгновенного испарения посредством 2101-PCV-097А, а в верхней части он открывает 2101-PCV-097В на линии к факельному коллектору НД. Рабочий диапазон 0-100% расхода паров из верхней части колонны контролируется регулятором 2101-PICHL-097 в диапазоне 0-50%. Это позволяет ограничить расход газа, насыщенного H_2S , так как его сжигание на факеле считается нежелательным. 2101-PCV-097В оборудован индикатором положения для предупреждения оператора об открытии данного клапана. Кроме того, регулирующий клапан PCV факельной линии имеет конфигурацию с переходом в закрытое положение при отказе. На линии паров из верхней части колонны предусмотрен сумматор расхода для оценки количества образующегося газа мгновенного испарения. Температура может изменяться в пределах 50-65°C. При более высокой температуре с верхней тарелки колонны будут испаряться более тяжелые компоненты, и на вход компрессора газа мгновенного испарения будет поступать более тяжелый газ. В конечном итоге данные компоненты будут возвращены во входной сепаратор из соответствующего каплеотбойного сепаратора газа мгновенного испарения. Более низкая температура в верхней части колонны будет негативно влиять на упругость паров по Рейду и содержание H_2S в товарной нефти.

На выходе паров из сепаратора предусмотрены устройства для ручного отбора проб с целью подтверждения качества газа мгновенного испарения.

Так как продукт из верхней части колонны выходит при низкой температуре, в верхней секции колонны происходит накапливание воды, поэтому колонна снабжена устройствами для отвода воды. Отвод воды контролируется регулятором 2101-FICHL-018А, который направляет отводимый поток на циркуляцию обратно во входной сепаратор нефти наземного комплекса. Расход для отвода установлен значительно выше предполагаемого требуемого удаления воды, чтобы обеспечить сравнительно низкую эффективность сепарации. Предусмотрены три различные точки отвода воды. Вода отводится через двухпозиционный клапан 2101-XV-001/2/3 с контролем расхода регулятором 2101-FIC-018 с одной из 3 тарелок. Если во время периодических проверок будет обнаружена вода на нижних тарелках, то необходимо будет открыть соответствующий двухпозиционный клапан 2101-XV-002/3 из РСУ. В любой момент времени в открытом положении может быть только один из этих двухпозиционных клапанов. На линии нагнетания насосов воды стабилизационной колонны (210-PA-110А/В) предусмотрена точка ввода ингибитора коррозии и датчик контроля коррозии, отслеживающий изменения толщины стенки трубопровода и передающий соответствующие сигналы на щит РСУ. Кроме того, предусмотрена пластинка для периодического контроля коррозии. Для ограничения скорости коррозии на линии нагнетания насосов предусмотрен ввод ингибитора коррозии.

Ребойлеры стабилизационной колонны 210-НА-101/210-НА-101А подогреваются паром ВД, расход которого контролируется функцией выбора большего значения между блоком отношения сырья на входе в колонну и температурой на тарелках стабилизационной колонны. Подача пара в ребойлер контролируется регулятором 2101-FICHL-006 по отношению расходов пара и подаваемой нефти. В регуляторе расхода пара предусмотрен сигнал перерегулирования от регулятора температуры на тарелках 2101-TICHL-027, который задействуется, если температура на тарелках будет ниже уставки. Данное средство контроля позволяет при работе ребойлера предупредить любое повышение или снижение расхода сырья, а регулирование с обратной связью по температуре в стабилизационной колонне обеспечивает принятие корректирующих мер в случае нарушения режима нагрева. Данная конфигурация будет действовать как перерегулирование расхода пара по высокой температуре, исключаящее возможность утечки серосодержащих материалов через кубовую часть стабилизационной колонны. Такая схема позволит обеспечить соответствие стабилизированной нефти из кубовой части колонны требованиям к упругости паров по Рейду, содержащимся в технических условиях на экспортную нефть. Кроме того, она позволяет обеспечить соответствие требованиям к содержанию H_2S в экспортной нефти. Регулятор температуры 2101-TICHL-027 снабжен сигнализацией низкой и высокой температуры. Поддержание постоянной температуры имеет большое значение для стабильной работы колонны и получения товарной нефти, соответствующей техническим условиям.

Паровой конденсат отводится из ребойлера стабилизационной колонны через емкость сбора парового конденсата 210-VN-101. Конденсат из ребойлера, накопившийся в емкости сбора парового конденсата, отводится по сигналу с датчика контроля уровня 2101-LIC-011. Емкости сбора парового конденсата установлены таким образом, чтобы в условиях работы с пониженной производительностью обеспечивалось нахождение трубок под слоем воды, поступающей обратно в ребойлеры из этих емкостей. При работе с пониженной до 30% производительностью потребуются погружение трубок ребойлера в воду с целью уменьшения площади поверхности теплообмена. В такие периоды уставка регулятора 2101-LIC-011 должна быть увеличена, чтобы можно было выполнить это требование. В верхней части сборника предусмотрена линия выравнивания давления к трубопроводу подачи пара в ребойлер.

Кубовый продукт стабилизационной колонны передается во фракционную колонну 210-VE-102 в условиях контроля уровня. Отвод стабилизационной нефти во фракционную колонну контролируется регулятором 2101-LICHL-006. Этот регулирующий клапан 2101-LCV-006А выполняет критически важную функцию и, следовательно, для него предусмотрен байпасный регулирующий клапан 2101-LCV-006В. Во избежание вскипания жидкости на входе 2101-LCV-006А/В регулирующие клапаны установлены на уровне планировочной отметки на минимальном расстоянии от впускного штуцера колонны.

Газ из верхней части покидает стабилизационную колонну в условиях контролируемого давления и поступает в установку компримирования газа мгновенного испарения (Установка 360). Давление на всасе компрессора поддерживается с помощью средств контроля давления газов, поступающих на установку компримирования газа мгновенного испарения, и средств управления распределения нагрузки, которые распределяют поток паров между линиями компримирования.

Изменения установки

Уведомление об изменении установки (УИУ) KE01-PCN-PRSU-R-0033 - Стабилизатор H₂S и проблемы некондиционной воды (постоянный)

Причины для изменения:

В ходе получения первой нефти (сентябрь 2013 г.), а также во время последующей подготовки магистральной нефти (октябрь 2013 г.) содержание H₂S и воды в нижней части стабилизационной колонны не соответствовало техническим характеристикам. H₂S и вода поступали в нижние установки, т.е. в нафтоотгонную колонну и установку Мегох. Это поставило под угрозу целостность емкости орошения фракционной колонны, которая не предназначено для работы в присутствии сернистых соединений.

Для повышения эффективности выпаривания H₂S/H₂O колонн установлена линия закачки топливного газа на входе в ребойлеры. Эта модификация предназначена для увеличения паровой фазы внутри колонны и должна использоваться, особенно на этапе запуска и при работе системы ниже ее минимальной мощности.

Генеральный подрядчик - Проект ДПО.

Уведомление об изменении установки (УИУ)

УИУ 17031 – Новые Ребойлеры на технологических линиях подготовки нефти

Причины для изменения:

Стабилизаторная колонна обеспечивает соответствие значения упругости паров по Рейду стабилизированной нефти из нижней части колонны спецификации на экспортную нефть. Это также гарантирует, что содержание сероводорода H₂S в экспортируемой нефти соответствует спецификациям. Нафтоотгонная колонна отделяет более светлую фракцию (нафту) от нефти, например, легкие меркаптаны удаляются в верхней части колонны, этот поток затем обрабатывается в процессе Мегох. В настоящее время каждая колонна имеет только один ребойлер. Из-за сильного и частого загрязнения ребойлеров производство приходилось останавливать для демонтажа и очистки пучков, что приводило к потере производства.

Было предложено установить 1 резервный ребойлер, идентичный существующим ребойлерам для каждой колонны с надлежащей изоляцией, чтобы очистка пучков могла производиться без остановки ТЛ с последующими производственными потерями.

Генеральный подрядчик – «ПСН Казстрой»

УИУ 20037 – внутренняя модификация Стабилизатора сырой нефти

Причины для изменения:

Стабилизаторы сырой нефти 210-VE-X01 (где X - номер ТЛ) были рассчитаны на производство 150 тыс. баррелей нефти в сутки с запасом 10%, но при расходе выше 140 тыс. баррелей нефти в сутки наблюдается перенос жидкости в верхней части, которая накапливается в каплеотбойниках компрессоров газ мгновенного испарения. Также наблюдается низкая производительность отпарки сероводорода H₂S (связанная с прорывом воды из-за эмульсий и низкой эффективностью тарелок для отпарки), что приводит к прорыву сероводорода H₂S к

нафтоотгонной колонне с проблемами целостности на последующих этапах, а также повышенным потреблением щелочи(каустика).

Данный проект направлен на замену существующих внутренних устройств сосуда (впускных распределителей, тарелок), которые должны улучшить производительность сепарации стабилизаторов сырой нефти при производительности 165 тыс. баррелей нефти в сутки.

Во время Капитального ремонта «TAR22», тарелки на 210-VE-101 и VE-201 были заменены полностью, на VE-301 только верхние 7 тарелок заменены.

Генеральный подрядчик – «AGS»

5.3.3 Основные принципы противоаварийной защиты

Дегидратор (210-VU-101)

Электростатический дегидратор во время работы должен всегда оставаться заполненным жидкостью. Образование парового пространства над уровнем нефти должно быть исключено во избежание зажигания дуги между открытыми электродами. Аппарат оборудован средствами контроля за возникновением границы раздела фаз нефть-газ. При подаче сигнала критически низкого уровня с 2101-LILL-001 автоматически отключается трансформатор закрывается клапан 2101-ESV-002 для прекращения отвода воды из дегидратора.

При подаче с 2101-LINH-005 сигнала высокого уровня раздела фаз в дегидраторе автоматически отключается трансформатор и закрывается клапан 2101-ESV-004 на линии свежей подпиточной воды для прекращения подачи сырья в дегидратор.

При подаче с 2101-FT-002B сигнала критически низкого расхода на нагнетании насоса циркуляции воды автоматически отключается насос 210-PA-102A/B.

Стабилизационная колонна (210-VE-101)

В кубовой части стабилизационной колонны установлен датчик критически низкого уровня 2101-LILL-024, по сигналу с которого автоматически закрывается клапан 2101-ESV-005 для прекращения передачи стабилизированной нефти во фракционную колонну. Этим исключается возможность прорыва газа во фракционную колонну.

При подаче сигнала критически высокого уровня с датчика 2101-LINH-050, установленного в кубовой части стабилизационной колонны, закрывается клапан 2101-ESV-016 для прекращения подачи сырья в колонну.

При подаче сигнала критически низкой температуры с датчика 2101-FILL-018B, установленного на нагнетании насосов воды стабилизационной колонны 210-PA-110A/B, автоматически отключается насос для предотвращения его работы всухую.

При подаче сигнала критически низкой температуры с датчика 2101-TILL-037, установленного на линии возврата паров ребойлера стабилизационной колонны 210-NA-101, закрывается клапан 2101-ESV-005 на выходе жидкого продукта стабилизационной колонны. Этим исключается возможность отвода некондиционного жидкого продукта.

При подаче сигнала критически низкого расхода с датчика 2102-FILL-002B, установленного на нагнетании насосов циркуляции воды 210-PA-102A/B, автоматически отключается насос для предотвращения его работы всухую.

5.4 НАФТООТГОННАЯ КОЛОННА - УСТАНОВКА 210

5.4.1 Нафтоотгонная колонна (210-VE-102)

Данная установка предназначена для выделения из нефти более легких фракций (нафты) таким образом, чтобы легкие меркаптаны отделялись вместе с верхним продуктом колонны. Затем данный поток проходит обработку регенерируемым каустиком для превращения меркаптанов в

дисульфиды для выполнения требований технических условий на нефть после объединения двух потоков (продукта верхней части колонны и кубового продукта колонны).

Сырье, которым является кубовый продукт стабилизационной колонны, поступает в нафтоотгонную колонну 210-VE-102 при температуре 155-175 °С с расходом, контролируемым регулятором уровня ребойлера стабилизационной колонны 2101-LICHL-006. Фракционная колонна представляет собой тарельчатую колонну с орошением. Фракционная колонна оснащена ребойлером 210-НА-103 котлового типа, подогреваемым паром ВД. Расход пара ВД контролируется по температуре на соответствующей тарелке в нижней секции колонны. Ребойлер фракционной колонны имеет систему пара/конденсата, аналогичную ребойлеру стабилизационной колонны.

Верхний продукт фракционной колонны полностью конденсируется в конденсаторе верхнего продукта фракционной колонны 210-НС-101 с воздушным охлаждением и собирается в емкости орошения фракционной колонны 210-VA-101. Частота вращения вентиляторов контролируется регулятором 2101-TICHL-023 в зависимости от температуры на выходе конденсатора. Регулирование частоты оборотов предусмотрено только у одного вентилятора из двух. Эффективная циркуляция воздуха в конденсаторе обеспечивается с помощью впускных/выпускных и боковых жалюзи. Для вентиляторов предусмотрен отдельный мониторинг уровня вибрации. При подтверждении сигнала высокого уровня вибрации вентилятора производится автоматическое отключение соответствующего электродвигателя.

Давление во фракционной колонне контролируется регулятором давления 2101-PICHL-030. Он регулирует расход паров в конденсатор посредством клапана 2101-PCV-030. Давление в колонне выдерживается с помощью регулирования расхода горячего газа в обход конденсатора и поддержания постоянного давления в емкости орошения. На входной линии конденсатора предусмотрен отдельный регулирующий клапан для поддержания давления в колонне в случае, если перепад давления будет слишком мал, чтобы обеспечить достаточное регулирование. Дифференциальное давление между верхней частью фракционной колонны и емкостью орошения измеряется датчиком 2101-PDICHL-174, который подает регулирующий сигнал на клапан 2101-PDCV-174, установленный на байпасе конденсатора. Если дифференциальное давление возрастет, клапан 2101-PDCV-174 открывается, и горячие пары поступают непосредственно в емкость орошения. Емкость орошения оборудована регулятором давления 2101-PICHL-039 с уставкой высокого давления, при достижении которой газ сбрасывается в факельный коллектор НД. В установившемся режиме работы данный клапан задействоваться не будет. Для предупреждения о том, что данный клапан открыт, предусмотрен индикатор положения, срабатывающий по сигналу высокого давления.

Расход орошения фракционной колонны контролируется регулятором 2101-FICHL-008 посредством клапана 2101-FCV-008. Регулятор уровня 2101-LICHL-018 поддерживает уровень в емкости орошения 210-VA-101 путем каскадной передачи сигнала на 2101-FICH-201 (регулятор расхода с управлением по сигналу уровня) и обеспечивает равномерный отвод верхнего продукта в блок демеркаптанизации нефти (210-XX-102) посредством клапана 2101-FCV-201. В случае если расход через насосы орошения будет меньше минимального значения, 2101-FICHL-020 подаст сигнал перерегулирования на 2101-FIC-008. Этим обеспечивается защита насосов орошения фракционной колонны по минимальному расходу. Для насосов орошения фракционной колонны предусмотрен селекторный переключатель 2101-HS-006. Выбор рабочего насоса производится в PCY. При отказе рабочего насоса автоматически запускается резервный насос. В PCY предусмотрена индикация о готовности насоса к работе.

Верхний продукт фракционной колонны поступает в блок демеркаптанизации нефти 210-XX-102. При необходимости, периодически возникающий поток очищенной нефти с выхода блока демеркаптанизации нефти перекачивается насосом 210-РА-109 во входную камеру приема скребка нефтепровода 190-VR-002 для удаления парафинов во время приема скребка.

Очищенный верхний продукт фракционной колонны из блока демеркаптанизации нефти 210-XX-102 смешивается с охлажденным кубовым продуктом фракционной колонны и затем передается в секцию транспортировки и хранения на смешивание с фракцией пентана и более тяжелых продуктов (C5+) из секции ректификации СУГ в соответствии с требованиями технических условий на товарную сырую нефть.

Кубовый продукт фракционной колонны отводится из колонны в условиях контроля уровня и используется сначала для подогрева сырья стабилизационной колонны и затем для подогрева нефти, поступающей во входной сепаратор нефти, после чего он охлаждается воздухом в холодильнике экспортной нефти 210-НС-102 и смешивается с очищенным верхним продуктом фракционной колонны после демеркаптанзации. Такая схема обеспечивает максимальную рекуперацию тепла из горячего кубового продукта фракционной колонны. Отвод кубового продукта фракционной колонны контролируется регулятором уровня 2101-LICHL-012 посредством клапана 2101-LCV-012, установленного по потоку после холодильника экспортной нефти. Установка клапана 2101-LCV-012 в этой точке позволяет поддерживать обратное давление в данной линии для предотвращения вскипания жидкости в трубопроводах.

Изменения в установке

УИУ 18027 - Удаление воды в емкости орошения нафтоотгонной колонны

KE01-PCN-PRSU-RE-0016 – Модификация внутренности емкости орошения нафтоотгонной колонны

Причины для изменения:

Нижняя часть колонн стабилизации сырой нефти (А1-210-VE-101/201/301) и нафтоотгонных колонн (А1-210-VE102/202/302) изначально проектировались без учета поподания большого количества воды для сырой нефти, получаемой из морских скважин Кашагана.

Установка новых сепарационных блоков в емкости орошения нафтоотгонной колонны обеспечит эффективное отделение свободной воды от углеводородов (НС) в емкостях орошения нафтоотгонной колонны и минимизацию свободного переноса воды из нафтоотгонной колонны в установку Мегох для подготовки нефти.

Преимущества УИУ сводятся к следующему:

1. Сократить производство отработанного щелоча(каустик), последующее потребление химикатов и инженерных сетей, а также сброс очищенную отработанную щелочь в ПРЖТО.
2. Предотвратить дренирование легкой нефти в факельную систему низкого давления, что приводит появлению черного дыма.
3. Снижение расхода свежей щелочи и катализатора в установках Мегох для подготовки нефти.
4. Сведите к минимуму риск потенциальной блокировки нефтяных установок Мегох, что может привести к потере производства.

Проект включает в себя разработку и поставку 3 комплектов коагуляторов постоянного тока «Sulzer» для емкости орошения нафтоотгонной колонны ТЛ 1/2/3 с целью повышения эффективности отделения свободной воды от углеводородов (НС).

Генеральный подрядчик – «PSNK»

Емкость орошения нафтоотгонной колонны изначально была спроектирована с учетом отсутствия воды на входе в нафтоотгонную колонну. Из-за образования воды в нижней части стабилизатора сырой нефти свободная вода с Сероводородом H_2S отделяется в емкости орошения нафтоотгонной колонны, что вызывает коррозию в контуре, а также отрицательно влияет на производительность установки MEROX. Поэтому существующие емкости были модифицированы во всех трех ТЛ с внутренними устройствами для отделения воды от углеводородов, а также добавлен автоматический клапан регулирования уровня для надлежащего дренирования в систему закрытого дренажа.

Генеральный подрядчик – «ISTEK Construction LLP»

5.4.2 Основные принципы противоаварийной защиты

В кубовой части фракционной колонны установлен датчик критически низкого уровня 2101-LILL-008, по сигналу с которого автоматически закрывается клапан 2101-ESV-008 для прекращения передачи кубового продукта фракционной колонны в подогреватель сырья стабилизационной

колонны. При этом также автоматически отключаются насосы кубового продукта фракционной колонны 210-PA-101A/B.

При подаче сигнала критически низкого давления на всасывании насоса датчиком 2101- PILL-103 произойдет автоматическое отключение насосов кубового продукта фракционной колонны 210-PA-101A/B для защиты от кавитации.

При подаче сигнала критически низкого расхода системой датчиков 2001-FILL-010A/B/C (с логической схемой 2 из 3) на нагнетании входных насосов нефти (200-PA-101A/B/C/) также автоматически отключаются насосы кубового продукта фракционной колонны 210- PA-101A/B. Этим предотвращается высокая температура и высокое давление паров на всасывании насосов.

При подаче датчиком 2101-LINH-039 сигнала критически высокого уровня в кубовой части фракционной колонны закрывается клапан 2101-ESV-005, прекращающий подачу сырья в кубовую часть стабилизационной колонны.

Емкость орошения фракционной колонны 210-VA-101 оборудована датчиком критически низкого уровня 2101-LILL-022, по сигналу с которого закрывается клапан 2101-ESV-014 и прекращается подача орошения во фракционную колонну. При этом также автоматически отключаются насосы орошения фракционной колонны 210-PA-104A/B.

При подаче датчиком 2101-LINH-040 сигнала критически высокого уровня в емкости орошения фракционной колонны закрывается клапан 2101-ESV-010 и прекращается подача пара в ребойлер.

Критически низкий уровень 2101-LILL-020 в рефлюксной емкости останавливает удаление жидкостей в закрытую дренажную систему путем закрытия КАО 2101-ESV-011 согласно УИУ 18027.

При подаче сигнала критически низкого давления на всасывании насоса датчиком 2101- PILL-105 произойдет автоматическое отключение насоса промывки от парафинов 210- PA-109 для защиты от кавитации.

При подаче сигнала критически низкого давления на всасывании насоса датчиком 2101- PILL-104 произойдет автоматическое отключение насосов орошения фракционной колонны 210-PA-104A/B для защиты от кавитации.

Добавлена функция отключения АО к А1-2101/2/3-PT-173А для закрытия паровой задвижки 2101/2/3-ESV-010 и выхода стабилизационной колонны 2101/2/3-ESV-005. (ЕМОС19531,19532 и 19533)

5.5 БЛОК ДЕМЕРКАПТАНИЗАЦИИ НЕФТИ — УСТАНОВКА 210

5.5.1 Экстрактор (210-VC-101) и емкость выделения каустика (210-VA-106)

В качестве потока сырья в данной установке используется поток легкой нефти из системы верхнего продукта фракционной колонны. Нефтяное сырье передается насосами верхнего продукта фракционной колонны (установлены за границами установки Мегох) на установку Мегох в условиях контроля расхода регулятором 2101-FICH-201 (со сбросом уставки по сигналу от регулятора уровня в емкости верхнего продукта фракционной колонны 2101-LICHL-018). Регулятор 2101-LICHL-018, установленный на емкости верхнего продукта фракционной колонны, действует в качестве главного контроллера, а регулятор 2101-FICH-201, установленный по потоку перед 2101-FCV-201, действует в качестве подчиненного контроллера. Расход нефти является одним из важных рабочих параметров. Он должен поддерживаться как можно более стабильным и должен устанавливаться в соответствии с расчетными значениями расхода и условиями при работе в режиме пониженной производительности. Резкие изменения расхода могут привести к потере эффективности извлечения, в результате чего может произойти прорыв меркаптанов, особенно если расход упадет ниже минимального значения в режиме пониженной производительности. Сырье с границ установки смешивается в линии с боковым потоком от насосов дисульфидного масла 210-PD-102 A/B и поступает в нижнюю часть экстрактора 210-VC-101, в верхнюю часть которого поступает ненасыщенный каустик. Регулятор расхода 2101-FICHL-202 подает модулирующий

управляющий сигнал на клапан 2101-FCV-202, регулирующий расход ненасыщенного раствора каустика на верхнюю тарелку экстрактора.

Давление сырьевого потока контролируется регулятором давления 2101-PICHL-203, подающим управляющий сигнал на клапан 2101-PCV-203. Уставка давления должна выбираться исходя из требования к предотвращению вскипания нефти, что может привести к захвату каустика потоком паров, ухудшению характеристик продукта и механическим повреждениям оборудования в случае массированного вскипания. На выходе готовой нефти предусмотрена точка отбора проб для проверки соответствия продукта техническим условиям.

В верхней секции экстрактора (жидкостно-жидкостной колонне с ситчатыми тарелками) меркаптаны (в особенности легкие) извлекаются из легкой нефти путем непосредственного контакта с ненасыщенным раствором каустика. Каждая тарелка имеет приемный карман каустика, центральную зону смешивания (где поток конденсата, идущий снизу вверх, контактирует в режиме перекрестного тока с раствором каустика), выпускную переточную перегородку и сливной стакан для передачи каустика самотеком на нижерасположенную тарелку, при этом нижняя часть колонны выступает в качестве емкости для каустика.

Поток обессеренной легкой нефти выходит из верхней части экстрактора. Над верхней тарелкой предусмотрена вертикальная зона осаждения, предназначенная для отделения большей части уносимого каустика при образовании фазовых пробок из каустика. Над этой вертикальной зоной осаждения установлен специальный коагулятор, обеспечивающий практически полное удаление захваченного продуктом каустика и свободной воды, которые затем передаются в установки ниже по потоку.

При нарушениях технологического режима в линии верхнего продукта существует возможность уноса каустика вместе с нефтью в товарную нефть. Такой неустойчивый рабочий режим может преобладать во время ввода в эксплуатацию. Во избежание уноса каустика в товарную нефть при нарушениях технологического режима в схеме предусмотрена емкость выделения каустика (210-VA-106). Имеющийся у компании опыт эксплуатации подобных установок указывает на необходимость постоянного поддержания емкости выделения каустика в рабочем состоянии ввиду возможности уноса каустика в готовый продукт.

Принцип действия емкости выделения каустика основан на резком снижении скорости и изменении направления потока, чтобы капли раствора каустика могли быстро осесть в трубе в нижней части аппарата. Емкость уноса каустика обеспечивает необходимое время осаждения для разделения смеси каустика и нефти. Данное оборудование будет включаться вручную в случае сбоев технологического процесса. Отделенный каустик будет передаваться в приемок каустика (210-VA-104). Каустик будет передаваться в блок очистки отработанного каустика насосом приемка каустика (210-PA-107) с управлением от контроллера диапазона уровня.

Поток насыщенного меркаптанами раствора каустика (также называемого насыщенным каустиком) из нижней части экстрактора контролируется регулирующим клапаном уровня 2101-LCV-204, который получает сигнал от регулятора уровня 2101-LICHL-204 в трубе сепаратора дисульфидов. Регулятор межфазного уровня нефти/каустика 2101-LICHL-203 контролирует уровень в нижней части экстрактора и подает сигнал сброса уставки на регулятор 2101-FICHL-208, который контролирует количество отработанного каустика, выводимого из установки. (См. Раздел 5.5.7 «Емкость дегазации отработанного каустика 210-VA-105»).

5.5.2 Подогреватель каустика (210-NA-104)

Раствор каустика из нижней части экстрактора должен пройти регенерацию для возможности его повторного использования. Регенерация производится путем непрерывной подачи воздуха и реагента MEROX WS-2 (что означает «водорастворимый»). Каустик смешивается с несколькими другими потоками, такими как поток свежего каустика для подпитки от насосов 210-PD-103 A/B, поток воды для подпитки от насоса закачки воды 210-PD-104 и поток каустика от насоса циркуляции каустика, который подается в условиях контроля расхода регулятором 2101-FICHL-205, подающим управляющий сигнал на регулирующий клапан 210-FCV-205. Для превращения меркаптанов (в виде меркаптида натрия) в соответствующие дисульфиды в установку периодически загружается катализатор. Процесс превращения протекает в окислительной колонне 210-VF-102. Реакция превращения представляет собой реакцию окисления в присутствии катализатора Mercox. В ходе реакции также образуется вода и

выделяется некоторое количество теплоты. Реакция протекает быстрее при повышенной температуре. В нормальном режиме работы необходимость в нагревании циркулирующего каустика отсутствует, однако для обеспечения работы установки даже в условиях аномально низких температур предусмотрен нагреватель каустика 210-HF-104. Предусмотрено два регулятора температуры: один по потоку после подогревателя каустика и второй по потоку после окислительной колонны. Регулятор температуры 2101-TICL-205 обеспечивает контроль температуры на выходе подогревателя. Регулятор температуры 2101-TICH-207 контролирует температуру на выходе окислительной колонны. Компаратор 2101-TY-205 сравнивает сигналы регуляторов температуры окислительной колонны и подогревателя каустика, после чего меньший из них передается по каскадной схеме на регулятор расхода конденсата 2101-FICHL-204.

5.5.3 Окислительная колонна (210-VF-102)

Для регенерации каустика производится нагнетание технологического воздуха в насыщенный каустик. В процессе регенерации происходит потребление кислорода. Предусмотрен контроль содержания кислорода в отработанном воздухе на выходе из верхней части сепаратора дисульфидов 210-VS-101 путем контроля расхода входящего технологического воздуха посредством каскадных регуляторов. Регулятор концентрации кислорода 2101-AICHL-201 получает технологический сигнал от анализатора кислорода 2101-AT-201, установленного на трубопроводе отработанного воздуха из верхней части сепаратора дисульфидов. Поддержание концентрации кислорода обеспечивается изменением уставок регулятора расхода технологического воздуха 2101-FICHL-203, при этом регулятор 2101-AICHL-201 выступает в качестве главного контроллера, а регулятор 2101-FICHL-203 — в качестве подчиненного контроллера. Принцип действия данного контура управления состоит в том, что когда значение технологической величины в 2101-AICHL-201 (концентрация кислорода) превысит уставку регулятора, уставка 2101-FICHL-203 понижается для уменьшения расхода технологического воздуха.

Этот контур управления является одним из самых важных компонентов для обеспечения надлежащей регенерации каустика и, следовательно, работы установки. Все прочие технологические параметры являются постоянными. Повышение количества нагнетаемого воздуха приводит к более быстрой и полной регенерации каустика. Таким образом, регенерированный каустик, который возвращается в экстрактор, будет обладать большей способностью извлекать меркаптаны. С другой стороны, полная регенерация раствора каустика не рекомендуется по следующим причинам:

Кислород, растворяясь в каустике, может вызвать демеркаптанризацию в экстракторе; может произойти повышение потребления катализатора процесса Мегох; концентрация кислорода в отработанном воздухе будет выше, что приведет к повышенной коррозии/опасности. В связи с этим концентрация кислорода в отработанном и нагнетаемом воздухе подлежит контролю для обеспечения минимального количества непрореагировавших меркаптидов (меркаптановых солей) в регенерированном каустике, а также не слишком высокой концентрации кислорода в отработанном воздухе.

Важным параметром, с которым связан расход воздуха, является давление в коллекторе технологического воздуха перед контуром регенерации. Датчик 2101-PIHL-207 установлен на входе технологического воздуха по потоку перед регулирующим клапаном расхода воздуха 2101-FCV-203. У индикатора давления предусмотрена сигнализация по высокому и низкому давлению воздуха (8 бар изб. и 4,8 бар изб. соответственно).

5.5.4 Сепаратор дисульфидов (210-VS-101)

Дисульфидные масла не растворяются в каустике, и потому они могут быть отделены. Трехфазная смесь отработанного воздуха (который по-прежнему содержит некоторое количество кислорода), раствора каустической соды и дисульфидных масел, поступающая из окислительной колонны, направляется в сепаратор дисульфидов 210-VS-101 на разделение. Дисульфидные масла, отделяемые в сепараторе дисульфидов в результате регенерации насыщенного каустика, перекачиваются на смешивание с сырьевым потоком легкой нефти для экстрактора. Контроль давления в верхней части сепаратора дисульфидов обеспечивается регулятором давления 2101-PICHL-216, передающий модулирующий управляющий сигнал на

регулирующий клапан давления 2101-PCV-216. Контроль концентрации кислорода в трубопроводе отработанного воздуха из верхней части сепаратора дисульфидов обеспечивается контроллером анализатора кислорода 2101-AIC-201, который производит сброс уставки регулятора расхода на трубопроводе подачи воздуха. Регулятор уровня 2101-LICHL-204 обеспечивает контроль уровня в трубе сепаратора дисульфидов и передает управляющий сигнал на регулирующий клапан уровня, установленный на выходном трубопроводе из нижней части экстрактора. Межфазный уровень в корпусе сепаратора дисульфидов контролируется посредством регулятора уровня 2101-LICHL-206, который, в свою очередь, регулирует подачу насосов перекачки дисульфидного масла посредством электропневматического преобразователя LCV-206A, который изменяет ход поршня насоса.

5.5.5 Циркуляция каустика

Регенерированный ненасыщенный каустик (вместе с водорастворимым катализатором MEROX WS-2) перекачивается из нижней части сепаратора дисульфидов обратно в экстрактор насосами циркуляции каустика 210-PA-105 A/B для дальнейшего использования. Расход ненасыщенного каустика, возвращаемого в экстрактор, контролируется посредством 2101-FIC-202. Расход в емкость дегазации отработанного каустика контролируется регулятором расхода 2101-FIC-208, посылающим модулирующий управляющий сигнал на регулирующий клапан 2101-FCV-208 в каскадном контуре управления. Сброс уставки этого регулятора расхода производится регулятором уровня в нижней части экстрактора 2101-LICHL-203. Расход части циркулирующего потока каустика, подаваемой непосредственно в линию по потоку перед подогревателем каустика с целью уменьшения роста температуры в окислительной колонне, контролируется регулятором расхода 2101-FICHL-205, передающим модулирующий управляющий сигнал на регулирующий клапан 2101-FCV-205. Очень небольшое количество нелетучих дисульфидных масел остается диспергированным в потоке регенерированного каустика. Так как эти масла характеризуются гораздо более высокой растворимостью в углеводородах, они обратно экстрагируются в продукт при повторном контакте в экстракторе. Это обычно называется вторичным вводом серы. Поскольку блок демеркаптанизации предназначена для удаления серы из сырьевого потока нефти, такой вторичный ввод серы не представляет проблемы. Дисульфидные масла, отделенные в сепараторе дисульфидов, перекачиваются насосами дисульфидных масел 210-PD-102 A/B на смешивание с поступающей сырьевой легкой нефтью с целью максимально возможного уменьшения содержания натрия в товарной нефти при ее прохождении через коагулятор Coalex, установленный в верхней части экстрактора.

5.5.6 Добавление топливного газа НД

Отработанный технологический воздух, который содержит на данном этапе около половины первоначального количества кислорода, все еще является потенциально взрывоопасным. Для безопасного удаления этот воздух отводится из дымовой трубы, разбавляется соответствующим количеством топливного газа и обычно подается в колонну теплового окисления. Расход топливного газа НД для разбавления отработанного воздуха контролируется регулятором расхода 2101-FICHL-206, передающим модулирующий управляющий сигнал на регулирующий клапан 2101-FCV-206. В случаях, когда колонна теплового окисления не находится в работе, а также при вводе в эксплуатацию из полностью остановленного состояния (с неработающей колонной теплового окисления) отработанный воздух отводится в атмосферу через продувочную емкость 210-VA-102.

5.5.7 Емкость дегазации отработанного каустика (210-VA-105)

Диоксид углерода, который образуется из воздуха и воды в процессе окисления меркаптанов, постепенно ослабляет эффективность циркулирующего раствора каустика, поэтому для поддержания эффективности экстракции часть этого вещества должна непрерывно отводиться. Отводимый поток поступает в емкость дегазации отработанного каустика 210-VA-105, где из каустика выделяются вредные газы, а затем перекачивается насосом отработанного каустика 210-PA-108 на установку подготовки. Расход контролируется регулятором 2101-FICHL-208, передающим управляющий сигнал на клапан 2101-FCV-208. Как описано в Разделе 5.5.1 «Экстрактор 210-VC-101», сброс уставки 2101-FIC-208 производится регулятором уровня в нижней части экстрактора. Время пребывания в емкости дегазации отработанного каустика довольно велико, что позволяет эксплуатировать насос отработанного каустика в

периодическом режиме. В связи с этим регулятор уровня 2101-LICHL-209 действует как автоматическое реле включения/выключения (регулирование в интервале) насоса отработанного каустика (210-PA-108).

5.5.8 Буферная емкость воды (210-VA-103)

Непрерывная подпитка свежим концентрированным каустиком обеспечивается насосами закачки каустика 210-PD-103 А/В. Насосы закачки воды 210-PD-104 А/В обеспечивают непрерывную подпитку системы водой для поддержания концентрации каустика на рабочем уровне 14% масс. Периодически в систему вводятся небольшие количества реагента MEROX WS-2 (через бак ввода катализатора 210-VN-103).

Первоначальное заполнение осуществляется с помощью насоса добавления воды/каустика 210-PA-106, который поочередно перекачивает деминерализованную воду из буферной емкости воды 210-VA-103 и свежий каустик от границ установки для заполнения контура раствором каустика с требуемой концентрацией.

Подача деминерализованной воды для заполнения буферной емкости воды контролируется регулятором уровня 2101-LIC-210, передающим управляющий сигнал на двухпозиционный (регулирование в интервале) регулирующий клапан 2101-LCV-210.

5.5.9 Прямок каустика (210-VA-104)

В случае останова установки большая часть каустика отводится через емкость дегазации отработанного каустика (210-VA-105) и перекачивается за границы установки, в то время как в прямке каустика 210-VA-104 собираются ливневые стоки, которые затем передаются за границы установки насосом прямка каустика 210-PA-107. Дренируемый каустик, собранный в емкости во время останова установок, передается насосом прямка каустика, работающим в периодическом режиме. Регулятор уровня 2101-LIC-213 действует как автоматическое реле включения/останова (регулирование в интервале) насоса прямка каустика. Поддержание давления в емкости обеспечивается с помощью регулятора 2101-PIC-231, действующим как контроллер с разделенным диапазоном и передающим управляющий сигнал на клапан 2101-PCV-231A на линии создания азотной подушки и на клапан 2101-PCV-231B на выпускном трубопроводе к факелу НД. Когда давление становится меньше нижней уставки, клапан 2101-PCV-231A

открывается. Когда давление становится выше верхней уставки, клапан 2101-PCV-231B на линии к факелу НД открывается.

При дренировании каустика оператор должен получить наряд-допуск на производство работ от ответственного лица. При останове одной технологической линии может потребоваться передача отработанного каустика с одного блока демеркаптанизации нефти Мерох и одного блока демеркаптанизации СУГ Мерох в резервуар отработанного каустика (601-TA-101). Порядок выполнения этих операций был детально описан в процедуре нормального останова установки.

5.5.10 Основные принципы противоаварийной защиты

В нижней части экстрактора предусмотрен датчик критически низкого уровня 2101-LINN- 201, по сигналу с которого закрывается клапан 2101-ESV-201 и прекращается отвод насыщенного каустика из экстрактора. При подаче датчиком 2101-AINN-201 сигнала критически высокого уровня происходит закрытие клапана 2101-ESV-202 и прекращается подача влажного технического воздуха в 210-VF-102 (окислительная колонна), так как высокое содержание кислорода в отработанном воздухе будет негативно влиять на эксплуатационные/рабочие характеристики установки (см. описание в 3 параграфе раздела «Окислительная колонна (210-VF-102)»).

При подаче датчиком 2101-PINN-214 сигнала критически высокого давления в линии из верхней части сепаратора дисульфидов произойдет закрытие клапана 2101-ESV-202 и прекращена подача влажного технического воздуха. При подаче этого сигнала также закрываются клапаны 2101-ESV-204 для прекращения передачи отходящих газов в колонну теплового окисления, 2101-ESV-205 для прекращения подачи топливного газа НД и 2101-ESV-203 для прекращения передачи отходящих газов в продувочную емкость 210-VA-102. Когда клапан 2101-ESV-204 на

линии отходящих газов в окислительную колонну открыт, клапан 2101-ESV-205 на линии топливного газа находится в открытом положении, а клапан 2101-ESV-203 на линии отходящих газов в продувочную емкость находится в закрытом положении. Клапан 2101-ESV-203 имеет такую конфигурацию, что при его случайном или намеренном открытии прекращается подача топливного газа посредством клапана 2101-ESV-205.

При подаче датчиком 2101-LINH-224 сигнала критически высокого уровня в сепараторе дисульфидов перекрывается отвод жидкости из экстрактора (210-VC-101). Кроме того, при этом останавливается насос закачки свободного каустика (210-PD-303).

При подаче датчиком 2101-LILL-212 сигнала критически низкого уровня в приемке каустика произойдет автоматический останов насоса приемка каустика 210-PA-107.

При подаче датчиком 2101-PIHH-254 сигнала критически высокого давления на нагнетании насоса дисульфидных масел произойдет автоматический останов насоса дисульфидных масел.

5.6 ВОЗДУШНЫЕ ОХЛАДИТЕЛИ- УСТАНОВКА 210

5.6.1 Верхний конденсатор нафтоотгонной колонны (210-НС-101)

Горячие пары нефти с нафтоотгонной колонны (210-VE-102) направляются в верхние конденсатор нафтоотгонной колонны, где пар охлаждается примерно с 95-105 °С до 45-55 °С и направляется в емкость орошения нефти, где часть сконденсированной нефти направляется обратно в виде орошения в нафтоотгонную колонну, а другая часть направляется в установку Мегох для дальнейшей демеркаптанзации.

ЭУИ 17144 - Система туманообразования для экспортных воздушных охладителей и конденсаторов верхней части нафтоотгонной колонны

Причины для изменения:

Летом 2017 года у экспортных воздушных охладителей нефти и конденсаторов верхней части нафтоотгонной колонны возникли проблемы с производительностью, так как они не могли охладить потоки нефти и нефти до требуемой температуры при производительности ниже проектной.

Поскольку уровень добычи поддерживался на уровне ~200 - 220 тыс. баррелей нефти в сутки из-за проблем с ЗСГ на морском комплексе, решением проблемы разделить поток на 2 технологические линии.

Следующим летом (2018 г.) планируемый уровень добычи составляет минимум 300 тыс. баррелей нефти в сутки до 370 тыс. баррелей нефти в сутки, что станет проблемой для охладителей, если одна из нефтяных линий выйдет из строя (например, для очистки ребойлерных пучков), значит остальные 2 линии будут работать на полную мощность.

Поэтому было решено установить систему распыления воды (туманообразования) для каждого охладителя, чтобы способствовать снижению температуры воздуха в пиковый летний период в дневное время.

Генеральный подрядчик: ДПО

5.6.2 Охладитель экспортной нефти (210-НС-102)

Стабилизированная сырая нефть из нижней части сплиттера нефти (210-VE-102) отводится через теплообменник предварительной подачи на входе, где тепло используется для предварительного нагрева горячего входного потока в стабилизатор сырой нефти, а затем пропускается через теплообменники на входе 200-НА-101А/В и пусковой теплообменник 200-НА-102 для предварительного нагрева входного сепаратора нефти. Сырая нефть из теплообменников на входе затем направляется в охладители экспортной нефти при температуре 130-160 градусов Цельсия, а затем охлаждается до 52 градусов Цельсия. Стабилизированная и охлажденная нефть направляется на ТУ 220 для хранения и транспортировки.

УИУ «KE01-PCN-PRSU-PE-0030» – Система туманообразования ВД для охладителей экспортной нефти проект «PR 19085».(эУИ 22317)

Причины для изменения:

Существующая установка экспортного воздухоохладителя была спроектирована исходя из предположения, что температура нефти на входе должна быть ~129 °С, в то время как температура на входе согласно материально тепловому балансу составляет ~160 °С, а реальная температура на входе составляет ~150°С. После увеличения добычи возросла потребность в охлаждении (нынешняя система на 20% не дотягивает), так как необходимо охлаждать больше нефти. В 2018 году была установлена система туманообразования НД для повышения эффективности охлаждения, но это было лишь временное решение. Летом 2019 года температура экспортной нефти достигла 56 градусов Цельсия и превысила температурные требования КТК в 50 градусов Цельсия.

Изменение необходимо по следующим причинам: 1) Обеспечить эффективный контроль температуры экспортной нефти. 2) Повышение эффективности охлаждения, чтобы обеспечить дальнейшее увеличение производства до тех пор, пока во время капитального ремонта «ТА 2022» не будет установлен дополнительный охлаждающий блок. 3) Уменьшить потребление деионизированной воды. Поэтому в 2020 году была внедрена система распыления воды (туманообразования) ВД в соответствии с проектом «PR19085».

Генеральный подрядчик: ДПО («NSS и Кульсары газ»)

5.7 ПОДГОТОВКА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ — УСТАНОВКА 210

Система очистки нефтесодержащей воды требуется для обработки и извлечения захваченной нефти из пластовой воды, отделенной во входном сепараторе нефти (200-VS-101) и дегидраторе (210-VU-101), которые установлены в технологической линии подготовки нефти, а также для снижения содержания нефти и H₂S до уровней, при которых обеспечивается безопасность при обращении с данной водой в расположенных далее установках.

Для обеспечения соответствия требованиям к необходимому содержанию воды в нефти на уровне 10 ч/млн. предусмотрен блок подготовки воды, состоящий из двух ступеней сепарации. Начальная ступень представляет собой гидроциклон (210-VX-101) для разделения воды от нефти с последующей дегазацией низкого давления в газонапорную флотационную установку. (испарительную емкость пластовой воды /ГНФ).

Выше по потоку от жидкостно-жидкостного гидроциклона установлен блок подачи обратного деэмульгатора.

Промывочная вода с входного сепаратора 200-VS-101 направляется в гидроциклон. Очищенная вода подается в испарительную емкость пластовой воды / емкость Газонапорной Флотации (ГНФ), которая работает под давлением 1.5 бар изб., и обеспечивает испарение H₂S и подачу газа в каплеотбойный сепаратор сернистого газа (331-VN-101). Нефть закачивается обратно во входной сепаратор 200-VS-101) насосом 210-PA-111.

Работа гидроциклона контролируется регулятором 2101-PDICHL-132, управляющий сигнал которого основывается на отношении разности давлений сырья и воды (2101- PDT-132A) и разности давлении сырья и нефти (2101-PDT-132B). Управляющий сигнал поступает на регулирующий клапан 2101-PDCV-132 на выходе гидроциклона, который контролирует отвод нефти.

PDIC = давление воды на входе — давление в переливной линии (давление удаляемой нефти) /Давление воды на входе — давление нижнего потока (давление на выходе воды) = 2101-PDT-132A / 2101-PDT-132B.

Для эффективной работы гидроциклона данное отношение поддерживается равным 1.7. Отбор воды из нижней части аппарата контролируется регулятором уровня 2101-LICHL- 006, который установлен на входном сепараторе нефти 200-VS-101.

Давление в аппарате ВГФ поддерживается с помощью двух саморегулируемых клапанов PCV. Один PCV установлен на линии топливного газа (2101-PCV-137), а второй на линии отвода паров в емкость кислого газа (2101-PCV-136).

Уровень воды в аппарате ВГФ контролируется регулятором уровня 2101-LICHL-046 посредством клапана 2101-LCV-046 на линии передачи на установку очистки кислой воды. Для проверки качества воды, периодической передаваемой на установку очистки кислой воды, предусмотрена точка отбора проб.

Уровень нефти в аппарате ВГФ контролируется регулятором уровня 2101-LICHL-041 посредством клапана 2101-LCV-041 на линии передачи во входной сепаратор нефти (200-VS-101). Для проверки качества нефти, периодической передаваемой назад во входной сепаратор нефти, предусмотрена точка отбора проб.

С момента начала добычи возник ряд проблем с пластовой водой и ее очисткой. В 2013 году после получения первой нефти было обнаружено значительное количество песка и твердых частиц. Для решения этой проблемы и улучшения очистки пластовой воды был реализован крупный проект KE01-PCN-STUP-R-0050. Кроме того, в рамках проекта KE01-PCN-ONSH-P-0032 были реализованы возможности для очистки шлама гидроциклона «твердое-твердое».

KE01-PCN-STUP-R-0050 - модификация системы пластовой воды - предварительное удаление твердых частиц и третичная очистка PR15022 с отсроченным объемом работ (с постоянной реализацией на ТЛ1 и ТЛ2) и PR18031 (будет завершен на ТЛ3).

Причина изменения:

Вода из отстойников входного сепаратора нефти направляется в установку пластовой воды A1-210-XX-101 для очистки и соответствия спецификации 10 ч/млн вес. нефти в воде на выходе из установки газонапорной флотации (ГНФ). Во время получения первой сернистой нефти и при последующей работе по удалению нефти из магистрального трубопровода был отмечен ряд проблем.

1. Большое содержание твердых частиц и сульфида железа (FeS), которые попадали в фазу пластовой воды и забивали гидроциклон.

2. Аппарат ГНФ был установлен неправильно и не работал. Это привело к значительному увеличению некондиционной воды. После первоначальной эксплуатации аппарат ГНФ был вскрыт для проверки и в нем был обнаружен ряд дефектов. Подробные данные указаны в прилагаемом отчете.

Было предпринято несколько инициатив, а также проведены внутренние модификации и испытания в полевых условиях для проверки производительности аппарата ГНФ. Отчет по итогам изучения и испытаний прилагается. Помимо собственных испытаний, совместно с компанией «Shell Global Solutions» было проведено независимое исследование всей системы пластовой воды. Также были проведены консультации по поводу существующей установки с известными поставщиками (CETCO, Siemens). После всех этих исследований и с учетом рекомендаций независимых консультантов был сделан вывод, что существующая система пластовой воды (гидроциклон и ГНФ) не смогут обеспечить проектную спецификацию в 10 ч/млн вес. На протяжении всего жизненного цикла проекта в системе всегда будут присутствовать твердые частицы (FeS / сор / карбонат кальция), которые будут создавать проблемы с точки зрения эмульсии, а также забивания. Необходимо внести изменения в конструкцию для удаления этих твердых частиц перед гидроциклоном, чтобы обеспечить бесперебойную работу системы пластовой воды. Текущая конструкция ГНФ (эдукторы с циркулирующей водой) не гарантирует содержание нефти в воде 10 ч/млн. Для выполнения указанной спецификации требуется третичная очистка, например, флотация растворенного газа (ФРГ) или коалесцирующий фильтр. Первичная очистка (гидроциклон) требует стабильного расхода. В текущей конструкции подача в систему пластовой воды осуществляется через регулятор уровня в отстойнике входного сепаратора. Колебания потока разрушают циклон, и приводят к получению некондиционной воды. Для бесперебойной и эффективной работы этих агрегатов необходима стабильная подача. Кроме того, следует избегать потоков рециркуляции, поскольку они создают сдвиг и более мелкие пузырьки, которые трудно отделить.

Учитывая все эти вопросы, требуется изменение конструкции системы очистки пластовой воды. Базовый сценарий был определен компанией НКОК после консультации с Siemens и выглядит следующим образом: входной бустерный насос + ТЖГЦ + существующий ЖЖГЦ с новым вкладышем / ГНФ с новым эдуктором + расход извлеченной нефти с ЖЖГЦ на входной сепаратор через новый аппарат хранения извлеченной нефти и насос + твердый шлам с ТЖГЦ и промывочная вода с фильтра WSF на систему очистки шлама (систему очистки шлама реализуют другие стороны) + фильтр WSF + закачка химреагентов.

Однако после начала реализации часть объема проекта была отсрочена – и блок входного бустерного насоса был исключен из проекта. Установки для закачки химреагентов (коагулянта и флокулянта) были смонтированы, но не эксплуатировались. В настоящее время эти аппараты не работают до тех пор, пока группа промысловой химии не определит необходимые химреагенты.

Извлеченная нефть ЖЖГЦ направляется в специальную емкость хранения нефти (210-BA-109), откуда она перекачивается во входной трехфазный сепаратор (A1-200-BC-101/201/301, СУЩЕСТВУЮЩИЙ). Емкость хранения работает под давлением и заполнена топливным газом. Отходящий газ направляется в существующую систему очистки сернистого газа. Резервуар оснащен системой контроля давления, а также контролем уровня и переключателями КРИТИЧЕСКИ-ВЫСОКОГО и КРИТИЧЕСКИ-НИЗКОГО уровня. Насосы для перекачки нефти (210-PA-102A/B, винтового типа) предварительно оборудованы трубопроводами и подключены к блоку насоса перекачки. Насосы перекачки нефти запускаются и останавливаются в зависимости от уровня нефти в хранилище. Это помогает снизить нагрузку на аппарат ГНФ и помогает избежать смешения извлеченной нефти из ЖЖГЦ в ГНФ. В настоящее время это оборудование работает на ТЛ1 и ТЛ2. Модификация системы пластовой воды ТЛ3 будет выполнена отдельно как проект «PR18031».

KE01-PCN-ONSH-P-0032 – временная установка очистки твердого шлама, содержащего H₂S, с нейтрализацией и утилизацией. В эту систему поступает шлам из твердо-жидкостного гидроциклона технологической установки подготовки.

Причина изменения:

В существующей системе вода из отстойников входного сепаратора нефти направляется в установку пластовой воды A1-210-XX-101 для очистки и соответствия спецификации 10 ч/млн вес. нефти в воде на выходе из установки газонапорной флотации (ГНФ). Во время получения первой сернистой нефти и при последующей работе по удалению нефти из магистрального трубопровода был отмечен ряд проблем.

1. Большое количество твердых частиц (сора и FeS) попадало в фазу пластовой воды, и забивало гидроциклон и оборудование ниже по потоку.
2. Аппарат ГНФ был установлен неправильно и не работал. Это привело к значительному увеличению некондиционной воды.

Генеральный подрядчик – PSNK («Сименс» / «Шлюмберже»)

Как только на Кашагане были обеспечены стабильные условия добычи и эксплуатации, количество твердых частиц значительно сократилось, а гидроциклон «твердое-твердое» стал ненужным и не эксплуатировался. Эдукторы ГНФ были заменены на модифицированные эдукторы, а также были заменены вкладыши трубок гидроциклонов. Проект «PR18031» будет реализован без гидроциклона «твердое-твердое», и входных бустерных насосов на ТЛ3.

Емкость хранения нефти (210-VA-109) и насосы перекачки извлеченной нефти (210-PC-102A/B):

Если уровень жидкости в резервуаре хранения находится на КРИТИЧЕСКИ НИЗКОМ уровне (2101-LT-010), насосы перекачки извлеченной нефти отключатся (АО).

Если уровень жидкости в резервуаре хранения находится на КРИТИЧЕСКИ ВЫСОКОМ уровне (2101-LT-010), отключится и закроется входной запорный клапан (2101-ESV-001) (АО).

Расход (2101-FT-011A/B) от насоса (A1-210-PC-102A/B) измеряется и отображается на ЧМИ/ПЛК системы УОПВ.

Если поток на стороне нагнетания насоса ниже уровня КРИТИЧЕСКИ НИЗКОГО уровня, отключится соответствующий насос. (АО) (должна сработать блокировка пуска; подробная ссылка будет показана в описании системы управления).

В нижней части аппарата ВГФ (секция нефти) установлен датчик критически низкого уровня 2101-LILL-043, по сигналу с которого производится автоматический останов насосов нефти ВГФ 210-РА-111 А/В. Аналогичным образом, в нижней части аппарата (секция воды) установлен датчик критически низкого уровня 2101-LILL-044, по сигналу с которого производится автоматический останов насосов воды ВГФ 210-РА-112 А/В.

Аппарат ВГФ оборудован датчиком критически высокого уровня 2101-LINN-049, по сигналу с которого прекращается подача воды в систему очистки нефтесодержащей воды путем закрытия клапана 200-ESV-008 на линии отвода воды из входного сепаратора нефти 200-VS-101.

5.8 НАЗЕМНАЯ УСТАНОВКА КОМПРИМИРОВАНИЯ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ — УСТАНОВКА 360

Газ мгновенного испарения (ГМИ) поступает на установку из двух основных источников: верхнего продукта стабилизационной колонны 210-VE-101 и отходящего газа входного сепаратора нефти 200-VS-101. Кроме того, небольшой поток поступает из испарительной емкости насыщенного амина 330-VH-101. Данные потоки газа из технологических линий подготовки нефти 1, 2 и 3 из стабилизационной колонны и входного сепаратора нефти, а также из испарительной емкости насыщенного амина обеих технологических линий подготовки газа смешиваются в общем коллекторе компрессоров ГМИ при давлении около 4-5 бар изб. Распределение потока между отдельными линиями компримирования ГМИ контролируется системой разделения нагрузки, уставки которой задаются давлением в расположенном ранее по потоку общем входном коллекторе. В качестве компрессора ГМИ используется однокорпусной двухступенчатый компрессор с постоянной скоростью вращения. Главный регулятор давления на всасывании 3600-PICHL-001A/B (снабженный резервным регулятором) контролирует расход паров к отдельным линиям компримирования. На всасывании компрессоров установлены дроссельные клапаны 3600-PCV-103/203/303/403, находящиеся на линии всасывания первой ступени для 1, 2, 3 и 4 линий компримирования соответственно. Давление в линии всасывания компрессоров уменьшается в случае пониженной производительности для поддержания давления нагнетания на постоянном уровне. Компрессор оснащен противопомпажными клапанами 3600-UCV-185/285/385/485 на первой ступени и 3600-UCV-190/290/390/490 на второй ступени для защиты машины от выхода за нижнюю границу помпажа. Противопомпажные контроллеры 3600-UIC-185/285/385/485 и 3600-UIC-190/290/390/490 являются специальными контроллерами, поставляемыми поставщиком компрессоров.

5.8.1 Контроль давления на всасывании

Главный контроллер разделения нагрузки 3600-PICHL-001 принимает сигнал от входного датчика давления на всасывании 3600-PT-001. При повышении давления на всасывании главный контроллер передает ответный управляющий сигнал через каждый из отдельных контроллеров разделения нагрузки 3600-PIC-103, 203, 303 и 403 для открытия дроссельных клапанов на всасывании 3600-PCV-103, 203, 303 и 403. При понижении давления на всасывании ответный управляющий сигнал с контроллера обеспечивает закрытие дроссельных клапанов. 3600-PIC-103 также принимает сигналы от противопомпажных контроллеров 3600-UIC-185/190 линии 1 о рабочей точке компрессора у каждого отдельного контроллера. 3600-PIC-001 также принимает сигналы от всех четырех линий компримирования ГМИ через 3600-UIC-185/190/285/290/385/390/485/490.

Главная панель управления, в которой установлен главный контроллер, имеет дуплексную архитектуру, обеспечивающую готовность 1 дуплексного главного контроллера в случае отказа остальных устройств.

5.8.2 Режимы работы компрессоров

На ПОС установлен трехпозиционный селекторный переключатель режимов 3600-HS- 107. В зависимости от положения данного переключателя (выбирается оператором) компрессор может работать в следующих режимах:

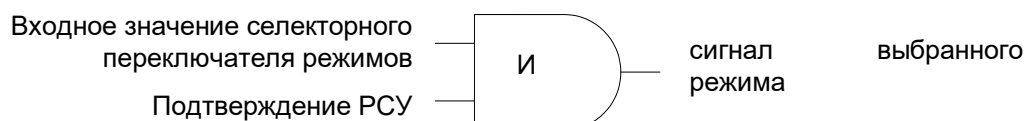
Технологический регламент на установку подготовки нефти на наземном комплексе
(установки 200, 210 и 360)

положение А: нормальный режим работы;

положение В: режим нагнетания топливного газа и нагрева;

положение С: режим продувки топливного газа

Этот ручной переключатель поставляется с защитной панелью с функцией подтверждения на ЧМИ РСУ. Всякий раз, когда оператор меняет режим, на дисплее ЧМИ РСУ отображается страница, запрашивающая подтверждение выбора нового режима. Только после подтверждения оператором РСУ выбор режима завершен и выполнена правильная последовательность действий. Подтверждение на экране РСУ используется в качестве разрешающего сигнала, и логически эта функция может быть представлена следующим образом:



в конце определенной последовательности или при прерывании последовательности этот сигнал разрешения РСУ отключается и на ЧМИ РСУ мигает сообщение, чтобы оператор мог выбрать правильный режим. В случае, если оператор хочет продолжить текущий выбор, он подтверждает это на лицевой панели на ЧМИ РСУ и снова выполняет последовательность действий с самого начала в зависимости от выбранного режима.

Как описано в следующих разделах, некоторые режимы должны выполняться в определенной последовательности. Сообщения руководства оператора, появляющиеся на ЧМИ РСУ, помогут оператору выбрать правильный режим работы. Однако, если оператор выбирает неправильный режим вместо защитной панели подтверждения, мигает сообщение, указывающее оператору на необходимость сделать правильный выбор.

Ниже перечислены некоторые важные особенности, которые необходимо учитывать при подготовке этой логики:

- при выборе оператором режима работы с помощью HS-107 с последующим подтверждением с РСУ генерируются и передаются в различные системы следующие последовательные сигналы, как указано в таблице 5.8.2.1:

Описание	От пульта общих служб к Е000 (проводной сигнал)	От Е000 к Е100 (последовательный сигнал)	От Е100 к D100 (последовательный сигнал)	От D100 к P101 (1) (последовательный сигнал)	От D100 к P101 (2) (последовательный сигнал)
Положение С — режим продувки топливным газом	A1-3600-HS- 107C	A1-3600-HL- 107C	A1-3600-HL- 107K	A1-3600-HL- 107L	A1-3600-HL- 107M
Положение В — режим нагнетания давления топливным газом и нагрева;	A1-3600-HS- 107B	A1-3600-HL- 107B	A1-3600-HL- 107G	A1-3600-HL- 107H	A1-3600-HL- 107J
Положение А — нормальный режим;	A1-3600-HS- 107A	A1-3600-HL- 107A	A1-3600-HL- 107D	A1-3600-HL- 107E	A1-3600-HL- 107F

ПОС - Пульт общих служб

E000 – Система АО в здании ЦД

E100 – Система АО в здании блок-бокса 1 уст. нефти

D100 – РСУ в здании блок-бокса 1 уст. нефти

P101 – (1) Панель управления установкой компримирования газа мгновенного испарения ТЛ 1
(2) Регулятор компрессора газа мгновенного испарения ТЛ 1 ССС

Логика в каждой из вышеперечисленных систем проверяет соответствующие сигналы и на основании этого инициирует правильную последовательность, применимую к данному режиму.

- В зависимости от выбранного режима работы текущий режим работы должен отображаться на видном месте как на графических дисплеях РСУ, так и на дисплеях ПУУ и УВО.
- Если на каком-либо этапе последовательности не будут выполнены запрошенные действия (например, отправлен запрос открытия клапана, но клапан не открыт), последовательность будет прервана, и будет сгенерирован аварийный сигнал отказа последовательности ХА-183А. Оператор может принять решение об инициировании нормального останова (HS-192В (с ПУУ, UA-180 направлен на РСУ или XS-192В (с РСУ)). Логическая программа принимает необходимые меры, чтобы довести компрессор до безопасного останова. При этом также происходит возврат к начальному действию, в ходе которого оператор ожидает выбора правильного режима.
- В любой момент в течение определенной последовательности оператор РСУ может прервать ее нажатием кнопки 'Abort Sequence Button' HS-108 (кнопка прерывания последовательности HS-108), предусмотренной на ЧМИ РСУ. При нажатии на эту кнопку:
 - прерывается текущая последовательность;
 - подается аварийный сигнал сбоя выполнения последовательности ХА-183А;
 - оператор принимает решение и инициирует Нормальный останов. Затем последовательность возвращается к начальному действию, на котором оператор ждет выбора правильного режима.
- Когда компрессор находится в режиме ПУУ (по HS-158), в любой момент в течение определенной последовательности оператор может прервать последовательность, нажав кнопку 'Normal Stop' (нормальный останов) (для РСУ по UA-180), предусмотренную на ЧМИ ПУУ. При нажатии на эту кнопку:
 - текущая последовательность останавливается и возвращается к начальному действию, в ходе которого оператор ожидает выбора правильного режима;
 - подается аварийный сигнал сбоя выполнения последовательности ХА-183А.
- Выбранный режим сбрасывается (сигнал разрешения с РСУ отключен) после выключения компрессора. Следовательно, после останова оператор должен сделать новый выбор режима после того, как причины отключения будут сброшены. Всякий раз, когда компрессор готов к пуску и оператор не выбрал режим, соответствующее сообщение мигает на Запрос оператора, чтобы выбрать режим.
- После останова со снижением давления отключается и функция «Нормальный режим» и «Нагнетание давления топливным газом и нагрева». В этом случае оператор должен выбрать функцию «Продувка топливным газом». Но только после завершения режима «Нагнетание давления топливным газом» разрешается «Нормальный режим». В этом случае на РСУ будет мигать сообщение с указанием оператору выбрать функцию «Продувка топливным газом». Оператор должен выбрать этот режим как можно скорее после сброса давления (чтобы предотвратить конденсацию H₂S).

В зависимости от типа останова компрессора необходимо выполнить следующие шаги при повторном пуске компрессора:

№ действия	Действия по запуску	Останов для технического обслуживания	Останов со снижением давления	Останов под давлением
------------	---------------------	---------------------------------------	-------------------------------	-----------------------

1	Продувка азотом вручную	X		
2	Продувка топливным газом (4,6 бар изб.) - 1,3 раза	X	X	
3	Подача давления топливным газом до 4,6 бар изб.	X	X	
4	Слив содержимого корпуса вручную	X	X	X
5	Пуск компрессора и нагрев корпуса компрессора до 61 град. С	X	X	
6	Подача сернистого газа - сначала для рециркуляции, затем для открытия дренажного клапана	X	X	X

На основании приведенной выше таблицы оператор выбирает правильную последовательность режимов работы, основываясь на мигающих сообщениях на экране PCY. Ниже перечислены некоторые последовательности выбора режима в случае различных сценариев останова:

- в случае останова для технического обслуживания оператор выбирает положение С, В и затем А;
- в случае останова со снижением давления оператор выбирает положение С, В и затем А;
- в случае останова под давлением и температуры корпуса >61 град. С, оператор выбирает положение А и запускает компрессор напрямую.

Обратите внимание:

в случае останова под давлением, если компрессор все еще не был перезапущен в течение 30 минут, логика ПУУ инициирует останов со снижением давления.

В случае останова под давлением компрессор может быть перезапущен без повторного ввода обессеренного топливного газа, пока температура корпуса не опустится ниже 61 град. С. Когда температура опустится ниже 61 градуса С, логика РУУ запустит останов со снижением давления.

Положение А: нормальный режим работы; Положение В (режим продувки топливным газом и нагнетания давления) и положение С: Режим продувки топливным газом являются пусковыми режимами. Они подробно описаны в процедуре ввода установки в эксплуатацию. (См. Раздел 0 для получения подробной информации)

В данном разделе приведено подробное описание нормального режима работы установки (соответствует положению А переключателя HS-107), а также рассмотрены минимальные требования и параметры технологического процесса.

В любой момент в течение определенной последовательности оператор PCY может прервать ее нажатием кнопки 'Abort Sequence Button' HS-108 (кнопка прерывания последовательности HS-108), предусмотренной на ЧМИ PCY. При нажатии этой кнопки происходит следующее:

1. Текущая последовательность останавливается и возвращается в начало в ожидании выбора требуемого режима оператором.
2. Подается аварийный сигнал сбоя при выполнении последовательности.

Газы, передаваемые в линию компримирования, поступают во входную емкость 1-й ступени компрессора 360-VN-011 под давлением около 4-5 бар изб. Давление на всасывании контролируется регулятором давления 3600-PIC-103. Для регулирующего клапана 3600-PCV-103 предусмотрена индикация положения штока в PCY. Данная емкость предназначена для удаления захваченной жидкости. Она снабжена регулятором уровня 3600-LICHL-100 (регулирование в интервале), включающим блок управления насосом 360-PA-011. Выбор рабочего насоса производится в PCY с помощью переключателя 3600-HS-106. Отделенная жидкость передается насосом рециркуляции конденсата 360-PA-011 и сначала смешивается со

всеми остальными потоками конденсата из линий компримирования ГМИ и затем объединяется с поступающей нефтью по потоку перед смесителем 190-ZA-101 в Установке 190.

Очищенный от захваченной жидкости газ поступает на 1-ю ступень компрессора газа мгновенного испарения 360-KC-010, в котором его давление повышается до промежуточного значения 22 бар изб. На установке используется центробежный компрессор, приводимый отдельным электроприводом с нерегулируемой частотой вращения. Первая и вторая ступени компрессора размещены в одном корпусе.

Компрессор оборудован устройствами для измерения давления на входе и выходе, расхода на входе и температуры на входе и выходе. Рециркуляция газа и противопомпажное регулирование обеспечиваются противопомпажным контроллером, передающим в случае необходимости управляющий сигнал на клапан на линии циркуляции для предотвращения помпажа и регулирования давления. Противопомпажный контроллер (3600-UIC-185 — 1-я ступень) принимает сигналы с данными о технологических параметрах компрессора (давление на входе 3600-PT-185, температура на входе 3600-TT-185, расход на входе 3600-FT-185, давление на нагнетании 3600-PT-186, температура на нагнетании 3600-TT-186) и обменивается данными с главным контроллером и контролером разделения нагрузки своей собственной линии компримирования. Выходной сигнал противопомпажного контроллера подается на противопомпажный клапан 3600-UCV-185, который открывается при приближении к границе помпажа и закрывается при отходе от границы помпажа. Этим фактически контролируется давление как во входном сепараторе нефти, так и в стабилизационной колонне и меняется распределение потока между компрессорами для поддержания данного давления.

Предусмотрен отдельно стоящий холодильник рециркуляции (360-NC-011), обеспечивающий возможность отбора горячего газа рециркуляции рядом с нагнетанием компрессора для ограничения буферного объема. Газ рециркуляции охлаждается воздухом в холодильнике рециркуляции 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения 360-NC-011, который оснащен регулятором температуры на выходе 3600-TICHN-108, передающим сигнал управления на регулятор частоты вращения вентиляторов в ПУД. Температура на выходе холодильника рециркуляции устанавливается близкой к значению температуры на всасывании компрессора.

Обычный нагнетаемый газ из 1-й ступени компрессора ГМИ подается горячим (с температурой около 147°C) во входной холодильник компрессора 2-й ступени ГМИ 360-NC-012, где он охлаждается воздухом. Степень охлаждения контролируется регулятором температуры 3600-TICHN-117, который передает управляющий сигнал на регулятор частоты вращения вентиляторов холодильника. Затем газ поступает во входную емкость компрессора 2-й ступени ГМИ 360-VN-012 под давлением 21 бар изб. и с температурой 50-55°C.

Сконденсированная жидкость, отделенная в 360-VN-012, отводится под контролем со стороны регулятора 3600-LICHN-104, который передает управляющий сигнал на клапан 3600-LCV-104, смешивается со всеми остальными потоками конденсата из линий компримирования ГМИ и объединяется с поступающей нефтью по потоку перед смесителем 190-ZA-101 в установке 190. Для контроля гидратообразования предусмотрен аварийный ввод метанола.

Пары из каплеотбойного сепаратора поступают во 2-ю ступень компрессора ГМИ 360-KC-010, где давление газа повышается до 69 бар изб. Противопомпажный контроллер (3600-UIC-190 — 2-я ступень) принимает сигналы с данными о технологических параметрах компрессора (расход на входе 3600-FT-190, давление на входе 3600-PT-190, температура на входе 3600-TT-190, давление на нагнетании 3600-PT-191, температура на нагнетании 3600-TT-191) и обменивается данными с главным контроллером и контролером разделения нагрузки каждой отдельной линии компримирования. Выходной сигнал противопомпажного контроллера подается на противопомпажный клапан 3600-UCV-190, который открывается при приближении к границе помпажа и закрывается при отходе от границы помпажа.

Если требуется рециркуляция, горячий газ отводится с нагнетания и возвращается для смешивания с потоком между ступенями компрессора по потоку перед холодильником на входе 2-й ступени 360-NC-012, после чего поступает во входную емкость 2-й ступени 360-VN-012.

Обычный нагнетаемый газ (с температурой около 145°C) поступает в концевой холодильник компрессора 2-й ступени ГМИ 360-NC-013, где он охлаждается воздухом до 85°C-100°C.

Температура на выходе контролируется регулятором 3600-TICHL-129, который передает управляющий сигнал на регулятор частоты вращения вентиляторов холодильника.

Сконденсированная жидкость, отделенная в емкости на выходе компрессора 2-й ступени ГМИ 360-VN-013, отводится под контролем со стороны регулятора 3600-LICHL-112, который передает управляющий сигнал на клапан 3600-LCV-112, смешивается со всеми остальными потоками конденсата из линий компримирования ГМИ и передается на участок подачи нефти. Для контроля гидратообразования предусмотрен аварийный ввод метанола.

Пары из 360-VN-013 смешиваются с парами из других линий компримирования и направляются в Установку 300, где они объединяются с парами с участка входного шламоуловителя. При наличии двух и более линий подготовки газа пары из данной установки разделяются с отдельным регулированием расхода для распределения в равных или любых других пропорциях, заданных оператором. Давление поддерживается путем контроля данных потоков с помощью регулятора давления. Этим также устанавливается противодействие на последней ступени компрессора газа мгновенного испарения.

На линии выхода паров из 360-VN-013 предусмотрен ввод ингибитора коррозии с целью ограничения скорости коррозии. Кроме того, на линии выхода паров предусмотрено устройство для мониторинга коррозии, предназначенное для контроля за изменениями толщины стенки трубы.

5.8.3 Управление разделением нагрузки

Контроллеры разделения нагрузки отдельных линий компримирования 3600-PIC-103, 203, 303 и 403 сравнивают в режиме реального времени данные с параллельно работающих компрессоров и передают управляющие сигналы в первую очередь на дроссельные клапаны на всасывании, а также на противоположные клапаны. Токовые сигналы 3600-II-150, 250, 350 и 450 с соответствующих электроприводов передаются на контроллеры разделения нагрузки отдельных линий компримирования. Данные сигналы проходят через блок выбора нижней уставки для ограничения степени открытия дроссельного клапана на всасывании в случае увеличения силы тока.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

При подаче датчиком 3600-LIHH-102 сигнала критически высокого уровня жидкости в емкости на входе 1-й ступени компрессора 360-VN-011, а также при подаче датчиком 3600-LIHH-106 сигнала критически высокого уровня жидкости в емкости на входе компрессора 2-й ступени 360-VN-012 производится автоматический останов компрессора и его изолирование путем закрытия клапанов 3600-ESV-100/108/110 на входе и выходе ступени компрессора.

При подаче датчиком 3600-LILL-103 сигнала критически низкого уровня жидкости в емкости на входе 1-й ступени компрессора 360-VN-011 происходит закрытие клапана на линии отвода конденсата 3600-ESV-101 и автоматическое отключение насоса 360-PA-011A/B. Данный клапан автоматически возвращается в исходное положение при восстановлении уровня в 360-VN-011. Также клапан возвращается в исходное положение после того, как уровень достигнет отметки 100 мм выше уставки критически низкого уровня.

При подаче датчиком 3600-LILL-107 сигнала критически низкого уровня жидкости в емкости на входе компрессора 2-й ступени 360-VN-012 происходит закрытие клапана на линии отвода конденсата 3600-ESV-103. Данный клапан также автоматически возвращается в исходное положение при восстановлении уровня в 360-VN-012. Также клапан возвращается в исходное положение после того, как уровень достигнет отметки 100 мм выше уставки критически низкого уровня.

При подаче датчиком 3600-LILL-115 сигнала критически низкого уровня жидкости в емкости на выходе 3-й ступени компрессора 360-VN-013 происходит закрытие клапана на линии отвода конденсата 3600-ESV-107. Данный клапан автоматически возвращается в исходное положение при восстановлении уровня в 360-VN-013. Также клапан возвращается в исходное положение после того, как уровень достигнет отметки 100 мм выше уставки критически низкого уровня.

При подаче датчиком 3600-PINH-109/129 сигнала критически высокого давления на нагнетании 1-й или компрессора 2-й ступени производится автоматический останов компрессора и его

изолирование путем закрытия клапанов 3600-ESV-100/108/110 на входе и выходе каждой ступени компрессора.

В нормальном режиме работы (кроме режима продувки топливным газом):

При подаче датчиком 3600-PILL-105/120 сигнала критически низкого давления на всасывании 1-й или компрессора 2-й ступени производится автоматический останов компрессора и его изолирование путем закрытия клапанов 3600-ESV-100/108/110 на входе и выходе каждой ступени компрессора.

В режиме работы на азоте для подачи сигнала критически низкого давления на всасывании для останова компрессора выбирается датчик 3600-PILL-106/3600-PILL-121. Во всех других режимах эту функцию выполняет датчик 3600-PILL-105/PILL-120. При подаче датчиком 3600-PILL-106/3600-PILL-121 сигнала критически низкого давления на всасывании 1-й или компрессора 2-й ступени производится автоматический останов компрессора и его изолирование путем закрытия клапанов 3600-ESV-100/108/110 на входе и выходе каждой ступени компрессора.

При подаче датчиком 3600-TINH-102/111 сигнала критически высокой температуры на нагнетании 1-й или компрессора 2-й ступени производится автоматический останов компрессора и его изолирование путем закрытия клапанов 3600-ESV-100/108/110 на входе и выходе каждой ступени компрессора.

При подаче датчиком 3600-LINH-114 сигнала критически высокого уровня жидкости в емкости на выходе компрессора 2-й ступени 360-VN-013 производится закрытие клапана на выходе паров 3600-ESV-108.

При подаче датчиком 3600-FILL-109 сигнала критически низкого расхода на нагнетании насоса 360-PA-011A/B производится автоматическое отключение насоса рециркуляции. 1-й ступени (360-PA-011A/B). Таймер перерегулирования при пуске равен 60 секундам. Данный таймер автоматически инициируется при пуске 360-PA-011A/B.

5.9 БЛОК ЗАКАЧКИ МЕТАНОЛА (A1-360-XX-001)

В блоке закачки метанола установки подготовки нефти происходит закачка метанола в выходной каплеотбойный сепаратор 1-й и 2-й ступени компримирования газа мгновенного испарения наземной установки на выходе жидкой фазы для предотвращения образования гидратов при эксплуатации при нештатных условиях.

Метанол используется для ингибирования образования твердых гидратов.

В состав данного блока входит следующее основное оборудование:

- одна емкость хранения метанола (A1-360-VA-001) объемом 2 м³;
- один насос закачки метанола (A1-360-PD-001A). Используется дозировочный поршневой насос, обеспечивающий напор высокого и низкого давления (резервный насос хранится на складе).

Метанол закачивается в соответствующих точках с помощью электроприводного дозирующего насоса, напор которого может регулироваться вручную и автоматически с помощью электронного блока для обеспечения требуемого расхода 25 л/ч на технологическую линию (общий расход 100 л/ч).

6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Нормы технологического режима для установок 200, 210 и 360 приведены в таблицах:

Примечание: Параметры ниже представлены для общей информации. См. документы «Уставки аварийных сигналов и отключений», ссыл. [Е.59],[Е.60],[Е.62] для получения обновленной информации.

Таблица 6.1 Нормы технологического режима для установок 200, 210 и 360

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
Входной теплообменник нефти 200-НА-101 А/В						
1	Температура нефти на входе	2001-TI-001	°C	± 1 °C	н/д	Индикация
2	Температуры нефти на выходе 200НА-101А	2001-TI-002	°C	± 1 °C	н/д	Индикация
3	Температура нефти на выходе 200НА-101В	2001-TI-007	°C	± 1 °C	н/д	Индикация
Пусковой подогреватель входной нефти 200-НА-102						
4	Температура нефти на входе	2001-TI-001	°C	± 1 °C	30 – 60	Индикация
5	Температура нефти на выходе	2001-TIC009	°C	± 1 °C	50 – 70	Контроль(регулирование)
Входной сепаратор нефти						
6	Расход на входе	2001-FIC004	м³/ч	± 2 %	180 – 1200	Не в рабочем состоянии используется только для индикации
7	Температура сепаратора	2001-TI-011	°C	± 1 °C	45 – 60	Индикация
8	Межфазный уровень	2001-LIC006	%	± 2 %	70 – 99.5	Контроль(регулирование)
9	Уровень нефти	2001-LIC004	%	± 2 %	24 – 83	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
10	Отключение из-за критически низкого уровня нефти	2001-LI-002	%	± 4 %	>51	Индикация
11	Регулятор давления сепаратора (сжигание на факеле)	2001-PIC014	бар изб	± 1 %	5.8 – 8	Контроль(регулирование)
12	Расход нефти на выходе	2001-FI-003	м³/ч	± 2 %	350 – 1300	Индикация
13	Расход газа на выходе	2001-FQI006	ст. м³/ча с	± 2 %	н/д	Индикация
Входные насосы нефти						
14	Давление на входе 200-РА-101А/В/С	2001-PI-015	бар изб.	± 1 %	> 1.5	Индикация
15	Рециркуляция минимального потока	2001-FIC-002 А/В/С	м³/ч	± 2 %	305.4 – 675	Контроль(регулирование)
16	Поток нефти в дегидратор	2001-FI-003	м³/ч	± 2 %	350 – 1300	Индикация
Дегидраторы						
17	Межфазный уровень	2101-LIC-003	%	± 4 %	20 – 62.7	Контроль(регулирование)
Гидроциклон блока очистки Пластовой Воды						
18	Трансмиситтер масляного перепада давления	2101-PDT-132А	бар	± 2 %	3.23 – 4.37	Контроль(регулирование)
19	Трансмиситтер водяного перепада давления	2101-PDT-132В	бар	± 2 %	1.82 – 2.46	Контроль(регулирование)
На ГНФ(Газонапорная флотация) для пластовой воды						
20	Трансмиситтер уровня масла	2101-LIC-041	%	± 2 %	36 – 90	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
21	Трансмиссер уровня воды	2101-LT-046	%	$\pm 2 \%$	62 – 89.6	Контроль(регулирование)
22	Трансмиссер давления разрывного диска(мембраны)	2101-PT-143	бар изб.	$\pm 1 \%$	< 0.5	Контроль(регулирование)
23	Трансмиссер давления разрывного диска(мембраны)	2101-PT-145	бар изб.	$\pm 1 \%$	< 0.5	Контроль(регулирование)
24	Трансмиссер давления на ГНФ	2101-PT-165	бар изб.	$\pm 1 \%$	1 – 2	Контроль(регулирование)
Емкость хранения нефти 210-VA-109 Установленный на ТЛ 1 и 2						
25	Уровень нефтесодержащей воды	2101-LIC-009	мм	-	400 – 1600	Контроль(регулирование)
26	Давление в емкости хранения нефти	2101-PI-046	бар изб.	-	1 – 2	Индикация
27	Давление разрыва мембраны резервуара нефти	2101-PI-041A	бар изб.	-	< 1.5	Индикация
28	Давление разрыва мембраны резервуара нефти	2101-PI-041B	бар изб.	-	< 1.5	Индикация
Стабилизационная колонна сырой нефти 210-VE-101						
29	Давление на выходе подогревателя сырья стабилизатора	2101-PIC-010	бар изб.	$\pm 1 \%$	18 – 27	Контроль(регулирование)
30	Температура тарелки №36	2101-TIC-027	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	110 – 130	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	стабилизационной колонны					
31	Выходная температура пара ребойлера	2101-TI-037	°C	± 1 °C	155 – 171	Индикация
32	Температура в верхней части стабилизатора	2101-TI-036	°C	± 1 °C	50 – 69	Индикация
33	Температура спускной воды	2101-TI-087	°C	± 1 °C	55 – 65	Индикация
34	Давление в верхней части стабилизатора	2101-PIC-097	бар изб.	± 1 %	4.4 – 5.7	Контроль(регулирование)
35	Перепад давления в тарелке стабилизационной колонны	2101-PDI-090	бар	-	0 – 0.4	Индикация
36	Давление на верхней/нижней тарелке стабилизационной колонны	2101-PI-090A	бар изб.	± 1 %	н/д	Индикация
37	Газ с верхней части стабилизационной колонны в манифольд компримирования газа мгновенного испарения	2101-FI-025	Ст. см³/ч	± 2 %	н/д	Индикация
38	Подача всего сырья в стабилизационную колонну (Верхняя часть + серединная часть)	2101-FIC004B	м³/ч	± 2 %	335 – 1225	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
39	Сырье (холодное) из верхней части в стабилизационную колонну	2101-FIC-005	м³/ч	± 2 %	< 530	Контроль(регулирование)
40	Поток пара в ребойлер стабилизационной колонны	2101-FIC-006	кг/ч	± 2 %	< 89700	Контроль(регулирование)
41	Уровень в стабилизационной колонне	2101-LIC-006	%	± 2 %	20 – 83	Контроль(регулирование)
42	Уровень конденсата на выходе сборника конденсата	2101-LIC-011	%	± 2 %	4 – 99	Контроль(регулирование)
Нафтоотгонная колонна 210-VE-102 / 210-VA-101 / 210-PA-104 A/B						
43	Температура в верхней части нафтоотгонной колонны	2101-TI-014	°C	± 1 °C	> 92	Индикация
44	Температура тарелки №27 нафтоотгонной колонны	2101-TIC-012	°C	± 1 °C	160 – 180	Контроль(регулирование)
45	Выходная температура пара ребойлера	2101-TI-042	°C	± 1 °C	200 – 212	Индикация
46	Давление в верхней части нафтоотгонной колонны	2101-PIC-030	бар изб.	± 1 %	1.5 – 3.3	Контроль(регулирование)
47	Перепад давления в тарелке нафтоотгонной колонны	2101-PDI-173	бар	-	< 0.5	Индикация

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
48	Давление в нафтоотгонной колонне	2101/2/3-PT173A	бар изб.	-	< 5	Индикация
49	Поток орошения в нафтоотгонной колонне	2101-FIC-008	м3/ч	± 2 %	92 – 103.5	Контроль(регулирование)
50	Поток пара в ребойлер нафтоотгонной колонны	2101-FIC-007	кг/ч	± 2 %	< 83550	Контроль(регулирование)
51	Поток с нижней части нафтоотгонной колонны	2101-FIC-009	м3/ч	± 2 %	440 – 1209.8	Контроль(регулирование)
52	Уровень конденсата на выходе сборника конденсата	2101-LIC-016	%	± 2 %	4.76 – 99	Контроль(регулирование)
53	Уровень в нафтоотгонной колонне	2101-LIC-012	%	± 2 %	50 – 81.2	Контроль(регулирование)
Бустерные насосы нафтоотгонной колонны 210-РА-101 А/В						
54	Поток из нижней части нафтоотгонной колонны в холодильник экспортной нефти	2101-FIC-009	м ³ /ч	± 2 %	440 – 1209.8	Контроль(регулирование)
Емкость орошения нафтоотгонной колонны 210-VA-101						
55	Температура орошения	2101-TIC-023	°C	± 1 °C	38 – 60	Контроль(регулирование)
56	Уровень жидкости	2101-LIC-018	мм	± 2 %	29.2 – 78	Контроль(регулирование)
57	Давление в емкости орошения	2101-PIC-039	бар изб.	± 1 %	1.3 – 2.7	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
Верхний конденсатор нафтоотгонной колонны 210-НС-101						
58	Температура орошения	2101-TIC-023	°C	± 1 °C	38 – 60	Контроль(регулирование)
59	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 1 и 2)	2101-TIC-043	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
60	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 3 и 4)	2101-TIC-078	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
61	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 5)	2101-TIC-084	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
Секция 210 блок Мерокс						
62	Контроллер давления от А1210-VC-101 в хранение нефти	2101-PIC-203	бар изб.		6.3 - 9	Контроль(регулирование)
63	Индикатор температуры от 210-РА-104А/В в 210-VC-101	2101-TI-201	°C		37 – 52	Индикация
64	Индикатор уровня в 210-VC-101	2101-LIC-203	%		32 – 97.25	Контроль(регулирование)
65	Контроллер температуры от 210HF-104 в 210-VF-102	2101-TIC-205	°C		45 – 57	Контроль(регулирование)
66	Контроль расхода от 210-HF-104 to LC	2101-FIC-204	м³/ч		< 1.2	Контроль(регулирование)

Для внутреннего пользования

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
67	Контроль температуры от 210VF-102 to 210-VS-101	2101-TIC-207	°C		< 63	Контроль(регулирование)
68	Индикатор уровня в 210-VS-101	2101-LIC-204	%		20 – 60	Контроль(регулирование)
69	Индикатор уровня в 210-VS-101	2101-LIC-206	%		14 – 85	Контроль(регулирование)
70	Контроль давления от А1-210-VS-101 в 332-FJ-101	2101-PIC-216	бар изб.		2.8 – 4.5	Контроль(регулирование)
71	Контроль расхода от 210-VS-101 в 210-VC-101	2101-FIC-205	м3/ч		15 – 34	Контроль(регулирование)
72	Индикатор давления из А1-210-PD-102А в 210-VC-101	2101-PI-243А	бар изб.		< 5	Индикация
73	Индикатор давления из А1-210-PD-102В в 210-VC-101	2101-PI-243В	бар изб.		< 5	Индикация
74	Индикатор давления из 210-VS-101 в 210-VC-101	2101-PI-254	бар изб.		< 10.8	Индикация
75	Индикатор дисульфидного сепаратора	2101-AI-201А	% от объема		< 15	Индикация
76	Контроллер дисульфидного сепаратора	2101-AIC-201В	% от объема		8 – 14	Контроль(регулирование)
Холодильник экспортной нефти 210-НС-102						
77	Температура экспортной нефти	2101-TIC-026	°C	± 1 °C	43 – 52	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
78	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 1)	2101-TIC-053	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
79	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 2)	2101-TIC-057	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
80	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 3)	2101-TIC-061	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
81	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 4)	2101-TIC-065	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
82	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 5)	2101-TIC-074	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
83	Температура в камере воздушного охлаждения (Камера 6)	2101-TIC-075	°C	± 1 °C	5 – 45	Контроль(регулирование)
Секция 360 Компрессор газа мгновенного испарения						
84	Регулятор уровня 360-VN-011	3600-LIC-100	%	± 4 %	33 – 75	Регулирование величины зазора
85	Расход газа мгновенного испарения на Установку 360 Технологической линии-1	3600-FI-100	Ст. м³/ч	± 2 %	15000 – 63891	Индикация
86	Расход на входе в компрессор газа мгновенного испарения	3600-FT-185	Ст. м³/ч	± 2 %	н/д	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
87	Температура на всасе 3-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	3600-TT-185	°C	± 1 °C	н/д	Контроль(регулирование)
88	Давление на всасе 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	3600-PT-185	бар изб.	± 1 %	н/д	Контроль(регулирование)
89	Перепад давления на фильтре 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	3600-PDI-187	мбар	± 2 %	0 – 620	Индикация
90	Давление на всасе 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения (после фильтра)	3600-PI-143	бар изб.	± 1 %	0 – 35	Индикация
91	Температура на выходе 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	3600-PI-107	бар изб.	± 1 %	18 – 28.5	Индикация
92	Температура на выходе 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	3600-TT-186	°C	± 1 °C	н/д	Контроль(регулирование)
93	Температура на выходе рециркуляционного	3600-TIC-108	°C	± 1 °C	50 – 61	Контроль(регулирование)

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	охладителя компрессора газа мгновенного испарения					
94	Температура на выходе входного охладителя компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-TIC-117	°C	± 1 °C	45 – 61	Контроль(регулирование)
95	360-VN-012 Регулятор уровня	3600-LIC-104	%	± 2 %	20 – 81	Контроль(регулирование)
96	Расход жидкости на выходе входной емкости компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-FI-105	м³/ч	± 2 %	н/д	Индикация
97	Поток газа мгновенного испарения в компрессор 2-й ступени	3600-FT-190	Ст. м³/ч	± 2 %	н/д	Индикация
98	Температура на всасе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-TT-190	°C	± 1 °C	н/д	Контроль(регулирование)
99	Давление на всасе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-PT-190	бар изб.	± 1 %	н/д	Контроль(регулирование)
100	Перепад давления на фильтре компрессора	3600-PDI-192	мл.бар	± 2 %	0 – 500	Индикация

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	газа мгновенного испарения 2-й ступени					
101	Давление на всасе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени (после фильтра)	3600-PI-142	бар изб.	$\pm 1 \%$	13.8 – 30.2	Индикация
102	Температура на выходе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-PI-122	бар изб.	$\pm 1 \%$	64 – 73	Индикация
103	Температура на выходе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-TT-191	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	н/д	Контроль(регулирование)
104	Температура на выходе охладителя компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-TIC-129	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	85 – 105	Контроль(регулирование)
105	Регулятор уровня 360-VN-013	3600-LIC-112	%	$\pm 4 \%$	49 – 74	Контроль(регулирование)
106	Расход жидкости на выходе выходной емкости компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3600-FI-106	м³/ч	$\pm 2 \%$	< 2	Индикация
107	Расход жидкости на выходе рециркуляционных насосов конденсата входной емкости 1-й	3600-FI-108	м³/ч	$\pm 2 \%$	> 5.6	Индикация

№.	Стадия технологического процесса, емкость, технологическое оборудование и технологические параметры	Маркировочный номер КИПиА	Ед. изм.	Требуемая точность измерительного прибора	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	ступени компрессора газа мгновенного испарения					

6.1 УПРАВЛЕНИЕ КОРРОЗИЕЙ

6.1.1 Общие сведения

Коррозия может привести к повреждению трубопровода и оборудования установки, требующему, как правило, затраты на ремонт, затраты, связанные с потерей или загрязнением продукта, затраты, вызванные вследствие загрязнения окружающей среды и, в конечном счете, влияют на безопасность персонала.

Степень коррозии обуславливает длительность практической и безопасной эксплуатации установки. Измерение скорости коррозии и меры по ограничению воздействий высокой скорости коррозии позволяют обеспечить экономичную эксплуатацию установки при одновременном снижении полных затрат за весь срок ее эксплуатации.

В случаях, когда использование углеродистой стали с прибавкой на коррозию является недостаточным для ограничения прогнозируемых воздействий коррозии, в систему могут вводиться ингибиторы коррозии. В таких условиях мониторинг коррозии имеет ключевое значение для подтверждения того, что ингибирование обеспечивает достаточную степень защиты системы. Контроль коррозии также применяется там, где не применяется ингибитор коррозии, но применяется там, где необходимо проверять механизм коррозии с целью проверки того, что скорость предполагаемой коррозии соответствует фактическим данным.

Контроль коррозии обычно считается способом измерения коррозионности технологических потоков с использованием «щупов», которые вставляются в технологический поток и постоянно подвергаются воздействию технологических потоков.

Выбор точек контроля имеет огромное значение, поскольку рассматриваемые факторы коррозии зачастую относятся к геометрии системы и компонентам. В связи с этим выбор точек мониторинга должен основываться на всесторонних знаниях условий технологического процесса, характеристик конструкционных материалов, режимов течения, скорости сред, внешних факторов и данных за прошедшие периоды.

Поскольку на установке имеется ограниченное число точек, рекомендуется использовать точки с вероятностью сильной коррозии.

6.1.2 Точки контроля коррозии

Точки контроля коррозии на Установке сепарации нефти (Установка 200) представлены следующим образом:

- выход воды из сепаратора нефти A200-VS-101/201/301. в этом месте установлены пластина для контроля коррозии, встроенный УТ-датчик толщины, датчик электросопротивления и точки отбора проб на коррозию;
- дренирование из Установки 200, на Установке 550 предусмотрен УТ датчик толщины.

Предусмотрены следующие места контроля коррозии на Установке подготовки нефти и воды (Установки 210):

- в этом месте предусмотрен выход воды из насоса A1-210-PA-110/210/310, пластина для контроля коррозии, датчик электросопротивления и точки отбора проб на коррозию;
- в этом месте предусмотрен выход воды из стабилизационной колонны A1-210-VE-101/201/301, установлены пластина для контроля коррозии, встроенный УТ-датчик толщины, датчик электросопротивления и точки отбора проб на коррозию;
- в этом месте предусмотрено выходное отверстие жидкости из емкости ГФУ для пластовой воды A1-210-VN-101/201/301, место отбора проб на коррозию;
- дренирование из Установки 210, на Установке 550 предусмотрен УТ датчик толщины.

Места мониторинга коррозии для компрессора газа мгновенного испарения (Установка 360):

- в этом месте предусмотрен выход газа из выходной емкости компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени A1-360-VN013/023/033/043, пластина для контроля коррозии, встроенный УТ-датчик толщины.

Сценарий реагирования на низкий pH уровень в пластовой воде

Система пластовой воды является одним из основных мест возникновения коррозии из-за нахождения воды в нижних точках системы. Во время нормальной работы группа эксплуатации сливает воду из нижних точек 2 раза в неделю в соответствии с рекомендациями группы по борьбе с коррозией материалов. Периодически увеличивается кислотность воды (pH ниже 4,5), что может ускорить коррозию труб. Для устранения этого явления используется особый сценарий «что, если» WIS-067- осушение низких точек на системе пластовой воды. В указанном WIS были указаны незамедлительные действия, которые необходимо предпринимать при pH ниже 4,5.

Смягчение последствий коррозии от верхнего продукта нафтоотгонной колонны

Емкость орошения нафтоотгонной колонны изначально был спроектирован с допущением об отсутствии воды в подаче на нафтоотгонную колонну. Из-за уноса воды в нижнем продукта стабилизационной колонны сырой нефти с некоторым количеством Cl⁻, свободная вода при гидролизе с Cl⁻ и H₂S преобразуется в HCL и конденсируется в конденсаторных блоках верхнего продукта нафтоотгонной колонны, что вызывает коррозию в контуре орошения нафтоотгонной колонны, а также отрицательно влияет на производительность установки «Мерокс».

Таким образом, на существующих аппаратах во всех 3 технологических линиях нефти была модифицирована внутренняя оснастка для отделения воды от углеводородов, а также был добавлен автоматический регулирующий клапан уровня для надлежащего слива воды в емкости закрытого дренажа. УИП 18027 – удаление воды в емкости орошения нафтоотгонной колонны – был внедрен на всех трех технологических линиях для смягчения указанной проблемы. Кроме того, во время ППР 2022 года была реализована закачка ингибитора коррозии на входе в конденсаторные блоки верхнего продукта в рамках эУИ 24988.

7. СРЕДСТВА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ

Средства управления технологическим процессом включают в себя лабораторный аналитический график, автоматический контроль технологического процесса при помощи онлайн-анализаторов, мониторинг окружающего воздуха (как внутри, так и снаружи) с использованием газоанализаторов. Ссыл. [E.59, E.60, E.62]

Система сигнализации оповещает производственный персонал об отклонениях от нормальных рабочих параметров. Система блокировки служит для защиты от аварийных ситуаций и отключает технологическое оборудование при возникновении риска аварийной ситуации.

Отбор проб и анализ потока является важной характеристикой установки подготовки нефти для мониторинга работы установки и проверки качества продукции. Точки отбора проб предусмотрены в ряде мест на территории установки подготовки нефти. Предусмотрено наличие поточных анализаторов для контроля окончательных характеристик нефти.

Конечной целью переработки углеводородов является производство потоков углеводородной продукции, которые отвечают всем техническим требованиям, необходимым для их конечного использования. Для достижения этой цели необходимо охарактеризовать важные физические и химические свойства различных потоков установки, используя специальные процедуры лабораторных аналитических испытаний. Таким образом, удовлетворительная работа установки во многом зависит от надлежащих аналитических процедур для контроля качества.

Первоначальной целью должно быть получение характерного образца из конкретного потока продукции. В зависимости от свойств рассматриваемого продукта могут потребоваться специальные методы для получения надлежащего образца.

Точка отбора проб должна располагаться в месте, где отсутствуют нестандартные условия. Обычно для этого требуется размещение точки отбора проб в вертикальном трубопроводе или на боковой стороне горизонтального трубопровода.

Режим работы установки должен быть устойчивым и без отклонений.

Необходимо выполнить тщательную продувку точки отбора проб для удаления старого материала, воды, грязи и т.д. и обеспечить своевременный отбор репрезентативной пробы в трубе. Контейнер для проб должен соответствовать виду проводимого анализа.

Процедура отбора проб приведена ниже:

- контейнер для проб с подключенными шлангами доставляется из лаборатории на место отбора проб;
- шланги на входе и выходе контейнера для пробы подсоединяются к соединительной муфте точки отбора проб;
- клапан на выходе точки отбора проб открыт;
- клапан на входе точки отбора проб и байпасная линия к контейнеру для проб открываются, а содержимое линии промывается для отбора репрезентативной пробы;
- байпасный клапан закрыт, и для заполнения контейнера открываются 1/2" отсечные клапаны и игольчатые клапаны к контейнеру для пробы. При заполнении игольчатые клапаны и 1/2" отсечные клапаны закрыты;
- необходимо открыть вентиляционные клапаны для выпуска остаточного воздуха прежде чем извлечь контейнер для проб;
- вся система отбора проб, включая муфту, должна быть продута, чтобы обеспечить удаление всего остаточного материала после каждого использования.

7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Ключевые показатели эффективности технологических процессов приведены в Таблице 7.1.1

Таблица 7.1.1 Перечень аналитических средств контроля

Таблица 1.1. Перечень анализируемых сред в контроле:						
№	Название стадий процесса, анализируемой продукции	Точка отбора проб (установка КИПиА)	Анализируемые параметры	Метод анализа	Предполагаемое значение	Отбор проб Периодичности
1	2	3	4	5	8	9
Установка 200 - сепарация нефти						
1	Газ мгновенного испарения с входного сепаратора нефти А1-200-VS-101/201/301	А1-2001-S-001 А1-2002-S-001 А1-2003-S-001	Двуокись углерода, мол. %	UOP 539	≤4,2	по запросу
			Сероводород, мол. %	UOP 539	≤35,24	по запросу
Установка 210 – очистка сырой нефти, дегидратор						
1	Вход дегидратора 210-VU-101	А1-2101-S-001-RB-001 А1-2102-S-001-RB-001 А1-2103-S-001-RB-001	Общий процент содержания воды и осадка (BS&W), % об.	СТ РК ASTM D4007-2016	≤0,6	Еженедельно
			Визуальное присутствие	Н/Д	мониторинг	еженедельно
			Содержание солей, г/м3	СТ РК 1693-2007	мониторинг	еженедельно

2	Выпуск сернистого компонента сырой нефти с дегидратора	A1-2101-S-001 (RB-010, RB-009, RB-008, RB-007, RB-006) A1-2102-S-001 (RB-010, RB-009, RB-008, RB-007, RB-006) A1-2103-S-001 (RB-010, RB-009, RB-008, RB-007, RB-006)	Визуальное присутствие	Н/Д		еженедельно
3	Выпуск сернистого компонента сырой нефти с дегидратора	A1-2101-S-001 (RB-013)	Содержание воды, вес. %	СТ РК ASTM D6304-2016	≤0,6	2/нед.
			Содержание солей, г/м3	СТ РК 1693-2007	≤40 Целевой ур. <10	2/нед.
4	Пластовая вода с насоса воды ГНФ на блок очистки пластовой воды	A1-2101-S-011 A1-2102-S-011 A1-2103-S-011	pH	СТ РК ИСО 10523-2008		1/смену
			Ингибитор остаточной коррозии, мг/л	LWI-240		3/нед.
Установка 210 - нафтоотгонная колонна стабилизатора						
1	Сернистый газ уст. 210 стабилизационной колонны с верхнего продукта стаб. колонны A1-210-VE-101/201/301	A1-2101-S-014 A1-2102-S-014 A1-2103-S-014	Двуокись углерода, мол. %	UOP 539		по запросу
			Сероводород, мол. %	UOP 539		по запросу
2			Содержание воды, вес. %	ASTM D4928-12		один раз в 2 нед.

	Нижний продукт стабилизационной колонны на подачу нафтоотгонной колонны	A1-2101-S-016 A1-2102-S-016 A1-2103-S-016	Общее содержание меркаптанов, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623-2011		ежемесячно
			Сероводород, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623-2011	≤5	ежедневно
3	Орошение нафтоотгонной колонны A1-210-VA-101/201/301 и вход экстрактора R-SH A1-210-VC-101/201/301	A1-2101-S-005 A1-2102-S-005 A1-2103-S-005	H2S, ч/млн вес.	ASTM D5623		По запросу
			Общее содержание меркаптанов, ч/млн вес.	ASTM D5623		По запросу
4	Охлажденный нижний продукт нафтоотгонной колонны (A1-210-VE-102/202/302)	A1-2101-S-006 A1-2102-S-006 A1-2103-S-006	H2S, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623-2011	≤10	каждые 2 нед.
			Общее содержание меркаптанов, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623-2011	≤30	каждые 2 нед.
		A1-2101-S-007 A1-2102-S-007 A1-2103-S-007	Общий процент содержания воды и осадка (BS&W), об. %	СТ РК ASTM D4007-2016	≤0,5	По запросу
			Содержание солей, мг/л	СТ РК 1693-2007	≤40	По запросу
Установка 210 - «Мерокс»						
1	Сырая нефть с насосов дисульфидной нефти A1-210-PD-102/202/302A/B	A1-2101-S-053 A1-2102-S-053 A1-2103-S-053	pH	бумажная полоска		ежемесячно
			Натрий в СУГ, мг/л	UOP 699-2009		ежемесячно

			Вода-каустик в СУГ, визуальная индикация	STN-00-Z73-O-SM-0033		ежемесячно
2	Регенерированный каустик с сепаратора дисульфидной нефти А1- 210-VS-101/201/301	А1-2101-S-055 А1-2102-S-055 А1-2103-S-055	Общее содержание твердого, мг/л	ИСО 8245-1999		Еженедельно
			Сильная щелочь, вес. %	UOP 209-00A	10-12	2/нед.
			Общая щелочность в виде NaOH, вес. %	UOP 209-00A	14-19	2/нед.
			слабая щелочь	UOP 209-00A	≤10	2/нед.
			Общий отработанный каустик	UOP 209-00A	≤10	2/нед.
			Сера меркаптидов, ч/млн	UOP 209-00B	≤100	2/нед.
			Плотность при 20 °С	ASTM D4052-2022		2/нед.
			Хлориды	ИСО 10304-1-2016		Еженедельно
			Сульфаты	ИСО 10304-1-2016		Еженедельно
			Тиосульфат	UOP 953-13		Еженедельно
			Слабая щелочь	UOP 953-13		Еженедельно

3	Газ на факел уст. 210 с сепаратора дисульфидной нефти на термоокислитель А1-332-FJ-101/201/301 (после добавления топливного газа НД)	A1-2101-S-054 A1-2102-S-054 A1-2103-S-054	Кислород, мол. %	UOP 539	≤12	По запросу
4	Отработанный воздух уст. 210 после добавления топливного газа, с сепаратора дисульфидной нефти А1-210-VS-101/201/301 (до добавления топливного газа НД)	A1-2101-S-056 A1-2102-S-056 A1-2103-S-056	Кислород, мол. %	UOP 539	≤12	По запросу
5	Сырая нефть стаб. колонны уст. 210 с экстрактора А1-210-VC-101	A1-2101-S-051 A1-2102-S-051 A1-2103-S-051	Сероводород, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623- 2011	≤10	ежедневно
			Общее содержание меркаптанов, ч/млн вес.	СТ РК ASTM D5623- 2011	≤30	ежедневно

Таблица 7.1.2 Перечень поточных анализаторов на Установке подготовке нефти

С/Н	Маркировочный номер, наименование потока	Параметры для анализа	Аналитический метод/ Принцип измерения	Нормальное/ожидаемое значение	Частота	Система управления
1	2101-АТ-001А – Товарная нефть после охладителя	H ₂ S в товарной нефти	Оптоволокно с диодной матрицей	<=10	непрерывно	PCY
2	2101-АТ-001В - Товарная нефть после охладителя	Меркаптан в товарной нефти	Оптоволокно с диодной матрицей	<=30	непрерывно	PCY
3	2101-АТ-002 - Товарная нефть после охладителя	УПР товарной нефти	Измерение давления	<=0.52	непрерывно	PCY
4	2101-АТ-004 – Сырая нефть в стабилизационную колонну	Содержание воды в сырье стабилизатора	Емкостный тип	<=0.6	непрерывно	PCY
5	2101-АТ-201 Выход отработанного газа после дисульфидного сепаратора	Содержание кислорода	Парамагнитная восприимчивость кислорода	<=12	непрерывно	PCY

7.2 АВАРИЙНЫЕ СИГНАЛЫ И ОТКЛЮЧЕНИЯ

Согласно общепринятой практике все сигналы тревоги, вызывающие отключение системой АО, предусматриваются с предварительной сигнализацией в РСУ. Для подачи сигналов тревоги, которые приводят к отключению, предусматриваются специальные КИПиА. В зависимости от результатов анализа УЦС для сигналов тревоги, связанных с безопасным отключением, предусматривается мажоритарная система голосования по схеме "1 из 2", "2 из 2" или "2 из 3". Ссыл. [Е.59, 60, 62].

Все сигналы тревоги, связанные с отключением системой АО, передаются в РСУ для отображения на рабочих станциях Оператора РСУ. При срабатывании сигнала тревоги в журнале регистрируется состояние сигнала тревоги и время наступления события. При сбросе сигнала тревоги в журнале будет регистрироваться состояние сигнала тревоги и время наступления события.

Нормальная связь оператора с системами аварийного останова обеспечивается через рабочие станции оператора РСУ. Операторы имеют возможность произвести ручную блокировку, задержку и сброс посредством рабочих станций оператора РСУ, при этом передача данных на системы АО осуществляется с помощью электронных средств. Блокировка выходных сигналов в системе АО не допускается. Общее состояние системы АО отображается на рабочих станциях оператора РСУ.

Системы АО обеспечиваются выключателями перерегулирования для техобслуживания (ВПТ) для проведения ремонта / калибровки первичных элементов без останова.

Пуск оборудования возможен только после ручного сброса. В зависимости от уровня АО ручной сброс функции АО осуществляется следующим образом:

- Останов уровня 1а/1б - сброс при помощи подключенных по кабелю кнопок из здания главной операторной.
- Останов уровня 2- сброс при помощи подключенных по кабелю кнопок на месте.
- Останов уровня 3- сброс при помощи программных средств из РСУ.

Предусмотрены средства перехода на ручное управление при пуске, а также автоматические средства возврата в исходное состояние после выхода на нормальный рабочий режим. Оборудование определенного уровня имеет ограничение по количеству автоматических сбросов в час.

В таблице 7.2.1 ниже приведены уставки аварийной сигнализации и отключений для Установок 200, 210 и 360. Ниже приведены показатели для Транша 1 (к примеру А-200х-FT-002А где 'х' номер транша.). Показатели для 2 и 3 транша одинаковы.

Идент. № КИП	Эксплуатационный параметр	Ед. изм.	Критический параметр (конструкция оборудования)	Критический параметр		Уставка				Действие блокировки
				Мин.	Макс.	Сигнализация		Отключение		
				Низк. (мин)	Выс. (макс)	Низк. (мин)	Выс. (макс)	Крит. низ. (мин)	Крит. выс. (макс)	
200-НА-101 А/В и 102 - входной теплообменник и пусковой теплообменник										
A1-2001-ТТ-004	Датчик температуры после входного пускового нагревателя нефти и входных нагревателей	град. С	-36/185	50	70	50	70			
A1-2001-ТТ-009	Датчик температуры на входном пусковом нагревателе нефти	град. С	-36/185	50	70	50	70			В летнее время TIC-009 форсируется на закрытие 200х-TCV-009 и 200х-ESV-006
A1-2001-PI-007A	Индикатор давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	-						11,5	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплексе Зависимое отключение на АО уст. 210
A1-2001-PI-007B	Индикатор давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	-						11,5	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002, закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплексе Зависимое отключение на АО уст. 210

A1-2001-PI-007C	Индикатор давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	-						11,5	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплекс Зависимое отключение на АО уст. 210
A1-2001-PI-018	Индикация давления входного пускового нагревателя нефти	бар и.д.	Кожух 9,3						5	Закрытие 200х-ESV-006 на входе
A1-2001-PT-021	Датчик давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	Кожух 12,0		1,2		1,2			
A1-2001-PT-023	Датчик давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	Кожух 12,0		1,2		1,2			
A1-2001-PT-025	Датчик давления на входном пусковом нагревателе нефти	бар и.д.	Труба 12,0		0,2		0,2			
A1-2001-PT-039	Датчик давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	Труба 13,3		1,3		1,3			
A1-2001-PT-042	Датчик давления на входном теплообменнике нефти	бар и.д.	Труба 13,3		1,3		1,3			
A1-2001-PT-057	Датчик давления на входе перед входными теплообменниками нефти	бар и.д.	-		11		11			
200-VS-101 - входной сепаратор нефти										

A1-2001-FT-002A	Датчик перепада давления входного насоса нефти	м3/ч	-	305,4	675	305,4	675			
A1-2001-FT-002B	Датчик перепада давления входного насоса нефти	м3/ч	-	305,4	675	305,4	675			
A1-2001-FT-002C	Датчик перепада давления входного насоса нефти	м3/ч	-	305,4	675	305,4	675			
A1-2001-FT-003	Датчик перепада давления входных насосов нефти РА-101 А/В/С	м3/ч	-	350	1300	350	1300			
A1-2001-FT-007	Датчик перепада давления на входном сепараторе кондиционной нефти	м3/ч	-		110		110			
A1-2001-ТТ-011	Датчик температуры на входном сепараторе нефти наземного комплекса	град. С	75/120 при 1 бар и.д. / 100 на ПВ(полный вакуум)/-36	45	60	45	60			
A1-2001-ЕРТ-004	Датчик давления на входном сепараторе нефти наземного комплекса	бар и.д.		4,5		4,5				
A1-2001-PI-010	Индикация давления на входном сепараторе нефти наземного комплекса	бар и.д.	12 / ПВ					9	закрытие входных клапанов 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Зависимое отключение на АО уст. 210	
A1-2001-РТ-014	Датчик давления на выпуске газа мгновенного испарения входного	бар и.д.	-	5,8	8	5,8	8			

	сепаратора нефти наземного комплекса									
A1-2001-PZT-014B	Датчик положения на входном сепараторе нефти наземного комплекса	%	-		5		5			
A1-2001-PT-015	Датчик давления на входных насосах нефти РА-101 А/В/С	бар и.д.	31	1,5		1,5				
A1-2001-LI-001A	Индикация уровня входного сепаратора нефти наземного комплекса	%	-						51	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплекс Зависимое отключение на АО уст. 210
A1-2001-LI-001B	Индикация уровня входного сепаратора нефти наземного комплекса	%	-						51	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплекс Зависимое отключение на АО уст. 210
A1-2001-LI-001C	Индикация уровня входного сепаратора нефти наземного комплекса	%	-						51	Голосование 2 из 3 на закрытие входного клапана 200х-ESV-001/002; закрытие ESV-006/007; Блокировка на морской комплекс Зависимое отключение на АО уст. 210
A1-2001-LT-004	Датчик перепада давления входного сепаратора нефти наземного комплекса	%	-	24	83	24	83			

Для внутреннего пользования

A1-2001-LT-006	Датчик перепада давления входного сепаратора нефти наземного комплекса	%	-	70	99,5	70	99,5			
A1-2001-PALL-047A	Сигнализация крит.-низк. ур. на уплотнении входного насоса нефти РА-101-A	бар и.д.	-					15,7		
A1-2001-PALL-047B	Сигнализация крит.-низк. ур. на уплотнении входного насоса нефти РА-101-B	бар и.д.	-					15,7		
A1-2001-PALL-047C	Сигнализация крит.-низк. ур. на уплотнении входного насоса нефти РА-101-C	бар и.д.	-					15,7		
A1-2001-LI-009	Индикация уровня на баке деэмульгатора	%	-	20		20		5		
A1-2001-TT-015	Датчик температуры в баке деэмульгатора	град. С	-36/120	10	50	10	50			
210-VU-101 - дегидратор										
A1-2101-AT-004	Датчик на линии нефти с дегидратора VU-101	об. %	-		0,3		0,3			
A1-2101-III-001A	Индикатор тока в дегидраторе	а	-					70		Индикация на ЧМИ
A1-2101-III-001B	Индикатор тока в дегидраторе	а	-					70		Индикация на ЧМИ
A1-2101-LI-001	Индикация дегидратора A1-210-VU-101	%	-					25		Закрытие 200X-ESV-002

A1-2101-LT-003	Поплавковый датчик дегидратора A1-210-VU-101	%	-	20	62,7	20	62,7		75,3	Сигнализация на ЧМИ
A1-2101-LI-005	Индикация дегидратора A1-210-VU-101	%	-						50	Закрытие 200X-ESV-004
A1-2101-LT-023	Поплавковый датчик дегидратора A1-210-VU-101	%	-					69		Сигнализация на ЧМИ и индикация
A1-2101-FT-001	Датчик перепада давления подачи промывочной воды	м3/ч	-		8		8			
A1-2101-FT-002A	Датчик перепада давления насоса рециркуляции воды PA-102 A/B	м3/ч	-	22	40,5	22	40,5			
A1-2101-FI-002B	Индикация насоса рециркуляции воды PA-102 A/B	м3/ч	-					18,04		Отключение насоса 210-PA-102A/B
A1-2101-PALL-110A	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе рециркуляции воды PA-102A	бар и.д.	34,7					38,5		Отключение насоса 210-PA-102A
A1-2101-PALL-110B	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе рециркуляции воды PA-102B	бар и.д.	34,7					38,5		Отключение насоса 210-PA-102B
A1-2101-PSL-152A	Сигнализация низк. уровня на насосе рециркуляции воды PA-102A	бар и.д.	34,7	42,5		42,5				
A1-2101-PSL-152B	Сигнализация низк. уровня на насосе	бар и.д.	34,7	42,5		42,5				

	рециркуляции воды РА-102В									
210-VX-101 - гидроциклон										
A1-2101-PDT-132A	Датчик перепада давления на гидроциклоне пластовой воды VX-101	бар	14,5 бар и.д. / ПВ	3,23	4,37	3,23	4,37			
A1-2101-PDT-132B	Датчик перепада давления на гидроциклоне пластовой воды VX-101	бар	14,5 бар и.д. / ПВ	1,82	2,46	1,82	2,46			
210-VH-101 - ГНФ										
A1-2101-PT-031	Датчик давления ГНФ	бар и.д.	5,0 бар и.д. / ПВ						4,5	Закрытие входного клапана 2101-ESV-031
A1-2101-PALL-111A	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе нефти ГНФ РС-111А	бар и.д.	11					6,7		Отключение насоса 210-РС-111А
A1-2101-PALL-111B	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе нефти ГНФ РС-111В	бар и.д.	11					6,7		Отключение насоса 210-РС-111В
A1-2101-PALL-112A	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе воды ГНФ РА-112А	бар и.д.	13,9					9,5		Отключение насоса 210-РА-112А
A1-2101-PALL-112B	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе воды ГНФ РА-112В	бар и.д.	13,9					9,5		Отключение насоса 210-РА-112В
A1-2101-PT-143	Датчик давления аппарата ГНФ пластовой воды VH-101	бар и.д.	5,0 бар и.д. / ПВ		0,5		0,5			
A1-2101-PT-145	Датчик давления аппарата ГНФ пластовой воды VH-101	бар и.д.	5,0 бар и.д. / ПВ		0,5		0,5			

A1-2101-PSL-156A	Реле давления насоса нефти ГНФ РС-111А	бар и.д.	-	7		7				
A1-2101-PSL-156B	Реле давления насоса нефти ГНФ РС-111В	бар и.д.	-	7		7				
A1-2101-PSL-157A	Сигнализация низк. уровня на насосе воды ГНФ РА-112А	бар и.д.	-	10,5		10,5				
A1-2101-PSL-157B	Сигнализация низк. уровня на насосе воды ГНФ РА-112В	бар и.д.	-	10,5		10,5				
A1-2101-PT-165	Датчик давления аппарата ГНФ пластовой воды VH-101	бар и.д.	5,0 бар и.д. / ПВ	1	2	1	2			
A1-2101-PT-167	Датчик давления насоса нефти ГНФ РС-111А/В	бар и.д.	5,0 бар и.д. / ПВ		8,5		8,5		9	Сигнализация крит.-выс. давления активирует останов насоса 210-РС-111А/В
A1-2101-FT-027	Датчик перепада давления насоса воды ГНФ РА-112 А/В	м3/ч	-	72,5	150	72,5	150			
A1-2101-FT-030	Датчик перепада давления газа мгновенного испарения на аппарат ГНФ пластовой воды VH-101	ст. м3/ч	-		85		85			
A1-2101-LT-031	Индикатор уровня ГНФ	%	-						83	Закрытие входного клапана 2101-ESV-031
A1-2101-LT-041	Датчик перепада давления аппарата ГНФ пластовой воды А1-210-VH-101	%	-	36	90	36	90			
A1-2101-LT-046	Датчик перепада давления аппарата ГНФ	%	-	62	89,6	62	89,6			

	пластовой воды А1-210-VN-101									
A1-2101-LI-049	Индикация аппарата ГНФ пластовой воды А1-210-VN-101	%	-						50,5	Зависимое отключение АО уст. 200
A1-2101-LT-053	Радарный датчик вентиляционного отвода крышки предохранительного клапана	%	-		17,61		17,61			
A1-2101-LI-048	Индикация бака деэмульгатора обратного нагнетания А1-210-TC-101	%	-	6		6		4		Отключение насосов 210-PD-101A/B
A1-2101-TT-081	Датчик температуры бака деэмульгатора обратного нагнетания TC-101	град. С	-36/120	5	35	5	35			
210-VE-101 - стабилизационная колонна сырой нефти										
A1-2101-TT-003	Датчик температуры нагревателя подачи стабилизационной колонны НА-102	град. С	-36/245	110	135	110	135			
A1-2101-TT-027	Датчик температуры стабилизационной колонны сырой нефти VE-101	град. С	-36/200	110	130	110	130			
A1-2101-TT-036	Датчик температуры стабилизационной колонны сырой нефти VE-101	град. С	-36/200	50	69	50	69			
A1-2101-TI-037	Индикация выхода жидкости стабилизационной колонны VE-101	град. С	-36/200	155	175	155	175	150		Закрытие выхода жидкости стабилизационной колонны сырой нефти 2101-ESV-005

A1-2101-TT-087	Датчик температуры стабилизационной колонны сырой нефти VE- 101	град. С	-36/200	55	65	55	65			
A1-2101-LI-050	Индикация стабилизационной колонны сырой нефти A1- 210-VE-101	%	-						51	Закрытие клапана 2101-ESV-016 на входной линии сырой нефти
A1-2101-LT-006	Датчик перепада давления стабилизационной колонны сырой нефти A1- 210-VE-101	%	-	20	83	20	83			
A1-2101-LT-011	Датчик перепада давления емкости конденсата ребойлера стабилизационной колонны VN-101	%	-	4	99	4	99			
A1-2101-LI-024	Индикация стабилизационной колонны сырой нефти A1- 210-VE-101	%	-					42		Закрытие выхода жидкости стабилизационной колонны сырой нефти 2101-ESV-005
A1-2101-FT-004B	Датчик перепада давления нагревателя подачи стабилизационной колонны HA-102 входной линии сырой нефти	м3/ч	-	335	1225	335	1225			
A1-2101-FT-005	Датчик перепада давления на подаче сырой нефти в верхнюю часть стаб. колонны VE- 101	м3/ч	-		530		530			
A1-2101-FT-006	Датчик перепада давления ребойлера стаб.	кг/ч	-		89700		89700			

	колонны НА-101, подача пара ВД									
A1-2101-FT-018A	Датчик перепада давления насоса воды стаб. колонны РА-110 А/В	м3/ч	-	10,4	24,7	10,4	24,7			
A1-2101-PT-010	Датчик давления стабилизационной колонны сырой нефти VE-101	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C	18	27	18	27			
A1-2101-PT-015	Датчик давления, конденсаторный блок ребойлера стабилизационной колонны	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C					6,4	Закрытие 2101 ESV-007 и 2101 - FCV-006, подача пара ВД в ребойлер стаб. колонны	
A1-2101-PT-018	Датчик давления, конденсаторный блок ребойлера стабилизационной колонны	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C					6,4	Закрытие 2101 ESV-007 и 2101 - FCV-006, подача пара ВД в ребойлер стаб. колонны	
A1-2101-PT-047	Датчик давления, конденсаторный блок ребойлера стабилизационной колонны	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C		5,9		5,9			
A1-2101-PT-050	Датчик давления, конденсаторный блок ребойлера стабилизационной колонны	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C		5,9		5,9			
A1-2101-PT-075	Датчик давления нагревателя подачи стаб. колонны НА-102	бар и.д.	8 бар и.д. / ПВ при 100°C		0,7		0,7			

Для внутреннего пользования

A1-2101-PT-078	Датчик давления нагревателя подачи стаб. колонны НА-102	бар и.д.	8 бар и.д. / ПВ при 100°C		0,7		0,7			
A1-2101-PDI-090	Индикация стаб. колонны сырой нефти VE-101	бар	-		0,4		0,4			
A1-2101-PT-092	Датчик давления сырой нефти на закрытый дренаж	бар и.д.	-		3		3			
A1-2101-PT-095	Датчик давления сырой нефти на закрытый дренаж	бар и.д.	-		3		3			
A1-2101-PIC-097	Датчик давления сырой нефти / газа с VE-101	бар и.д.	7 бар и.д. при 200°C / ПВ при 200°C	4,4	5,7	4,4	5,7			
A1-2101-PIC-097B	Датчик положения сырой нефти / газа с VE-101	бар и.д.	-		6,3		6,3			
A1-2101-PSL-155A	Сигнализация низк. уровня на насосе воды стаб. колонны РА-110А	бар и.д.	-	18,5		18,5				
A1-2101-PSL-155B	Сигнализация низк. уровня на насосе воды стаб. колонны РА-110В	бар и.д.	-	18,5		18,5				
A1-2101-PALL-122A	Сигнализация крит.-низк. уровня на уплотнении насоса воды стаб. колонны РА-110А	бар и.д.	12,6					15,5		Останов 210-РА-110А
A1-2101-PALL-122B	Сигнализация крит.-низк. уровня на уплотнении насоса воды стаб. колонны РА-110В	бар и.д.	12,6					15,5		Останов 210-РА-110А
210-VE-102 - нафтоотгонная колонна										

A1-2101-FT-007	Датчик перепада давления ребойлера нафтоотгонной колонны НА-103, подача пара	кг/ч	-		83550		83550			
A1-2101-FT-008	Датчик перепада давления на нагнетании насоса орошения нафтоотгонной колонны	м3/ч	-		103,5		103,5			
A1-2101-FT-009	Датчик перепада давления насоса нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА-101 А/В	м3/ч	-	440	1209,8	440	1209,8			
A1-2101-FT-020	Датчик перепада давления на нагнетании насоса орошения нафтоотгонной колонны	м3/ч	-	139,5	270	139,5	270			
A1-2101-TT-012	Датчик температуры нафтоотгонной колонны VE-102	град. С	-36/240	160	180	160	180			
A1-2101-TT-014	Датчик температуры нафтоотгонной колонны VE-102, верхний продукт	град. С	-36/240	92		92				
A1-2101-TT-023	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/240	38	60	38	60			
A1-2101-TT-042	Датчик температуры нафтоотгонной колонны VE-102	град. С	-36/240	200	212	200	212			
A1-2101-LT-012	Датчик перепада давления нафтоотгонной колонны A1-210-VE-102	%	-	50	81,2	50	81,2			
A1-2101-LT-016	Датчик перепада давления емкость	%	-	4,76	80	4,76	80		100	Сигнализация на ЧМИ и индикация

	ребойлера нафтоотгонной колонны VN-102									
A1-2101-LT-018	Датчик перепада давления на емкости ребойлера нафтоотгонной колонны VA-101	%	-	29,2	78	29,2	78			
A1-2101-LI-022	Индикация на емкости ребойлера нафтоотгонной колонны A1-210-VA-101	%	-					11,2		Закрытие 2101-ESV-011 на выходе емкости орошения нафтоотгонной колонны
A1-2101-LI-039	Индикация нафтоотгонной колонны A1-210-VE-102	%	-						51	Закрытие выхода жидкости стабилизационной колонны сырой нефти 2101-ESV-005
A1-2101-LI-040	Индикация на емкости ребойлера нафтоотгонной колонны A1-210-VA-101	%	-					7,3	93,4	Сигнализация крит.-низк. ур. активирует закрытие 2101-ESV- 014 на выходе емкости нафтоотгонной колонны Сигнализация крит.-выс. ур. активирует закрытие 2101-ESV- 010 и 2101-FCV-007 ребойлера нафтоотгонной колонны
A1-2101-PT-021	Датчик давления, ребойлер нафтоотгонной колонны	бар и.д.	7/ ПВ при 200°C						3,8	Закрытие 2101-ESV-010 и 2101- FCV-007 на входе пара ВД ребойлера нафтоотгонной колонны
A1-2101-PT-022	Датчик давления, ребойлер нафтоотгонной колонны	бар и.д.	7/ ПВ при 200°C						3,8	Закрытие 2101-ESV-010 и 2101- FCV-007, на входе пара ВД в ребойлер нафтоотгонной колонны

A1-2101-PT-030	Датчик давления верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101	бар и.д.	7/ ПВ	1,5	3,3	1,5	3,3			
A1-2101-PT-034	Датчик давления охладителя экспортной нефти 200-НА-101А/В	бар и.д.	14,5	5,6	12	5,6	12			
A1-2101-PT-039	Датчик давления на емкости ребойлера нафтоотгонной колонны VA-101	бар и.д.	7/ ПВ при 170°C	1,3	2,7	1,3	2,7			
A1-2101-PZT-039	Датчик положения на емкости ребойлера нафтоотгонной колонны VA-101	%	-		5		5			
A1-2101-PT-052	Датчик давления, ребойлер нафтоотгонной колонны	бар и.д.	7/ ПВ при 200°C		3,4		3,4			
A1-2101-PT-055	Датчик давления, ребойлер нафтоотгонной колонны	бар и.д.	7/ ПВ при 200°C		3,4		3,4			
A1-2101-PI-103	Индикация нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА-101А/В на входе	бар и.д.	14		5,5		5,5	1,5	6,0	Сигнализация крит.-низк. ур. давления остановит насос нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА 101А/В Сигнализация крит.-выс. ур. давления остановит насос нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА 101А/В
A1-2101-PI-105	Индикация нефти на входе насоса РА-109	бар и.д.	29,5					3,5		Останов насоса промывки парафинов нефти 21- РА-09
A1-2101-PALL-113А	Сигнализация крит.-низк. уровня нижнего продукта	бар и.д.	14					10		Останов насоса нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА 101А

	нафтоотгонной колонны РА-101А									
A1-2101-PALL-113B	Сигнализация крит.-низк. уровня нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА-101В	бар и.д.	14					10		Останов насоса нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА 101В
A1-2101-PALL-116А	Сигнализация крит.-низк. уровня насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104А	бар и.д.	14					10		Останов насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104А
A1-2101-PALL-116В	Сигнализация крит.-низк. уровня насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104В	бар и.д.	14					10		Останов насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104В
A1-2101-PALL-119	Сигнализация крит.-низк. ур. насоса промывки парафинов нефти РА-109	бар и.д.	14					19		Останов насоса промывки парафинов нефти РА-109
A1-2101-PSL-151А	Сигнализация низк. уровня нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА-101А	бар и.д.	14	11		11				
A1-2101-PSL-151В	Сигнализация низк. уровня нижнего продукта нафтоотгонной колонны РА-101В	бар и.д.	14	11		11				
A1-2101-PSL-153А	Сигнализация низк. уровня насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104А	бар и.д.	14	11		11				
A1-2101-PSL-153В	Сигнализация низк. уровня насоса орошения нафтоотгонной колонны РА-104В	бар и.д.	14	11		11				

A1-2101-PSL-154	Сигнализация низк. ур. насоса промывки парафинов нефти РА-109	бар и.д.	29,5	21		21				
A1-2101-PT-173A	Датчик давления нафтоотгонной колонны VE-102	бар и.д.	7/ ПВ при 200°C						5	Закрытие 2101-ESV-006 на VE 101 выходе жидкости и закрытие 2101-ESV-010 НА-103 входная линия пара
A1-2101-PDI-173	Индикация на нафтоотгонной колонне VE-102	бар	7/ ПВ при 200°C		0,5		0,5			
A1-2101-PDIC-174	Индикация регулятора конденсаторного блока верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101	бар и.д.	-	0,38	1	0,38	1			
210-НС-101 - охладитель верхнего продукта нафтоотгонной колонны										
A1-2101-TT-043	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/200	5	45	5	45			
A1-2101-TT-047	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/200	5	45	5	45			
A1-2101-TT-078	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/200	5	45	5	45			
A1-2101-TT-079	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/200	5	45	5	45			
A1-2101-TT-084	Датчик температуры верхнего продукта нафтоотгонной колонны	град. С	-36/200	5	45	5	45			
МЕРОКС (210-VC-101 / 210-VF-102 / 210-VS-101)										

A1-2101-AI-201A	Индикация сепаратора дисульфидной нефти VS-101	об. %	-						15	Закрытие 2101-ESV-202 на линии влажного технического воздуха на VF-102
A1-2101-AT-201B	Датчик на сепараторе дисульфидной нефти VS-101	об. %	-	8	14	8	14			
A1-2101-FT-202	Магнитный расходомер щелочи на экстрактор VC-101	м3/ч	-	20,8	25,6	20,8	25,6			
A1-2101-FT-204	Вихревой расходомер нагревателя каустика НА104 линия конденсата НД	м3/ч	-		1,2		1,2			
A1-2101-FT-205	Магнитный расходомер каустика с РА-105	м3/ч	-	15	34	15	34			
A1-2101-FT-206	Вихревой расходомер газа мгновенного испарения на коллектор отходящего газа	ст. м3/ч	-	215	330	215	330			
A1-2101-FT-208	Магнитный расходомер каустика на дегазацию VA-105	м3/ч	-		0,09		0,09			
A1-2101-FT-212	Магнитный расходомер отработанного каустика	м3/ч	-	3		3				
A1-2101-FT-218	Датчик перепада давления уплотнительной жидкости чистой воды	м3/ч	-	0,1	1,1	0,1	1,1			
A1-2101-FT-219	Датчик перепада давления уплотнительной жидкости чистой воды	м3/ч	-	0,1	0,6	0,1	0,6			
A1-2101-EPT-203	Датчик давления, сепаратор дисульфидной	бар и.д.	10	4,5		4,5				

	нефти на вентиляционный бак									
A1-2101-PT-203	Датчик давления экстрактора очищенной нефти	бар и.д.	16,5	6,3	9	6,3	9			
A1-2101-PT-207	Датчик давления технического воздуха с распределения	бар и.д.	10	4,8	9,0	4,8	9,0			
A1-2101-PI-214	Индикация отходящего газа на термоокислитель	бар и.д.	10					5,5	Закрытие 2101-ESV-202/203/204 для выхода газа в вентиляционный бак VA-102, термоокислитель 332-FJ-101/102, влажный воздух на VF-102	
A1-2101-PT-216	Датчик давления отходящего газа на термоокислитель	бар и.д.	10	2,8	4,5	2,8	4,5			
A1-2101-PT-231	Датчик давления отстойника каустика VA-104	бар и.д.	3,5 / ПВ	0,9	1,3	0,9	1,3			
A1-2101-PT-242	Датчик давления отстойника каустика VA-104	бар абс.	3,5 / ПВ					0,8	1,5	Сигнализация на ЧМИ и индикация крит.-низк. и крит.-выс. давления
A1-2101-PT-243A	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-102A	бар и.д.	12		5		5			
A1-2101-PT-243B	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-102B	бар и.д.	12		5		5			
A1-2101-PT-244A	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-103A	бар и.д.	7,2		5		5			

A1-2101-PT-244B	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-103B	бар и.д.	7,2		5		5			
A1-2101-PT-245A	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-104A	бар и.д.	7,1		5		5			
A1-2101-PT-245B	Датчик давления диафрагменного насоса Con Mon PD-104B	бар и.д.	7,1		5		5			
A1-2101-PI-254	Индикация насоса дисульфидной нефти 210- PD-102	бар и.д.	12						10,8	Останов насоса дисульфидной нефти PD102A/B
A1-2101-TT-201	Датчик температуры нафты на экстрактор VC- 101	град. С	-36/100	37	52	37	52			
A1-2101-TT-204	Датчик температуры отстойника каустика НА- 104	град. С	185		57		57			
A1-2101-TT-207	Датчик температуры на выходе окислителя VF- 102	град. С	-36/100		63		63			
A1-2101-LI-201	Индикация экстрактора A1-210-VC-101	%	-					50		Закрытие 2101-ESV-201 на экстракторе VC-101 выхода жидкости
A1-2101-LT-203	Датчик перепада давления экстрактора A1- 210-VC-101	%	-	32	97,25	32	97,25			
A1-2101-LT-204	Поплавковый датчик сепаратора дисульфидной нефти VS- 101	%	-	20	60	20	60			
A1-2101-LT-206	Поплавковый датчик сепаратора	%	-	14	85	14	85			

	дисульфидной нефти VS-101									
A1-2101-LT-209	Датчик перепада давления дегазации отработанного каустика VA-105	%	-	20	70	20	70			
A1-2101-LT-210	Датчик перепада давления на буферной емкости воды VA-103	%	-	10	80	10	80			
A1-2101-LI-212	Индикация отстойника каустика A1-210-VA-104	%	-					12		Отключение насоса отстойника каустика PA-107
A1-2101-LT-213	Поплавковый датчик отстойника каустика VA-104	%	-	20	61	20	61			
A1-2101-LI-224	Индикация сепаратора дисульфидной нефти A1-210-VS-101	%	-					50		Закрытие 101-ESV-202 на экстракторе VC-101 выхода жидкости и отключение насоса 210-Pd-103A/B
A1-2101-LT-225	Поплавковый датчик дегазации отработанного каустика VA-105	%	-					50		Сигнализация на ЧМИ и индикация крит.-выс. уровня
A1-2101-LT-227	Поплавковый датчик емкости извлечения каустика	%	-		86		86			
A1-2101-LT-054	Радарный датчик вентиляционного отвода крышки предохранительного клапана	%	-		15,62		15,62			
210-НС-102 - охладитель экспортной нефти										

Для внутреннего пользования

A1-2101-ТТ-026	Датчик температуры экспортной нефти на хранение	град. С	-	43	52	43	52			
A1-2101-ТТ-053	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-ТТ-057	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-ТТ-061	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-ТТ-065	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-ТТ-074	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-ТТ-075	Датчик температуры охладителя экспортной нефти НС-102	град. С	-36/170	5	45	5	45			
A1-2101-РТ-106	Датчик давления, насос туманообразования РВ-100	бар и.д.	140	0,5		0,5				
A1-2101-РТ-107	Датчик давления, насос туманообразования РВ-100	бар и.д.	140		140		140			
A1-2101-РТ-108	Датчик давления, насос туманообразования РВ-101	бар и.д.	140	0,5		0,5				

Для внутреннего пользования

A1-2101-PT-109	Датчик давления, насос туманообразования РВ-101	бар и.д.	140		140		140			
A1-2101-PT-110	Датчик давления, насос туманообразования РВ-102	бар и.д.	140	0,5		0,5				
A1-2101-PT-111	Датчик давления, насос туманообразования РВ-102	бар и.д.	140		140		140			
A1-2101-PT-112	Датчик давления, насос туманообразования РВ-103	бар и.д.	140	0,5		0,5				
A1-2101-PT-113	Датчик давления, насос туманообразования РВ-103	бар и.д.	140		140		140			
A1-2101-PT-013	Датчик давления, коллектор азота	бар и.д.	140	3,5		3,5				
A1-2101-AI-001A	Датчик на линии экспортной нефти	ч/млн моль	-		8		8			
A1-2101-AI-001B	Датчик на линии экспортной нефти	ч/млн моль	-		16		16			
360-KC-010/020/030/040 - компрессор газа мгновенного испарения (показана ТЛ1)										
A1-3600-FT-100	Датчик перепада давления на компрессоре газа мгновенного испарения, 1 нитка	ст. м3/ч	-	15000	63891	15000	63891			
A1-3600-FT-106	Датчик перепада давления, выходной горшок 2 ступени VN-013 линия конденсата	м3/ч	-		2		2			

Для внутреннего пользования

A1-3600-FI-109	Индикация, 1 степень насоса рециркуляции РА-011А/В	м3/ч	-					4,9		Останов насоса рециркуляции 1 степени РА-011А/В
A1-3600-EPT-001	Датчик давления, сборный манифольд газа мгновенного испарения	бар и.д.	-	4,5		4,5				
A1-3600-EPT-002	Датчик давления, А1-3600-EPT -002	бар и.д.	-	4,5		4,5				
A1-3600-EPT-104	Датчик давления, компрессор 2 ступени КС-010	бар и.д.	-	4,5		4,5				
A1-3600-EPT-111	Датчик давления, выходной горшок 2 ступени VN-013	бар и.д.	-	4,5		4,5				
A1-3600-PI-001	Индикация газа мгновенного испарения на КГМИ	бар и.д.	16,75 / ПВ при 118°С	4	5,3	4	5,3			
A1-3600-PT-005	Датчик давления, сборный манифольд конденсата	бар и.д.	42		4,2		4,2			
A1-3600-PT-006	Датчик давления, сборный манифольд конденсата	бар и.д.	42		4,2		4,2			
A1-3600-PI-105	Индикация, вход компрессора 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5					2,0		Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-ЕКС-010
A1-3600-PI-106	Индикация, вход компрессора 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5					0,5		Отключение компрессора газа мгновенного испарения без сброса давления 360-ЕКС-010
A1-3600-PT-107	Датчик давления, компрессор 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5	18	28,5	18	28,5			

A1-3600-PI-109	Индикация, компрессор 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5						31	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-ЕКС-010
A1-3600-PT-136	Датчик давления, компрессор 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5		2,6		2,6			
A1-3600-PT-137	Датчик давления, компрессор 1 ступени КС-010	бар и.д.	87,5		2,6		2,6			
A1-3600-PT-108	Датчик давления, компрессор 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5		6		6			
A1-3600-PT-111	Датчик давления, компрессор 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5		6		6			
A1-3600-PI-120	Индикация, вход компрессора 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5					6	28	Отключение компрессора газа мгновенного испарения по крит.-низк. давлению 360-ЕКС-010 Давление крит.-низк. ур. инициирует закрытие ESV-104
A1-3600-PI-121	Индикация, вход компрессора 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5					3	28	Отключение компрессора газа мгновенного испарения по крит.-низк. давлению 360-ЕКС-010 Давление крит.-низк. ур. инициирует закрытие ESV-104
A1-3600-PT-122	Датчик давления, компрессор 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5	64	73	64	73			
A1-3600-PI-129	Индикация, компрессор 2 ступени КС-010	бар и.д.	87,5						75	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-ЕКС-010

A1-3600-PT-132	Датчик давления, входной горшок 1 ступени VN-011	бар и.д.	16,75 / ПВ при 118°C		1,7		1,7			
A1-3600-PT-133	Датчик давления, входной горшок 1 ступени VN-011	бар и.д.	16,75 / ПВ при 118°C		1,7		1,7			
A1-3600-PT-140	Датчик давления, входной горшок 2 ступени VN-012	бар и.д.	42 / ПВ при 156°C		4,2		4,2			
A1-3600-PT-141	Датчик давления, входной горшок 2 ступени VN-012	бар и.д.	42 / ПВ при 156°C		2,5		2,5			
A1-3600-PT-119	Датчик давления, выходной горшок 2 ступени VN-013	бар и.д.	80 / ПВ при 144°C		6		6			
A1-3600-PT-123	Датчик давления, выходной горшок 2 ступени VN-013	бар и.д.	80 / ПВ при 144°C		2,5		2,5			
A1-3600-PT-144	Датчик давления, конденсат с 2 ступени VN-013	бар и.д.	42		4,2		4,2			
A1-3600-PT-149	Датчик давления, конденсат с 2 ступени VN-013	бар и.д.	42		4,2		4,2			
A1-3600-PALL-157A	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе рециркуляции 1 ступени РА-011А	бар и.д.	42					25		Отключение насоса РА-011А
A1-3600-PALL-157B	Сигнализация крит.-низк. уровня на насосе рециркуляции 1 ступени РА-011В	бар и.д.	42					25		Отключение насоса РА-011В
A1-3600-LI-102	Индикация, входной горшок 1 ступени VN-011	%	-		20		20		51	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-ЕКС-010

A1-3600-LI-103	Индикация, входной горшок 1 ступени VN-011	%	-					21		Заккрытие 360-ESV-101 на выходном горшке КМГИ VN-011 и отключение насоса 360-PA-101A/B
A1-3600-LI-106	Индикация, входной горшок 2 ступени VN-012	%	-		35		35		79	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-EKC-010
A1-3600-LI-107	Индикация, входной горшок 2 ступени VN-012	%	-					28		Заккрытие 360-ESV-103 и 360-LIC-104 переходит в РУЧНОЙ режим на VN-012
A1-3600-LI-114	Индикация, выходной горшок 2 ступени VN-013	%	-		20		20		51	Заккрытие 360-ESV-108 на нагнетании 2-й ступени и закрытие 360-ESV-110 на выходе 360-KC-010
A1-3600-LI-115	Индикация, выходной горшок 2 ступени VN-013	%	-					42		Заккрытие 360-ESV-107 на сепараторе 2-й ступени VN-013 и 360-LIC-112 переходит в РУЧНОЙ режим
A1-3600-TI-102	Индикация, компрессор 1 ступени KC-010	град. С	-36/200						185	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-EKC-010
A1-3600-TT-118	Датчик температуры, компрессор 1 ступени KC-010	град. С	-36/200	85	171	85	171			
A1-3600-TT-108	Датчик температуры, рецикл газа мгновенного испарения 1 ступени	град. С	-36/185	50	61	50	61			
A1-3600-TT-130	Датчик температуры, рецикл газа мгновенного испарения 1 ступени	град. С	-36/185	-5	45	-5	45			
A1-3600-TI-111	Индикация, компрессор 2 ступени KC-010	град. С	-36/200						185	Отключение компрессора газа мгновенного испарения 360-EKC-010

A1-3600-TT-119	Датчик температуры, компрессор 2 ступени KC-010	град. С	-36/200	100	169	100	169			
A1-3600-TT-117	Датчик температуры охладителя 2 ступени HC-012	град. С	-36/185	45	60	45	60			
A1-3600-TT-134	Датчик температуры охладителя 2 ступени HC-012	град. С	-36/185	-5	45	-5	45			
A1-3600-TT-129	Датчик температуры, на выходе газа мгновенного испарения 2 ступени	град. С	-36/185	85	105	85	105			
A1-3600-TT-138	Датчик температуры, на выходе газа мгновенного испарения 2 ступени	град. С	-36/185	-5	45	-5	45			
A1-3600-TI-152	Индикация температуры обмотки двигателя компрессора KC-010	град. С	-36/200		130		130		140	Крит.-низк. температура активирует сигнал РСУ на ПЛК А/В КГМИ 1
A1-3600-TI-153	Индикация температуры обмотки двигателя компрессора KC-010	град. С	-36/200		130		130		140	Крит.-низк. температура активирует сигнал РСУ на ПЛК А/В КГМИ 1
A1-3600-TI-154	Индикация температуры обмотки двигателя компрессора KC-010	град. С	-36/200		130		130		140	Крит.-низк. температура активирует сигнал РСУ на ПЛК А/В КГМИ 1
A1-3600-LI-002	Индикация емкости хранения метанола VA-001	%	-	8	97,3	8	97,3	5		Останов двигателя насоса заправки метанола EPD-001A
550-VA-153 /253 /353 - закрытый дренаж										
A1-5501-LI-201	Индикатор уровня закрытого дренажа	%	-					12,5	87,5	Отключение по крит.-низк. уровню дренажного насоса PH-153A

										Активация сигнализации крит.-выс. ур. на ЧМИ
A1-5501-ТТ-203	Датчик температуры, закрытый дренаж	град. С	-36/120					38	60	Запрет на работу насоса по крит.-низк. и крит.-выс. температуре 550-РН-153 ниже 38 и выше 60 град. С
730 - блок водяного/пенного орошения/пожаротушения										
A1-7301-PI-216	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-027	бар и.д.	16		2		2			
A1-7301-PI-223A	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-012	бар и.д.	16		2		2			
A1-7301-PI-223B	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-012	бар и.д.	16		2		2			
A1-7300-PI-231A	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-007	бар и.д.	16		2		2			
A1-7300-PI-231B	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-007	бар и.д.	16		2		2			
A1-7300-PI-238A	Индикация блока водяного/пенного орошения/пожаротушения S-013	бар и.д.	16		2		2			
A1-7300-PI-238B	Индикация блока водяного/пенного	бар и.д.	16		2		2			

	орошения/пожаротушени я S-013									
--	----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Следует отметить, что выше перечислены только аварийные сигналы /блокировки для КГМИ ТЛ1 (КС010). ТЛ 020/030/040 следует считать равным ТЛ 010.

ПРИМЕЧАНИЕ:

- (1) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 16030
- (2) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 16109
- (3) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 16159
- (4) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 16248
- (5) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 16535
- (6) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 19531,19532,19533
- (7) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 21383
- (8) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 23160,22028,18566,21814,22260,23486
- (9) Аварийные сигналы /отключения изменены в соответствии с ЭУИ 15267,17659, 25224

8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО БЕЗОПАСНОГО ПУСКУ И ОСТАНОВУ ПРОИЗВОДСВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

8.1 НАСТРОЙКА ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Настройка оборудования установки подготовки нефти и установки Мегох различными в обычных условиях указана ниже:

Настройка оборудования установки подготовки нефти в нормальных условиях

Последовательность потока нефти в установке подготовки нефти в нормальных условиях указана ниже:

- входной теплообменник нефти 200-НА-101А/В (трубное пространство);
- входной пусковой подогреватель нефти 200-НА-102 (обычно только при пуске);
- наземный входной сепаратор нефти 200-VS-101;
- входные насосы нефти (200-РА-101А/В/С);
- дегидратор (210-VU-101);
- подогреватель сырья стабилизационной колонны 210-НА-102 (трубное пространство);
- стабилизационная колонна сырой нефти 210-VE-101;
- ребойлер стабилизационной колонны 210-НА-101/101А;
- нафтоотгонная /Фракционная колонна (210-VE-102);
- конденсатор верхнего продукта фракционной колонны 210-НС-101;
- емкость орошения фракционной колонны 210-VA-101;
- насосы кубового продукта фракционной колонны 210-РА-104А/В;
- блок демеркаптанзации 210-XX-102;
- ребойлер фракционной колонны 210-НА-103/103А;
- подогреватель сырья стабилизационной колонны 210-НА-102 (межтрубное пространство);
- входной теплообменник нефти 200-НА-101А/В (межтрубное пространство);
- холодильник экспортной нефти 210-НС-102.

Последовательность потока газа оборудования в установке подготовки нефти в обычных условиях указана ниже.

- система отходящего газа наземного входного сепаратора нефти 200-VS-101;
- система верхнего продукта стабилизационной колонны 210-VE-101;
- Секция компрессора газа мгновенного испарения: Технологическая линия 1;
- входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения 360-VN- 011;
- 1-я ступень газа мгновенного испарения 360-KC-010;
- охладитель рециркуляции 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения 360-НС-011;
- входной охладитель компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени 360-НС-012;
- входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени 360-VN- 012;
- 2-я ступень газа мгновенного испарения 360-KC-010;
- концевой охладитель компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени 360- НС-013;
- емкость на выходе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени 360-VN-013.

Последовательность потока пластовой воды оборудования в установке подготовки нефти в обычных условиях указана ниже.

- наземный входной сепаратор нефти 200-VS-101;
- гидроциклон пластовой воды 210-VX-101;
- аппарат ВГФ пластовой воды 210-VH-101;
- насосы пластовой воды аппарата ВГФ 210-РА-112А/В.
- насосы нефти аппарата ВГФ 210-РС-111А/В

Подключение к установке МЕРОХ в нормальных условиях

В обычных условиях поток нефти из системы верхнего продукта фракционной колонны будет проходить в блок демеркаптанзации следующим образом:

- экстрактор (210-VC-01)№

- емкость выделения каустика (210-VA-106) (только при сбоях технологического процесса (работа в ручном режиме)).

8.2 ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА

Следует особо подчеркнуть, что описанные в данном разделе процедуры никоим образом не заменяют рекомендованные поставщиками процедуры пуска, нормальной эксплуатации и останова.

Процедуры, представленные в настоящем документе, являются исключительно ориентировочными и должны использоваться только в качестве руководства. Их цель - обратить внимание на некоторые особые меры предосторожности, которые должны приниматься при первоначальном вводе в эксплуатацию любых установок.

Для использования в качестве руководящего документа также создается интегрированное руководство по пуску и останову.

Следует отметить, что процедура пуска может изменяться и обновляться в любое время персоналом отдела производственных операций. Все соответствующие обновленные процедуры по пуску наземных объектов хранятся в ЦД. Группа поддержки производственных операций является ответственной за обновление и анализ всех соответствующих процедур пуска, когда это необходимо. Для получения более подробной и актуальной информации о вводе в эксплуатацию см. процедуру пуска под №:

Системы 200/210 KE01-A1-200-AK-O-PR-0009-000 «Процедура по эксплуатации насосов установок сепарации нефти и подготовки нефти 200/210». [E.77]

Системы 360 «Процедура по эксплуатации КГМИ». [E.138]

Необходимые предварительные условия

- Все средства инженерного обеспечения и коммуникации должны быть готовы к использованию.
- Промысловый трубопровод топливного газа из наземного комплекса в морской комплекс должен находиться в работе под давлением 60-65 бар и должен поставлять подготовленный топливный газ к газотурбинным энергоустановкам морского комплекса.
- Топливный газ должен подготавливаться в блоке подготовки топливного газа и передаваться в морской комплекс.
- Все технологические установки и оборудование должны быть осушены и должны находиться под азотной подушкой.
- Резервуары некондиционной сырой нефти и СУГ должны быть подключены к схеме и должны быть готовы к принятию соответствующих некондиционных продуктов.
- Промысловые трубопроводы нефти и газа должны быть готовы к транспортировке продуктов из морского комплекса в наземный комплекс.

До начала пуска установок наземного комплекса должны быть прогреты печи установки извлечения серы и завершена просушка установки подготовки газа.

Производственные объекты наземного комплекса подключаются и поддерживаются в состоянии готовности к работе, как описано ниже:

- электростанция и установки инженерного обеспечения работают в нормальном режиме;
- системы конденсата ВД/НД готовы к передаче конденсата;
- установка подготовки газа подключена к схеме и находится под давлением импортируемого топливного газа из распределительной сети в режиме полной рециркуляции;
- система очистки газов от сернистых соединений готова к принятию высокосернистого газа;
- печи установки извлечения серы прогреты до требуемой температуры;
- блок дегазации серы прогрет и готов к принятию серы;
- в котел-утилизатор подается паровой конденсат;
- установка очистки хвостовых газов готова к принятию хвостовых газов;
- термическая окислительная колонна и система мониторинга отводимых газов находятся в работе;
- установки сепарации и подготовки нефти подключены;

- установки хранения сырой нефти и СУГ готовы к принятию соответствующих продуктов;
- экспортные трубопроводы нефти и газа подключены;
- установки хранения серы и трубопровод жидкой серы в хранилище прогреты и готовы к принятию серы;
- система компримирования газа мгновенного испарения подключена, находится под давлением и готова к работе;
- обеспечивается подача воды для обессоливания сырой нефти; система сточных вод подключена.

Сводный перечень этапов

- Нагнетание давления в испытательном трубопроводе диаметром 10 дюймов и трубопроводах системы сбора продукции скважин диаметром 18 дюймов, связывающих остров А с Островом D.
- Нагнетание давления в системах морского комплекса по пути прохождения потока газа ВД до уровня 60-65 бар.
- Пуск установки гликоля в морском комплексе.
- Нагнетание давления в промысловом газопроводе в направлении из морского комплекса в наземный.
- Нагнетание давления в промысловом нефтепроводе.
- Нагнетание давления в системах наземного комплекса по пути прохождения потока газа.
- Нагнетание давления в системах морского комплекса по пути прохождения потока нефти и в установке компримирования газа мгновенного испарения.
- Нагнетание давления в системах наземного комплекса по пути прохождения потока нефти.
- Нагнетание давления в трубопроводе экспорта товарного газа с помощью линий компримирования газа мгновенного испарения.
- Накапливание требуемых объемов жидких сред и циркуляция в морских сепараторах и насосах сырой нефти.
- Накапливание требуемых объемов жидких сред в наземной системе нефти.
- Пуск циркуляции жидких сред (смеси дизельного топлива и бензина) в наземной системе нефти.
- Накапливание требуемых объемов СУГ и циркуляция в наземной системе СУГ.
- Пуск циркуляции воды в системе подготовки воды.
- Пуск циркуляции газа из наземного комплекса в морской и затем обратно в наземный комплекс.
- Прогрев установки извлечения серы до рабочих температур.
- Прогрев блока дегазации серы и обеспечение его готовности к принятию серы.
- в котел-утилизатор подается паровой конденсат;
- установка очистки хвостовых газов готова к принятию хвостовых газов;
- термическая окислительная колонна и система мониторинга отводимых газов находятся в работе;
- Пуск циркуляции воды в дегазаторе кислой воды.
- Пуск циркуляции каустика в аппаратах очистки установки Мегох и пуск системы нейтрализации каустика.
- Регенерация адсорберов для наземных осушителей газа, осушителей СУГ, системы амина и морской системы гликоля.

Базовой концепцией является предварительный пуск установок наземного и морского комплексов с использованием рабочих сред, не содержащих сероводорода. Предварительный пуск производится путем создания циркуляции в замкнутом контуре подводимых рабочих сред, не содержащих сероводорода.

Действия, выполняемые в морском комплексе:

- циркуляция дизельного топлива в замкнутом контуре через установку подготовки нефти;
- создание потока топливного газа в секции газа ВД за счет циркуляции топливного газа в замкнутом контуре по схеме «наземный комплекс — морской комплекс — наземный комплекс».

Действия, выполняемые в наземном комплексе:

- циркуляция стабилизированной нефти в замкнутом контуре в установке подготовки нефти (смесь дизельного топлива и бензина или дизельное топливо);
- подача топливного газа НД для трубопроводов верхнего продукта сепаратора и стабилизационной колонны к компрессору газа мгновенного испарения;
- режим работы компрессора газа мгновенного испарения с продувкой / прогрева топливного газа;
- создание потока топливного газа в установке подготовки газа за счет циркуляции топливного газа в замкнутом контуре, а также циркуляции топливного газа в замкнутом контуре по схеме «наземный комплекс - морской комплекс - наземный комплекс»;
- циркуляция импортированного СУГ в замкнутом контуре через установку подготовки ШФЛУ;
- циркуляция технической воды в замкнутом контуре через установку очистки кислой и нефтесодержащей воды.

Применение вышеописанной стратегии ввода в эксплуатацию позволяет произвести динамические испытания и настройку всех компонентов технологического комплекса для беспроблемной подготовки к подаче высокосернистых флюидов. Описанная процедура должна использоваться только для пуска из полностью остановленного состояния, когда на установке отсутствуют газ и нефть. Пуск установки после длительных периодов простоя должен производиться с использованием имеющихся на установке запасов рабочих сред вместо импортируемых рабочих сред; то есть вместо дизельного топлива должна использоваться сырая нефть из хранилища, вместо импортируемого СУГ должен использоваться СУГ из хранилища, вместо импортируемого топливного газа (из трубопровода Макат) должен использоваться товарный газ.

После останова и устранения приведших к нему причин оператор должен по новой выбрать режим работы компрессоров газа мгновенного испарения. После останова со сбросом давления выбор нормального режима работы компрессоров газа мгновенного испарения блокируется. В этом случае оператор должен выбрать режим продувки топливным газом и нагнетания давления, по завершении которого будет вновь доступен нормальный режим работы. Более подробные указания по данному вопросу приведены в процедуре пуска компрессоров газа мгновенного испарения в последующем разделе. В настоящем руководстве приводится описание пуска только установки подготовки нефти и компрессоров газа мгновенного испарения.

Установка подготовки газа запускается первой, и высокосернистый газ передается на установку очистки газов от сернистых соединений. Обессеренный газ передается на установку дегидратации и затем на установку регулирования точки росы. Установка подготовки газа и установки извлечения СУГ работают на полной циркуляции до тех пор, пока не будут достигнуты требуемые характеристики продуктов. Кислый газ с установки подготовки газа передается в предварительно прогретые печи установки извлечения серы. На первоначальном этапе газ передается в обход установки очистки хвостовых газов, и газ из установки извлечения серы направляется в термическую окислительную колонну до тех пор, пока не будут достигнуты нормальные условия.

Сырая нефть, полученная из наземного комплекса, передается в установку сепарации нефти и расположенные далее по потоку колонны. После сепарации газа мгновенного испарения запускаются компрессоры газа мгновенного испарения для подачи сырья в установку подготовки газа (установка газа мгновенного испарения должна быть в режиме рециркуляции и готова к приему газа от У-200/210).

8.3 ВЗАИМОЗАВИСИМОСТИ/РАЗРЕШАЮЩИЕ СИГНАЛЫ

Взаимозависимости с резервуарным парком

Резервуары товарного и некондиционного продукта на участке резервуарного парка должны быть готовы к принятию нефти из установки подготовки нефти. Также должна быть предусмотрена возможность подключения любого резервуара, когда в этом возникнет необходимость. Кроме того, должен быть подготовлен маршрут возврата содержимого резервуара некондиционного продукта во входной сепаратор нефти.

Взаимозависимости с системой очистки кислой воды

Следующие системы должны находиться в состоянии готовности и в полностью рабочем состоянии до начала пуска системы подготовки нефти:

- Подача подпиточной воды из Установки 560 в дегидратор;
- Система сбора кислой воды в Установке 560 для принятия пластовой воды из аппарата ВГФ.

Взаимозависимости с системой подготовки газа

Компрессоры газа мгновенного испарения могут быть запущены только после того, как установка подготовки газа будет готова к принятию высокосернистого газа. Это предполагает необходимость того, чтобы установка подготовки газа находилась в работе до того, как установка подготовки нефти будет введена в работу. Несмотря на возможность сброса на факел отходящего газа из входного сепаратора нефти и стабилизационной колонны вплоть до момента ввода установки подготовки газа в работу, это не рекомендуется делать, чтобы свести к минимуму сжигание на факеле газа с высоким содержанием H_2S .

Конденсат, скапливающийся в установке подготовки газа в различных каплеотбойных сепараторах, должен передаваться на переработку в установку подготовки нефти. Эта часть установки находится за границами установки подготовки нефти.

Взаимозависимости с установкой извлечения серы

Необходимо убедиться в том, что установка извлечения серы готова к принятию высокосернистого газа из аппарата ВГФ установки подготовки нефти.

Взаимозависимости с электростанцией

Принимается, что электростанция находится в работе и электроэнергия подается ко всем электрическим приводам на установке подготовки нефти. Тем не менее, перед пуском компрессоров газа мгновенного испарения или добавлением еще одной линии компримирования газа мгновенного испарения необходимо связаться с электростанцией, чтобы убедиться в наличии достаточных электрических мощностей для пуска этих машин, потребляющих большое количество энергии.

Взаимозависимости с промысловым нефтепроводом

Для возможности продувки азота контуры на участке входа нефти должны быть подключены к промысловому нефтепроводу, как описано ниже:

- Входной трубопровод нефти подключается до 200-VS-101 в обход входных теплообменников нефти 200-NA-101A/B путем подключения обводной линии R0- 007-12";
- Линия отвода воды из входного сепаратора нефти 200-VS-101 перекрывается;
- Клапан PCV-014B на линии сброса на факел переводится в открытое положение;
- Клапан PCV-014A на линии к компрессорам газа мгновенного испарения переводится в закрытое положение.

Азот из промыслового нефтепровода продувается на факел через клапан PCV-014B. Для наблюдения за уровнем во входном сепараторе нефти в случае поступления жидких продуктов предусмотрен датчик уровня 2001-LIC-004. При достижении уставки высокого уровня жидкость отводится в емкость закрытого дренажа путем открытия клапанов на линии 2001 -CD-020, CD-022 и CD-008.

Подключение систем инженерного обеспечения и дренажной системы

Необходимо убедиться в том, что изолирующие клапаны на всех присоединениях систем инженерного обеспечения на границах установки открыты. Данные клапаны снабжены средствами для опломбирования в открытом положении.

Ниже описаны системы инженерного обеспечения, которые должны быть подключены до начала пуска системы подготовки нефти.

Воздух КИП

Воздух КИП требуется для регулировки хода насосов дисульфидных масел A1-210-PD-102A/B и КИПиА. Воздух КИП также требуется для продувки щита ОВКВ, продувки электродвигателей компрессоров газа мгновенного испарения и компенсации утечек из электродвигателей компрессоров газа мгновенного испарения. Кроме того, воздух КИП требуется для

первоначальной зарядки систем пожаротушения. Воздух КИП поставляется из главного коллектора к установкам 200/210/360. Перед началом пуска установки необходимо убедиться, что запорные клапаны на всех линиях к отдельным КИПиА находятся в открытом положении. Кроме того, должна быть произведена продувка перед пуском.

Таблица 8.3.1

Воздух КИП	(м ³ /ч при ст.у.)	Кол-во	Потребление	Примечание
а) Регулирующие клапаны с электропневматическим позиционером	0,724	90	65,124	
б) двухпозиционный клапан	0,40	63	2,533	Примечание 1
с) Продувка панели ОВКВ	1,8	1	1,800	
д) Анализатор 2101-АТ-001	0,3	1	0,300	
е) Анализатор 2101-АТ-002	4,7	1	4,700	
ф) Щит КИПиА воздушного охладителя + привод жалюзи	0,9	86	77,400	
г) Анализатор кислорода 2101-АТ-201	25	1	25,000	
h) Продувка электродвигателей (компрессоры газа мгновенного испарения)			150,000	Примечание 2
и) Компенсация утечек из электродвигателей (компрессор газа мгновенного испарения)			60,000	
j) Воздух КИП для ОВКВ				
Регулирующие клапаны с электропневматическим позиционером	0,724	6	4,342	Примечание 3
Двухпозиционные клапаны	0,402	6	0,241	
Заслонки	0,800	58	4,640	Примечание 4
к) Системы пожаротушения			0,400	Примечание 5:
Итого			246,000	Примечание 6

Примечание 1: принимается, что одновременно меняется положение у 10% клапанов, включая клапаны ESV, EDV и XV.

Примечание 2: согласно требованиям к продувке компрессоров.

Примечание 3: принимается, что одновременно меняется положение у 10% клапанов.

Примечание 4: принимается, что одновременно меняется положение у 10% заслонок.

Примечание 5: указанный расход требуется только во время первоначальной зарядки.

Примечание 6: без учета пусковых требований для компрессора газа мгновенного испарения.

Пар и конденсат НД

Пар НД потребляется, а конденсат НД отводится из следующего оборудования:

- входной пусковой подогреватель нефти 200-НА-102;
- емкость деэмульгатора 200-ТС-101 (нагревательные змеевики внутри);
- емкость обратного деэмульгатора 210-ТС-101 (нагревательные змеевики внутри);
- емкость закрытого дренажа 550-ВА-153 (нагревательные змеевики внутри);

- подогреватель каустика, А1-210-НФ-104
- пусковые нагревательные змеевики воздушных холодильников (не требуются при пуске в летних условиях):

- 210- НХ -101 А-К
- 210- НХ -102 А-М
- 360- НХ -011 А, В
- 360- НХ -012 А, В
- 360- НХ -013
- 360-КФ-014 А/В/С
- 360- НХ -021 А, В
- 360- НХ -022 А, В
- 360- НХ -023
- 360-КФ-024 А/В/С

После завершения пуска наладки и пуска воздушных холодильников в проекте не требуется использование пусковых паровых нагревательных змеевиков. После завершения пуска наладки воздушных холодильников данные змеевики необходимо дренировать, чтобы исключить возможность их повреждения при замерзании. Змеевики с паром НД снабжены точкой изолирования и дренажа.

В таблице ниже 8.3.2 приведены сведения о потребности в паре НД технологической линии подготовки нефти, а также общих систем инженерного обеспечения и общих производственных объектов технологических линий подготовки нефти при пуске из полностью остановленного состояния.

Описание	Установка	Маркировочный номер	Одна Техн. линия	Техн. линия 1
			Расчетная производительность (кг/ч)	Потребность при пуске из полностью остановленного состояния (кг/ч)
Потребители пара НД				
Потребители пара НД — установка подготовки нефти				
Входной пусковой подогреватель нефти	200	НА-102/ 202/ 302	8 903	2 671
Блок демеркаптанзации нефти	210	XX-102/ 202/ 302	815	245
Закрытая дренажная емкость	550	VA-153/ 253/ 353	500	150
Подстанция №11, №21 и №31 ОВКВ		OT/SS/01А, В и 03	1 290	1 290
Блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи №1 и №8 ОВКВ		OT/SI/01 и 02	1 054	1 054
ОВКВ здания компрессоров газа мгновенного испарения		OT/CH/01 и 02	7 940	7 940
Потребители пара НД — объекты северной площадки ОЗХ, напрямую связанные с установкой подготовки нефти				
Резервуар хранения сырой нефти	220	TB-001/002/003	5 862	1 954
Закрытая дренажная емкость	550	VA-003/ 004	88	88

Потребители пара НД — зона инженерного обеспечения				
Подогреватель метанола	420	HF-001	0	0
Емкость технической воды	500	TA-001	29	29
Емкости пожарной/сырой воды	520	TA-001/ 002	286	286
Емкость деминерализованной воды	530	TA-003	21	21
Емкость деионизированной воды	530	TA-004	93	93
Закрытая дренажная емкость	550	VA-080	100	100
Колонна блока отпарки кислых стоков (ввод пара)	560	VJ-001	14 224	4 267
Емкость сырья блока отпарки кислых стоков	560	TA-001	142	142
Емкость воды для ввода в дегидратор	560	TA-002	101	101
Котлы пара ВД (змеевики для защиты от обледенения)	620	FG-001A/B/C	800	800
Деаэраторы	620	VH-001A/B/C	18 035	11 263
ОВКВ здания Metito		UT/WT/01 и 02	3 646	3 646
ОВКВ насосной зоны инженерного обеспечения		UT/PH/01, 02 и 03	2 237	2 237
ОВКВ насосной участка парогенераторов		SG/PH/01, 02 и 03	2 213	2 213
ОВКВ компрессорной зоны инженерного обеспечения		UT/CH/01	1 394	1 394
ОВКВ подстанции 3		UT/SS/01	316	316
ОВКВ SIS 3		UT/SI/01	219	219

ПРИНЯТЫЕ РАСЧЕТНЫЕ КРИТЕРИИ:

Примечание 1: ОВКВ, отопление и обогрев спутниками: в расчете использовалось значение полной производительности.

Примечание 2: технологическое оборудование, такое как теплообменники, ребойлеры: в расчете использовалось значение, равное 30% от полной производительности.

Примечание 3: потребители малой мощности: в расчете использовалось значение полной производительности.

В дополнение к этому, пар НД требуется для потребителей установки подготовки газа, потребителей установки извлечения серы и систем инженерного обеспечения, связанных с установкой подготовки газа и установкой извлечения серы. Общее расчетное количество пара НД, требуемое для установки подготовки нефти, установки подготовки газа и установки извлечения серы наземного комплекса при пуске из **полностью остановленного состояния, составляет 179295 кг/ч.**

Пар ВД / Конденсат ВД

В таблице 8.3.4 ниже приведены сведения о потребности в паре ВД технологической линии подготовки нефти, а также общих систем инженерного обеспечения и общих производственных объектов технологических линий подготовки нефти при пуске из полностью остановленного состояния.

Описание	Установка	Маркировочный номер	Техн. линия 1 Нормальное потребление	Потребление при пуске Техн. линии 1
Потребители пара ВД — установка подготовки нефти				
Ребойлер нафтоотгонной колонны	210	НА-103/ 203/ 303	83 520	25 056
Ребойлер стабилизатора	210	НА-101/ 201/ 301	80 769	24 231
Промежуточный итог — установка подготовки нефти			164 289	49 287
Потребители пара ВД — зона инженерного обеспечения				
Блок очистки отработанного каустика	570	XX-003	30	30
Промежуточный итог — системы инженерного обеспечения			30	30

Примечание 1: технологическое оборудование, такое как теплообменники, ребойлеры: в расчете использовалось значение, равное 30% от полной производительности.

В дополнение к этому, пар ВД требуется для потребителей установки подготовки газа, потребителей установки извлечения серы и систем инженерного обеспечения, связанных с установкой подготовки газа и установкой извлечения серы. Общее расчетное количество пара ВД, требуемое для установки подготовки нефти, установки подготовки газа и установки извлечения серы наземного комплекса при пуске из **полностью остановленного состояния, составляет 55510 кг/ч.**

Топливный газ

Топливный газ НД требуется для продувки факельных коллекторов и нагнетания давления при пуске на следующих участках:

- сырой нефти выше по потоку от входных теплообменников нефти 200-НА-101А/В;
- входной сепаратор нефти 200-VS-101;
- система верхнего продукта стабилизационной колонны 210-VE-101;
- емкость орошения фракционной колонны 210-VA-101;
- емкость ВГФ 210-VH-101;
- компрессор газа мгновенного испарения;
- емкость закрытого дренажа 550-VA-153;
- система продувки факельным газом;
- блок демеркаптанзации нефти.

Продувка факельных коллекторов производится перед пуском установки подготовки нефти.

Топливный газ ВД требуется в качестве уплотнительного газа в компрессорах газа мгновенного испарения 360-KC-010/020/030/040. Также закачивается топливный газ СД в нижнюю часть стабилизационной колонны сырой нефти (210-VE-101)

В таблице ниже представлены потребности в топливном газе НД/СД для ТЛ подготовки нефти и общих инженерных сетей и общей инфраструктуры для ТЛ нефти при пуске из полностью остановленного состояния.

Наименование	Установка	Маркировочный номер	Пуск из полн. остановл. состояния , всего	Пуск из полн. остановл. состояния, НД/СД в наземном комплексе	Пуск из полн. остановл. состояния , морской комплекс
			кг/ч	кг/ч	кг/ч
Стабилизационная колонный сырой нефти (закачка в нижнюю часть)	210	FG-001		Не эксплуатируется	
Вспомогательный топливный газ для факела (см. прим. 2)	230	FC-001/ 002	60000		
Компрессоры газа мгновенного испарения	360	KC-010/ 020/ 030/ 040	127	127	
Пуск газа на морской комплекс, прим. 1	420	XX-002	20000		20000
Котел пара ВД (пуск)	620	FG-001A/B/C	13700	13700	
Нефть					
Блок демеркаптанзации нефти	210	XX-102/ 202/ 302	243	243	
Емкость ГФУ пластовой воды	210	VH-101/ 201/ 301	58	58	
Закрытая дренажная емкость	550	VA-153/253/ 353	14	14	
Продувка факельной системы	200/ 210		44	44	
Продувка факельной системы	360		112	112	
Промежуточный итог — установка подготовки нефти			470	470	
Инженерные сети и внешнезаводские сооружения					
Продувка факела НД (вкл. НГС)	230		175	175	
Продувка факела ВД (вкл. НГС)	230		166	166	
Горячая продувка факела НД во время сбоев технологического процесса (см. прим. 2)	230		3000	3000	
Горячая продувка факела ВД во время сбоев технологического процесса (см. прим. 2)	230		3000	3000	
Запальные горелки факелов	230	FC-001/ 002	17	17	
Скруббер пластовой воды (см. Прим. 2)	560	VJ-002	660	660	
Котлы ОВКВ энергоустановки	690	XX-001/ 002/ 003	1050	1050	
Котлы ОВКВ промышленной зоны			350	350	
Промежуточный итог — системы инженерного обеспечения и внешнезаводские объекты			1758	1758	

Примечание 1: максимальное значение.

Примечание 2: периодически.

В дополнение к этому, топливный газ ВД/НД требуется для потребителей установки подготовки газа, потребителей установки извлечения серы и систем инженерного обеспечения, связанных с установкой подготовки газа и установкой извлечения серы. Общее расчетное количество топливного газа НД/ВД, требуемое для установок подготовки нефти, установок подготовки газа и установки извлечения серы наземного/морского комплекса при пуске из **полностью остановленного состояния (наземный комплекс), составляет 35175 кг/ч**. Общая потребность в топливном газе при пуске из **полностью остановленного состояния, включая наземный и морской комплексы, составляет 57317 кг/ч, за исключением 60000 кг/ч**, требуемых для коллектора вспомогательного газа факела.

Азот

Азот требуется для уплотнений компрессоров газа мгновенного испарения 36O-KC-010/020/03/040 и для продувки следующего оборудования блоков демеркаптанзации: экстрактор, окислительная колонна, сепаратор дисульфидов, продувочная емкость, емкость дегазации отработанного каустика, приемок каустика.

<u>Азот</u>	Нормальный расход (кг/ч)	Расчетный расход (кг/ч)	Примечание
Блок демеркаптанзации нефти (A1-21O-XX-102)	12	16	
Компрессор газа мгновенного испарения (A1-36O-KC-010)	69	89	
Блок закачки метанола (A1-36O-XX-001)	6	7	
Продувка	ноль	63	Примечание 1
Итого потребление по Очереди 1	87	174	

Примечание 1: потребность для продувки принята для одного аппарата в любой момент времени.

Система технической воды

Работы по пусконаладке данных систем должны быть завершены до начала процедуры промывки трубопроводов.

<u>Техническая вода</u>	Нормальный расход (кг/ч)	Расчетный расход (кг/ч)	Примечание
Для рукавных распределительных станций		20000	Примечание 1
Насос циркуляции каустика (A1-210-PA-105 A/B)	330	363	
Насос добавления воды/каустика установки Мегох (A1-210-PA-106)	-	9	Примечание 2
Насос отработанного каустика установки Мегох (A1-210-PA-108)	-	8	Примечание 2
Итого	330	20363	

Примечание 1: в работе находятся одна рукавная распределительная станция на Установках 200/210 и одна станция на Установке 360.

Примечание 2: периодический расход.

Система деминерализованной воды

Деминерализованная вода требуется для бака ввода катализатора A1-210-VN-103 и буферной емкости воды A1-210-VA-103.

<u>Деминерализованная вода</u>	<u>Нормальный расход (кг/ч)</u>	<u>Расчетный расход (кг/ч)</u>	<u>Примечание</u>
Насос добавления воды/каустика установки Мегох (А1-210-РА-106)	-	17000	Примечание 1
Для добавления катализатора установки Мегох	-	3000	Примечание 1
Насос закачки воды установки Мегох (А1-210-PD-104 А/В)	100		
Анализатор установки Мегох	60		
Подстанция (ОТ/SS/01)	ноль	35	Примечание 1
Блок-бокс анализатора (ОТ/AS/01 А/В)	ноль	4	Примечание 1
Итого	160	17000	

Примечание 1: периодический расход.

Влажный воздух

Влажный воздух требуется для бака ввода катализатора А1-210-VN-103.

<u>Влажный воздух</u>	<u>Нормальный расход (м³/ч при ст.у.)</u>	<u>Расчетный расход (м³/ч при ст.у.)</u>
Блок демеркаптанзации нефти (А1-210-XX-102)	515-	620
Распределительная станция средств инженерного обеспечения	ноль	100
Всего	515	720

Вода для пожарных нужд

Работы по пусконаладке данной системы должны быть завершены до начала пуска систем подготовки нефти.

Все электрические системы и системы освещения, включая аварийные резервные источники питания

Работы по пусконаладке данной системы должны быть завершены до начала пуска систем подготовки нефти. Общая электрическая мощность, требуемая для пуска установок нефти, газа и серы из полностью остановленного состояния, включая системы инженерного обеспечения и общие производственные объекты, составляет 58 557 кВт.

Закрытая дренажная система — Установка подготовки нефти

Перед вводом в эксплуатацию закрытой дренажной системы необходимо выполнить следующее:

- проверить выполнение всех соединений трубопроводов и КИПиА согласно СКИП и убедиться, что кольцевые заглушки на них находятся в закрытом положении;
- убедиться, что трубопроводы были продуты азотом и в системе поддерживается избыточное давление;
- убедиться, что концентрация воздуха и (или) кислорода в оборудовании и трубопроводах систем топливного газа ниже 0,5%;
- убедиться в наличии парового змеевика в сборной емкости закрытого дренажа.

Подключение сборной емкости закрытого дренажа

- Подключить датчики 5501-LT-201/202, 5501-TT-203 к сборной емкости закрытого дренажа.
- Подключить насос закрытого дренажа 550-PH-153 А путем открытия клапанов на его всасывании и нагнетании.
- Открыть шаровой кран диаметром 6 дюймов на линии выхода газа в факельный коллектор НД и убедиться, что он опломбирован в открытом положении.
- Подключить трубопровод топливного газа к сборной емкости закрытого дренажа.

- Подать напряжение на насос закрытого дренажа 550-PH-153A. Настроить регулятор уровня в сборной емкости закрытого дренажа 5501-LIC-202 на автоматический пуск/останов насоса закрытого дренажа.
- Шаровой кран диаметром 2" на линии отвода шлама должен быть закрыт.
- Убедиться, что в систему уплотнений насоса подается азот.
- Начать продувку топливным газом сборной емкости закрытого дренажа, поддерживая избыточное давление 0,1-0,2 бар изб. в сборной емкости закрытого дренажа путем срабатывания газа в факельный коллектор НД.

Необходимо периодически проверять подачу топливного газа для обеспечения наличия продувочного газа.

Теперь сборная емкость закрытого дренажа 550-VA-153 и насос 550-PH-153A находятся в рабочем режиме.

Дренирование в сборную емкость закрытого дренажа должно осуществляться в рамках контролируемой процедуры, позволяющей обеспечить наличие достаточного свободного объема в данной емкости до начала любых операций по дренированию. В случае очень высокого расхода на входе в систему закрытого дренажа или автоматического отключения насоса 550-PH-153 во время дренирования датчик 5501-LAN 202 будет показывать высокий уровень в сборной емкости закрытого дренажа с подачей аварийного сигнала, чтобы оператор мог принять необходимые меры.

Жидкость, собранная в емкости закрытого дренажа, передается в факельный каплеотбойный сепаратор 230-VN-003 насосом 550-PH-153A. На нагнетании насоса установлен сферический капан для ручного регулирования расхода в линии от сборной емкости закрытого дренажа в факельный каплеотбойный сепаратор.

Примечание: объем однократной откачки из системы закрытого дренажа следует ограничивать объемом одной емкости; тем не менее, при обнаружении высокого уровня в факельном сепараторе 230-VN-003 клапан 230-ESV-003 будет закрыт, и насос (насосы) сборной емкости закрытого дренажа будет принудительно переведен на циркуляцию с минимальным расходом.

Закачка химических реагентов

На производственном объекте требуются различные химические реагенты для обеспечения протекания производственных процессов и защиты технологических сооружений во время останова.

В блок подачи химреагентов (на установке подготовки нефти) входит оборудование для хранения и распределения химреагентов, таких как деэмульгатор и метанол.

В блок подачи химреагентов (на установке подготовки пластовой воды) входит оборудование для хранения и распределения обратного деэмульгатора.

Химреагенты заливаются в стационарные емкости хранения химреагентов.

Деэмульгатор и обратный деэмульгатор

Для залива деэмульгатора и обратного эмульгатора из барабанов в емкости хранения химреагентов используются переносные насосы для разгрузки барабанов. Перед разгрузкой в соответствующие емкости хранения химреагентов блока дозирования необходимо провести анализ продукта, находящегося в барабанах, чтобы исключить возможность передачи в системы дозирования не тех химреагентов.

Убедиться в том, что воздушники емкостей хранения химреагентов поддерживаются в чистоте и к ним присоединены линии для сброса в атмосферу в безопасном месте. Воздушники требуются для того, чтобы исключить создание в емкостях хранения химреагентов избыточного давления при заливке в них химреагентов. Уровнемеры на емкостях хранения химреагентов должны быть чистыми и видными с точки залива.

По окончании залива химреагентов необходимо очистить пневматический насос от остатков продукта и передать его на хранение в чистом виде для последующего залива других химреагентов.

Химреагенты подаются к соответствующим точкам закачки с помощью дозирующих насосов с электроприводом. Убедиться в том, что емкости заполнены соответствующими химреагентами и что участок вокруг емкостей и насосов поддерживается в чистоте.

Подключить емкость химического реагента, запустить насос, открыть клапан на нагнетании и отрегулировать подачу дозирующего насоса в соответствии с указаниями для данной системы.

Подача всех насосов регулируется вручную у головки насоса.

Для поддержания зимой температуры в емкости на уровне 20°C предусмотрены паровые змеевики. Для подогрева предусмотрены регулирующие клапаны с минимальным ограничением подачи. Вместе с тем, во время эксплуатации должны приниматься меры предосторожности во избежание перегрева в летних условиях. Паровые змеевики снабжены необходимыми устройствами отключения и дренирования, которые задействуются при отключении змеевиков летом.

Так как деэмульгатор и обратный деэмульгатор могут вызывать ожоги и оказывать раздражающее воздействие на дыхательные пути, при обращении с данными химреагентами необходимо соблюдать соответствующие меры предосторожности. В качестве меры первой помощи следует промыть глаза и кожу большим количеством воды. На участке предусмотрены аварийные душевые.

Метанол

Залив метанола в емкость хранения производится из автоцистерн. Для емкости хранения метанола необходимо убедиться в подключении линии сдувок и рабочем состоянии клапанов PCV на этой линии. Уровнемеры на емкостях хранения химреагентов должны быть чистыми и видными с точки залива. В качестве меры предосторожности перед началом залива необходимо заземлить автоцистерну.

Если метанол разгружается из барабанов, то перед разгрузкой в емкость хранения метанола блока дозирования необходимо провести анализ продукта, находящегося в барабанах, чтобы исключить возможность передачи в системы дозирования не тех химреагентов.

Метанол подается к соответствующим точкам закачки с помощью дозирующих насосов с электроприводом. Следует убедиться в том, что участок вокруг емкости и насоса поддерживается в чистоте.

Подключить емкость химического реагента, запустить насос, открыть клапан на нагнетании и отрегулировать подачу дозирующего насоса в соответствии с указаниями для данной системы. Подача всех насосов регулируется вручную у головки насоса.

Так как метанол является опасной и легковоспламеняющейся жидкостью, при обращении с ним необходимо соблюдать меры предосторожности. После обращения с веществом необходимо тщательно помыть руки водой. Данный химический реагент следует использовать только в хорошо проветриваемом месте. Не допускать попадания в желудочно-кишечный тракт и дыхательные пути. На участке предусмотрены аварийные душевые. Блок метанола фактически огорожен забором, доступ к нему ограничен замком, а сигнал активации двери привязан к PCV.

Комплектная установка обработки пластовой воды

До того, как комплектная установка обработки пластовой воды, состоящая из гидроциклона 210-VX-101, аппарата ВГФ 210-VH-101 и резервуар хранения нефти A1-210-VA-109, сможет принимать содержащие углеводороды жидкие среды, необходимо выполнить следующее:

- проверить выполнение всех присоединений трубопроводов и КИПиА согласно СТКИП;
- убедиться, что трубопроводы были продуты азотом и в системе поддерживается избыточное давление;
- убедиться, что концентрация воздуха и (или) кислорода в оборудовании и трубопроводах систем топливного газа ниже 0,5%.

Подвести поток подпиточной промывочной воды от границ установки к входному сепаратору нефти 200-VS-101, оставив клапаны 2101-ESV-004, 2101-LCV-003 и ручной клапан диаметром 2 дюйма на перемычке в открытом положении, а клапан 2101-FCV-001 — в закрытом положении. Вода заполнит отстойник во входном сепараторе нефти, и когда уровень превысит критически низкую отметку (по показаниям 2001-LT-007), следует открыть клапан 2101-ESV-008

(ЕМОС16802), чтобы вода начала поступать в гидроциклон. Когда гидроциклон будет заполнен, вода станет перетекать в аппарат ВГФ. Заполнить аппарат ВГФ до 50% от его полного объема. Запустить насосы воды ВГФ 210-РА-112А/В и начать циркуляцию воды назад во входной сепаратор нефти 200-VS-101 через клапан 2101-FCV-027 на байпасе с минимальным расходом. Начать циркуляцию воды в контуре. (Подробные указания см. в Рабочей инструкции, ссыл. [Е.131].

После стабилизации циркуляции закрыть клапан на перемычке линии подпиточной свежей воды.

8.4 ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА

Идея состоит в том, чтобы первоначально удалить максимальное количество легких фракций и H_2S путем испарения во входном сепараторе нефти, работающем при пониженном давлении, и выполнить чрезмерную стабилизацию нефти в стабилизационной колонне, работающей при повышенной температуре в кубовой части.

В ходе данного процесса пары из входного сепаратора нефти и стабилизационной колонны отводятся на факел НД вместо установки компримирования газа мгновенного испарения.

После того, как будет введена в работу фракционная колонна, входной сепаратор нефти и стабилизационная колонна переводятся в режим работы при нормальных рабочих условиях. После этого отделяемые пары могут отводиться на установку компримирования газа мгновенного испарения при условии, что установка подготовки газа будет готова к принятию данного потока сырья.

Необходимо убедиться в том, что запорные клапаны на границах установки на присоединениях технологических систем и систем инженерного обеспечения находятся в открытом положении. Данные клапаны снабжены средствами для опломбирования в открытом положении.

8.5 ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ

8.5.1 Установка 200 - Входной сепаратор нефти

См. ссыл. [Е.77-81]

Входной сепаратор нефти

- Подключить уровнемерную колонку для измерения уровня раздела фаз нефть-вода во входном сепараторе нефти 200-VS-101.
- Подключить уровнемерную колонку в секции нефти.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что два дренажа жидкости из наземного входного сепаратора нефти в сборную емкость закрытого дренажа закрыты.
- Убедитесь, что 2001-PSV-012/013 подключены к факельному коллектору, а блокировки предохранительных клапанов установлены в соответствии с последними версиями СТИКПИА.

Линия подачи нефти во входной сепаратор нефти

- Убедитесь, что система обогрева включена на сепараторе нефти и соответствующих линиях.
- Подключить входной сепаратор нефти путем открытия всех ручных клапанов до КАО 2001-ESV-001/002 на линии подачи нефти.
- Закрыть клапаны 2001-HCV-002 и 2001-HCV-003 на входе 200-НА-101 А и В соответственно для перекрытия данного маршрута.
- Открыть путь прохождения среды через входной пусковой подогреватель нефти 200-НА-102 к впускному штуцеру N1 наземного входного сепаратора нефти 200-VS-101.
- Открыть путь прохождения пара и конденсата НД к входному пусковому подогревателю нефти 200-НА-102.
- Убедиться, что 2001-PSV-008 подключен к факельному коллектору.
- Открыть ввод деэмульгатора в линию подачи нефти.

Линия воды из входного сепаратора нефти

- Линия отвода воды подключается к комплектной установке обработки пластовой воды путем открытия ручных запорных клапанов. Перевести регулирующий клапан уровня 2001-LCV-006 на линии воды в автоматический режим.

Подключение линии паров из входного сепаратора нефти

- Линия отвода паров из входного сепаратора нефти 200-VS-101 остается подключенной к факельному коллектору до тех пор, пока не будет готова к работе система компримирования газа мгновенного испарения.
- Убедиться, что КАО 2001-ESV-005 на линии к установке компримирования газа мгновенного испарения находится в закрытом положении.

Подключение входных насосов нефти

- Убедиться, что выход жидкости из сепаратора подключен к входным насосам нефти 200-PA-101A/B/C через общий коллектор на всасывании.
- Закрыть дренажи входных насосов нефти.
- Убедиться, что линия нагнетания входных насосов нефти подключена к дегидратору.
- Убедиться, что линия минимального расхода от нагнетания насосов к входному сепаратору нефти подключена.

8.5.2 Установка 210

Ссыл. [Е.82-111]

Подключение дегидратора

- Подключить уровнемерные колонки на дегидраторе 210-VU-101.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-002/003 подключены к факельному коллектору, а блокировки предохранительных клапанов установлены в соответствии с последними версиями СТИПИА.
- Закрыть клапан на линии в обход дегидратора 2101-RO-008.

Подключение линии нефти к стабилизационной колонне

- Убедиться, что линия от входных насосов нефти к дегидратору через теплообменник 210-NA-102 к стабилизационной колонне подключена.
- Убедиться, что линия из дегидратора к штуцеру ввода сырья в верхнюю часть стабилизационной колонны через клапан 210-FCV-005 подключена.
- Убедиться, что воздушники и дренажи на теплообменнике находятся в закрытом положении.
- Убедиться, что 2101-PSE-074/077 подключены к факельному коллектору.

Подключение контура воды к дегидратору

- Убедиться, что линия подпиточной промывочной воды к входному смесителю дегидратора 210-ZE-101 подключена.
- Убедиться, что выход воды из дегидратора подключен к насосам циркуляции воды 210-PA-102A/B через общий коллектор на всасывании.
- Закрыть дренажи насосов циркуляции воды.
- Убедиться, что нагнетание насоса подключено к входному смесителю дегидратора.

Подключение стабилизационной колонны

- Подключить уровнемерные колонки на стабилизационной колонне 210-VE-101.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-015/016 подключены к факельному коллектору и что защитные блокировки клапанов находятся на месте.
- Закрыть все клапаны на дренажных линиях стабилизационной колонны.
- Закрыть 2101-ESV-005 на отводящей линии из стабилизационной колонны во фракционную колонну. (Почему? Не требуется. Все устройства должны быть подключены)
- Подключить анализатор содержания ВГО 2101-AT-004.

Подключение системы Сплиттера Нафты

- Подключить уровнемерные колонки на сборнике конденсата ребойлера сплиттера нафты 210-VN-101.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-040/041 подключены, а блокировки предохранительных клапанов установлены в соответствии с последними версиями СТИПИА.
- Убедиться, что линии пара ВД и конденсата ВД сборника конденсата ребойлера сплиттера нафты 210-VN-101 подключены.
- Закрыть все клапаны на дренажных линиях сборника конденсата ребойлера сплиттера нафты 210-VN-101.

Подключение системы верхнего продукта стабилизационной колонны

- Открыть путь прохождения потока сырья в верхнюю часть стабилизационной колонны через 2101-FCV-005.
- Убедиться, что линии отвода воды с тарелок в верхней части стабилизационной колонны подключены к насосам воды стабилизационной колонны 210-PA-110A/B через общий коллектор на всасывании.
- Убедиться, что нагнетание насоса подключено к впускному штуцеру входного сепаратора нефти.
- Закрыть дренажи насосов воды стабилизационной колонны.

Подключение нафтоотгонной колонны

- Подключить уровнемерные колонки на нафтоотгонной колонне 210-VE-102.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что один из клапанов 2101-PSV-024/025 подключен к факельному коллектору и что защитные блокировки клапанов находятся на месте. Один клапан в открытом положении другой в закрытом.
- Закрыть все клапаны на дренажных линиях нафтоотгонной колонны.

Подключение системы ребойлера

- Подключить уровнемерные колонки на сборнике конденсата ребойлера нафтоотгонной колонны 210-VN-102.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-042/043 подключены, а блокировки предохранительных клапанов установлены в соответствии с последними версиями СТИПИА.
- Убедиться, что линии пара ВД и конденсата ВД сборника конденсата ребойлера нафтоотгонной колонны 210-VN-102 подключены.
- Закрыть все клапаны на дренажных линиях сборника конденсата ребойлера нафтоотгонной колонны 210-VN-102.

Подключение системы верхнего продукта нафтоотгонной колонны

- Убедиться, что линия верхнего продукта нафтоотгонной колонны подключена к конденсатору 210-НС-101.
- Убедиться, что линия на выходе конденсатора 210-НС-101 подключена к емкости орошения нафтоотгонной колонны 210-VA-101.
- Убедиться, что выход жидкости из емкости орошения нафтоотгонной колонны 210-VA-101 подключен к насосам орошения нафтоотгонной колонны 210-PA-104A/B через общий коллектор на всасывании.
- Убедиться, что нагнетание насоса подключено к линии орошения нафтоотгонной колонны.
- Подключить уровнемерные колонки на емкости орошения нафтоотгонной колонны 210-VA-101.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что один из клапанов 2101-PSV-036/037 подключен к факельному коллектору.

- Закрыть все клапаны на дренажных линиях емкости орошения нафтоотгонной колонны 210-VA-101.
- Закрыть дренажи насосов орошения нафтоотгонной колонны.

Подключение системы кубового продукта нафтоотгонной колонны

- Убедиться, что выход кубового продукта нафтоотгонной колонны подключен к общему коллектору на всасывании насоса кубового продукта фракционной колонны 210-PA-101A/B через подогреватель сырья стабилизационной колонны 210-NA-102.
- Закрыть дренажи насосов кубового продукта фракционной колонны.

Линия отвода нефти

- Убедиться, что выход жидкости из нафтоотгонной колонны 210-VE-102 подключен к общему коллектору на всасывании насосов кубового продукта нафтоотгонной колонны 210-PA-101A/B через подогреватель сырья стабилизационной колонны 210-NA-102.
- Убедиться, что нагнетание насосов подключено к холодильнику экспортной нефти 210-NC-102 в обход входных теплообменников нефти 210-NA-101A/B путем открытия клапана 2001-TCV-004.
- Убедиться, что линия из 2001-TCV-004 к холодильнику экспортной нефти подключена.
- Убедиться, что линия из холодильника экспортной нефти к резервуару некондиционной нефти подключена.
- Подключить анализаторы 2101-AT-001, 2101-AT-002 для определения содержания RVP, H₂S, RSH.

Подключение экстрактора 210-VC-101

- Убедиться, что линия подачи сырья из Установки 210 (поток легкой нефти из системы верхнего продукта фракционной колонны) подключена к экстрактору.
- Убедиться, что линия каустика от насосов циркуляции каустика к верхней тарелке экстрактора подключена.
- Убедитесь, что короткий контур линии подачи щелочи (поток насосов минимальной рециркуляции щелочи) насосов рециркуляции каустика к окислителю подключен.
- Убедиться, что линия продукта (в верхней части экстрактора) к коллектору отвода нефти (за границами установки) подключена.
- Подключить уровнемерную колонку экстрактора.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что дренажные линии из экстрактора в коллектор закрытого дренажа закрыты.
- Убедиться, что присоединения воздушников и продувочные присоединения закрыты.
- Убедиться, что присоединения для отбора проб на линии продукта (верхняя часть экстрактора) и линии насыщенного каустика (нижняя часть экстрактора) подключены.
- Убедиться, что 2101-PSV-201/250 подключены к факельному коллектору НД.

Емкость выделения каустика (210-VA-106)

- Убедиться, что подающая линия из экстрактора (поток легкой нефти/смесь каустика из системы верхнего продукта экстрактора) подключена.
- Убедиться, что линия продукта, идущая назад к экстрактору, подключена.
- Подключить уровнемерную колонку емкости выделения каустика.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что дренажные линии из емкости выделения каустика в коллектор закрытого дренажа закрыты.
- Убедиться, что присоединения воздушников и продувочные присоединения закрыты.
- Убедиться, что присоединение для переносного насоса на емкости выделения каустика подключено и готово к использованию.
- Убедиться, что 2101-PSV-253/255 подключены к факельному коллектору НД.

Подключение бака ввода катализатора 210-VN-103

- Подключить линии подачи технического воздуха и деминерализованной воды в бак ввода катализатора.

- Подключить линию на выходе из бака ввода катализатора к трубопроводу нижнего продукта экстрактора.
- Убедиться в наличии достаточного количества катализатора.
- Убедиться, что 2101-PSV-205 подключен.

Подогреватель каустика 210-HF-104

- Подключить линию каустика из нижней части экстрактора к подогревателю каустика.
- Убедиться, что трубопроводы пара НД и конденсата НД подключены.

Подключение окислительной колонны 210-VF-102

- Убедиться, что в окислительную колонну загружена насадка и аппарат готов к работе.
- Подключить линию каустика от подогревателя каустика к окислительной колонне.
- Убедиться, что присоединения воздушников, дренажей и продувочных линий закрыты.

Подключение сепаратора дисульфидов 210-VS-101

- Убедиться, что в сепаратор дисульфидов загружена насадка и аппарат готов к работе.
- Убедиться, что подающая линия от окислительной колонны к сепаратору дисульфидов подключена.
- Убедиться, что линия отвода отработанного воздуха из сепаратора дисульфидов в продувочную емкость или к термическим окислительным колоннам подключена.
- Убедиться, что линия дисульфидных масел из сепаратора дисульфидов к всасыванию насосов дисульфидных масел подключена.
- Убедиться, что линия каустика из сепаратора дисульфидов к всасыванию насосов циркуляции каустика подключена.
- Подключить уровнемерную колонну на трубе и основном корпусе сепаратора дисульфидов.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что присоединения воздушников и продувочные присоединения закрыты.
- Убедиться, что присоединения для отбора проб на линии отработанного воздуха (верхняя часть сепаратора дисульфидов) и линии каустика (нижняя часть сепаратора дисульфидов) подключены.
- Подключить анализатор 2101-AT-201 для обнаружения присутствия кислорода в линии отработанного воздуха.
- Убедиться, что 2101-PSV-211/251 подключены к факельному коллектору НД.

Подключение продувочной емкости 210-VA-102

- Убедиться, что в продувочную емкость загружена насадка и аппарат готов к работе.
- Убедиться, что линия отработанного воздуха от сепаратора дисульфидов к продувочной емкости подключена.
- Убедиться в наличии гидрозатвора в продувочной емкости.
- Убедиться, что дренажная линия закрыта.

Подключение емкости дегазации отработанного каустика 210-VA-105

- Убедиться, что подающая линия каустика от насосов циркуляции каустика подключена.
- Убедиться, что линия отвода нижнего продукта к насосам отработанного каустика подключена.
- Убедиться, что линия от воздушника подключена к факельному коллектору НД.
- Подключить уровнемерную колонку.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что присоединения воздушников, дренажей и продувочных линий закрыты.

Подключение буферной емкости воды 210-VA-103

- Подключить подающую линию деминерализованной воды к буферной емкости воды.
- Подключить переливную линию.

- Подключить линию на выходе к всасыванию насоса добавления воды/каустика и к всасыванию насосов закачки воды.
- Убедиться, что воздушник и дренаж прибора для измерения уровня закрыты.

Подключение прямка каустика 210-VA-104

- Убедиться, что подающая линия (для отвода каустика из различного оборудования) подключена.
- Убедиться, что линия азота для создания азотной подушки подключена.
- Убедиться, что присоединения для продувки и откачки шлама закрыты.
- Убедиться, что насос прямка каустика установлен и готов к работе.
- Убедиться, что 2101-PSV-232 подключен к факельному коллектору НД.

Подключение насосов циркуляции каустика 210-PA-105 A/B

- Убедиться, что линия каустика из сепаратора дисульфидов к всасыванию насосов циркуляции каустика подключена.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.

Подключение насоса подпитки водой/каустиком 210-PA-106

- Убедиться, что линия каустика от границ установки к всасыванию насоса и линия деминерализованной воды от буферной емкости воды к всасыванию насоса подключены.
- Убедиться, что дренаж насоса закрыт.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.

Подключение насоса отработанного каустика 210-PA-108

- Убедиться, что линия каустика от емкости дегазации отработанного каустика к всасыванию насоса подключена.
- Убедиться, что дренаж насоса закрыт.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.

Подключение насоса прямка каустика 210-PA-107

- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.

Подключение насосов дисульфидных масел 210-PD-102 A/B

- Убедиться, что линия дисульфидных масел из сепаратора дисульфидов к всасыванию насосов дисульфидных масел подключена.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.
- Убедиться, что 2101-PSV-212/213 на нагнетании подключены к линии всасывания.
- Убедиться, что присоединение для отбора проб на линии нагнетания подключено.

Подключение насосов закачки каустика 210-PD-103 A/B

- Убедиться, что линия каустика от границ установки к всасыванию насоса подключена.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.
- Убедиться, что 2101-PSV-222/223 на нагнетании подключены к линии всасывания.

Подключение насосов закачки воды 210-PD-104 A/B

- Убедиться, что линия деминерализованной воды от буферной емкости воды к всасыванию насоса подключена.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.
- Убедиться, что 2101-PSV-221/227 на нагнетании подключены к линии всасывания.

Подключение входных бустерных насосов пластовой воды 210-PA-115A/B (еще не установлены)

- Убедиться, что обеспечена подача пластовой воды от входного сепаратора на всас насоса.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.

Подключение твердо-жидкостного гидроциклона пластовой воды 210-VA-116 (на консервации)

- Убедиться, что все дренажи и воздушники на аппарате закрыты.
- Убедиться, что клапаны на линии промывочной воды от установки очистки шлама закрыты.
- Убедиться, что подключена линия пластовой воды от входного сепаратора нефти через бустерные насосы на входной стороне твердо-жидкостного гидроциклона и от твердо-жидкостного гидроциклона к жидкостно-жидкостному гидроциклону.

Подключение жидкостно-жидкостного гидроциклона пластовой воды 210-VX-101

- Убедиться, что 2101-PSV-133/198 подключены к факельному коллектору НД.
- Убедиться, что линия обратного деэмульгатора подключена.
- Убедиться, что линия дозирования флокулянта подключена.
- Убедиться, что все дренажи и воздушники на аппарате закрыты.
- Подключить линию пластовой воды от твердо-жидкостного гидроциклона к входу жидкостно-жидкостному гидроциклона.

Подключение емкости ВГФ пластовой воды 210-VH-101

- Подключить уровнемерную колонку емкости.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-134 и 135 подключены к факельному коллектору НД.
- Убедиться, что все дренажи и воздушники на аппарате закрыты.
- Убедиться, что линия сернистого газа от емкости ВГФ на установку серы подключена через 2101-PCV-136.
- Подключить линию удаляемой нефти от гидроциклона к емкости ВГФ через 2101-PDCV-132.
- Подключить линию пластовой воды от гидроциклона к емкости ВГФ через 2101-LCV-006.

Подключение емкости хранения нефти 210-VA-109/209 (установлена на ТЛ1 и ТЛ2)

- Убедиться, что 2101-PSV-012A/B подключены к факельному коллектору НД.
- Подключить уровнемерную колонку емкости.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что все дренажи и воздушники на аппарате закрыты.
- Убедиться, что линия сернистого газа от емкости хранения нефти на установку серы подключена через 2101-PCV-003.
- Подключить линию нефти от емкости хранения нефти к входному сепаратору через насосы перекачки нефти 210-PC-102 A/B.

Подключение насосов извлечения нефти 210-PC-102 A/B (установлена на ТЛ1 и ТЛ2)

- Убедиться, что нефтепровод от резервуара хранения нефти подключен к всасу насоса.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что 2101-PSV-021 A/B на нагнетании подключены к линии всасывания.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена к входному сепаратору.

Подключение насосов нефти ВГФ 210-PC-111 A/B

- Убедиться, что линия нефти от емкости ВГФ подключена к всасыванию насоса.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линия нагнетания насоса подключена.
- Убедиться, что 2101-PSV-169 A/B на нагнетании подключены к линии всасывания.
- Убедиться, что линия рециркуляции в аппарат ВГФ подключена через 2101-PCV-167.

Подключение насосов воды ВГФ 210-PA-112 A/B

- Убедиться, что линия воды от емкости ВГФ подключена к всасыванию насоса.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линии нагнетания насосов подключены через 2101-LCV-046 и 2101-FCV-027.
- Убедиться, что линия рециркуляции в емкость ВГФ подключена через 2101-FO-028.

Подключение коллектора всасывания компрессоров газа мгновенного испарения

- Убедиться, что линии от входного сепаратора нефти и из верхней части стабилизационной колонны каждой установки подготовки нефти были подключены.
- Убедиться, что запорный клапан 3600-ESV-100/200/300/400 на входе каждой технологической линии находится в закрытом положении.
- Убедиться, что датчик 3600-PIC-001 был подключен.

Сепаратор на всасывании компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени (360-VN-011)

- Убедиться, что линия подачи в каплеотбойный сепаратор из коллектора на всасывании компрессоров газа мгновенного испарения подключена.
- Убедиться, что линия из верхней части каплеотбойного сепаратора к компрессору газа мгновенного испарения подключена.
- Убедиться, что линия жидкости из каплеотбойного сепаратора на вход насоса подключена.
- Убедиться, что линии на входе и выходе аппарата были подвергнуты химической очистке в соответствии с требованиями.
- Убедиться, что дренажи емкости закрыты.
- Подключить уровнемерную колонку емкости.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 3600-PSV-100/101 подключены к факельному коллектору ВД.

Компрессор газа мгновенного испарения (1-я ступень)

- Убедиться, что линия подачи к компрессору газа мгновенного испарения была подключена и подвергнута надлежащей химической очистке.
- Убедиться, что фильтр грубой очистки на всасывании компрессор был смонтирован и подключен.
- Убедиться, что противопомпажная линия и линия на выходе компрессора газа мгновенного испарения подключены.
- Во время первоначального ввода в эксплуатацию вместо противопомпажного клапана (3600-USV-185) использовался многоступенчатый блок ограничительных диафрагм 3600-FO-110. Убедиться, что он установлен вместо противопомпажного клапана.
- Убедиться, что подключены все коммуникации (т. е. смазочное масло, азот, уплотнительный газ, воздух КИП, пар/конденсат НД).
- Убедиться, что все КИПиА подключены в соответствии с СТКИП поставщиков.
- Убедиться, что 3600-PSV-112/113 подключены к факельному коллектору ВД.

Охладитель рециркуляции компрессора газа мгновенного испарения 1-й ступени

- Убедиться, что линии на входе и выходе холодильника рециркуляции были подключены и на них были выполнены пусконаладочные работы, включая химическую обработку.
- Убедиться, что вентилятор с жалюзи были подключены и исправно работают для регулирования рециркуляции воздуха.

Входной охладитель компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени

- Убедиться, что линии на входе и выходе холодильника рециркуляции были подключены и на них были выполнены пусконаладочные работы, включая химическую обработку.
- Убедиться, что вентилятор с жалюзи были подключены и исправно работают для регулирования рециркуляции воздуха.
- Убедиться, что линия рециркуляции газа от противопомпажной линии 2-й ступени компримирования подключена.

Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени (360-VN-012)

- Убедиться, что линия подачи в каплеотбойный сепаратор от холодильника на входе компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени подключена.
- Убедиться, что линия из верхней части каплеотбойного сепаратора к компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени подключена.
- Убедиться, что линия конденсата к нагнетанию насоса подключена.
- Убедиться, что линии на входе и выходе аппарата были подвергнуты химической очистке в соответствии с требованиями.
- Убедиться, что дренажи емкости закрыты.

- Подключить уровнемерную колонку емкости.
- Убедиться, что линия метанола от насоса метанола к точке дозирования подключена.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 3600-PSV-115/116 подключены к факельному коллектору ВД.

Компрессор газа мгновенного испарения (2-я ступень)

- Убедиться, что линия подачи к компрессору газа мгновенного испарения была подключена и подвергнута надлежащей химической очистке.
- Убедиться, что фильтр грубой очистки на всасывании компрессор был смонтирован и подключен.
- Убедиться, что противопомпажная линия и линия на выходе компрессора газа мгновенного испарения подключены.
- Во время первоначального ввода в эксплуатацию вместо противопомпажного клапана (3600-USCV-190) использовался многоступенчатый блок ограничительных диафрагм 3600-FO-111. Убедиться, что он установлен вместо противопомпажного клапана.
- Убедиться, что подключены все коммуникации (т. е. смазочное масло, азот, уплотнительный газ, воздух КИП, пар/конденсат НД).
- Убедиться, что все КИПиА подключены в соответствии с СТКИП поставщиков.
- Убедиться, что оба 3600-PSV-127/128 подключены к факельному коллектору ВД. (было инициировано электронное УИ 17940 для того, чтобы обе предохранительные клапаны оставались открытыми согласно расчетам Аткинса касательно проблемы избыточного давления в сосуде).
- Убедиться, что ручной двухпозиционный клапан 3600-XV-110 к факелу и 3600-EDV-104 были подключены.
- Убедиться, что линии от воздушников на корпусе компрессора подключены и выведены в безопасное место.
- Убедиться, что все дренажи из корпуса компрессора были подключены надлежащим образом к системе закрытого дренажа.

Концевой холодильник компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени

- Убедиться, что линии на входе и выходе холодильника рециркуляции были подключены и на них были выполнены пусконаладочные работы, включая химическую обработку.
- Убедиться, что вентилятор с жалюзи были подключены и исправно работают для регулирования рециркуляции воздуха.

Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени (360-VN-013)

- Убедиться, что линия подачи в каплеотбойный сепаратор от концевого охладителя компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени подключена.
- Убедиться, что линия из верхней части каплеотбойного сепаратора к компрессору газа мгновенного испарения подключена.
- Убедиться, что линия конденсата к нагнетанию насоса подключена.
- Убедиться, что дренажи емкости закрыты.
- Подключить уровнемерную колонку емкости.
- Убедиться, что линия метанола от насоса метанола к точке дозирования подключена.
- Убедиться, что воздушники и дренажи устройств измерения уровня и уровнемерных колонок закрыты.
- Убедиться, что 3600-PSV-145/146 подключены к факельному коллектору ВД.
- Убедиться, что 3600-PSV-111 подключен.
- Убедиться, что система мониторинга коррозии и система закачки ингибитора коррозии подключены. В задержке – отсутствует блок закачки.

Подключение насосов рециркуляции конденсата входной емкости 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения 360-PA-011A/B.

- Убедиться, что линия конденсата от входной емкости к всасыванию насосов подключена.
- Убедиться, что дренажи насосов закрыты.
- Убедиться, что линии нагнетания насосов к сборному коллектору конденсата подключены.
- Убедиться, что 3600-PSV-124/126 подключены.

Коллектор на нагнетании компрессоров газа мгновенного испарения

- Убедиться, что линии нагнетания от каждой линии компримирования были правильно подключены.
- Убедиться, что запорный клапан 3600-ESV-108/208/308/408 каждой линии находится в закрытом положении.
- Убедиться, что линия нагнетания была подключена вплоть до установки подготовки газа (установка 300).
- Убедиться, что 3600-PSV-001 подключен.
- Убедиться, что система обогрева спутниками работает исправно и поддерживает температуру в линии на уровне около 110°C. Предусмотрена блокировка, закрывающая клапан на нагнетании, если температура будет ниже 100°C.

8.5.3 Нагнетание давления в промышленном нефтепроводе

Промысловый нефтепровод заполнен азотом. С помощью топливного газа в нем создается давление 14 бар изб. Это делается для того, чтобы не допустить образования смешанного фазного потока при прохождении по нему первой нефти. Нагнетание давления с помощью топливного газа в промышленном трубопроводе будет производиться путем его заполнения топливным газом, поступающим из наземного комплекса, через пусковую линию конденсата, которая соединяет сепаратор ВД (в морском комплексе) с установленными далее по потоку насосами экспортной отгрузки нефти (в морском комплексе).

8.5.4 Нагнетание давления в системах наземного комплекса по пути прохождения потока нефтиНагнетание давления во входном сепараторе нефти и дегидраторе

- Убедиться, что запорные клапаны на входе нефти 2001-ESV-001/002, 2001-ESV-007 находятся в закрытом положении. Убедиться, что клапаны 2001-ESV-003 (линия жидкости к входному насосу нефти) и 2001-ESV-008 (линия воды к гидроциклону) находятся в закрытом положении. Убедиться, что клапан 2101-ESV-002 находится в закрытом положении.
- Убедиться, что клапан 2001-PCV-014 А закрыт и клапан 2001-PCV-014В находится в автоматическом режиме. Этим будет обеспечиваться отвод топливного газа НД/образующихся паров в факельный коллектор НД.
- Начать подачу топливного газа из системы топливного газа по выделенной линии 2001-FG-084 путем открытия регулятора давления с автоматическим приводом 2001-PCV-090, специально предусмотренного для этих целей.
- Довести давление во входных теплообменниках нефти, входном пусковом подогревателе нефти, входном сепараторе нефти до 6,5 бар изб.

Нагнетание давления на участке до стабилизационной колонны и коллектора компрессоров газа мгновенного испарения

- Убедиться, что клапаны 2101-ESV-006 (на линии паров из стабилизационной колонны к компрессору газа мгновенного испарения) и 2101-PCV-097А находятся в открытом положении и клапан 2101-PCV-097В находится в закрытом положении в ручном режиме работы. Убедиться, что клапан 2101-ESV-005 (линия жидкости из кубовой части во фракционную колонну) находится в закрытом положении. Убедиться, что требуемые запорные клапаны 3600-ESV- 100/200/300/400 отдельных линий компримирования газа мгновенного испарения закрыты. Убедиться, что клапан 2101-ESV-016 находится в закрытом положении.
- Довести давление до 6,5 бар изб. через подогреватель сырья стабилизационной колонны (трубное пространство), стабилизационную колонну и систему верхнего продукта стабилизационной колонны до коллектора на всасывании компрессоров газа мгновенного испарения с помощью выделенной линии топливного газа 2101- FG-009 посредством клапана 2101-PCV-195.
- Так как расчетное давление в секции стабилизационной колонны составляет 7 бар изб., необходимо обеспечить тщательный контроль за этапом нагнетания давления. Давление не должно превышать 6,5 бар изб. При превышении давления газ будет сбрасываться на факел через клапан 2101-PCV-097В.

Нагнетание давления на участке до нафтоотгонной колонны

- Убедиться, что клапаны 2101-ESV-005 (на линии жидкого кубового продукта стабилизационной колонны), 2101-ESV-014 (на линии жидкого продукта на установку Мегох и орошения колонны), 2101-PCV-039 (на линии паров на факел НД) и 2101-ESV-008 (на линии жидкого кубового продукта нафтоотгонной колонны) находятся в закрытом положении. Убедиться, что клапаны 2101-PCV- 030 и 2101-PDCV-174 находятся в открытом положении.
- Довести давление до 2,0 бар изб. с помощью выделенной линии топливного газа 2101-FG-008 в ручном режиме.
- Следить за давлением в колонне с помощью датчиков 2101-PIC-030 и 2101-PIC-039.

8.5.5 Создание рабочих уровней в оборудовании по пути прохождения потока нефти

Установка 200, ссыл. [Е.77-80]

Сепаратор нефти на наземном комплексе

- Убедиться, что нормально опломбированный в открытом положении клапан 2001-RB-238 на границах установки на линии некондиционной нефти находится в открытом положении. Необходимо сначала открыть шаровый клапан А1-2200-RB-174 установленный вместо 2200-RC-003 согласно эУИ 22013 на линии некондиции нефти. Создать рабочий уровень во входном сепараторе нефти путем открытия клапана 2001-FCV-007 с регулированием степени открытия из PCY. Открыть клапан 2001-ESV-007 и начать передачу потока нефти во входной сепаратор нефти (200-VS-101). Убедиться, что расход будет меньше 100 м³/ч (уставка высокого значения 2001-FICH-007 равна 100 м³/ч).
- Оператор в операторной должен следить за повышением уровня и увеличением давления в сепараторе. Показания должны сверяться с показаниями оператора по месту. В случае любых расхождений между показаниями уровнемера и датчика уровня следует уведомить персонал службы КИПиА о необходимости внесения исправлений.
- В течение всего времени циркуляции нефти давление в секции сепаратора должно поддерживаться на уровне 6,5 бар изб.

Смесь дизельного топлива и бензина является сравнительно стабильным нефтепродуктом, и потому она не будет создавать паров, отделяемых в сепараторе. После создания уровня жидкости в сепараторе должны быть включены расположенные далее по потоку секции.

Входные насосы нефти

- Убедиться, что входные насосы нефти 200-PA-101A/B/C находятся под напряжением в ПУД.
- Убедиться, что в сепараторе имеется достаточный уровень жидкости для начала ее передачи в дегидратор. Открыть клапан 2101-ESV-016 для подключения к дегидратору. Запустить один из входных насосов нефти с использованием линии рециркуляции с минимальным расходом через регулирующий клапан 2001-FCV- 002 A/B/C.
- После стабилизации подачи насоса открыть клапан с электроприводом 2001-XV- 001A/B/C на нагнетании насоса. Ввиду очень малого избыточного давления в находящихся далее по потоку системах уровень в сепараторе может резко понизиться вследствие очень большой подачи насоса.
- В дегидраторе (210-VU-101) создается уровень за счет поступающей в него нефти. Убедиться в том, что пусконаладочные работы на стабилизационной колонне были завершены и данная секция готова к принятию дизельного топлива из дегидратора.

Установка 210, ссыл. [Е.82-111]

Дегидратор

- Нефть из сепаратора перекачивается в дегидратор и стабилизационную колонну входными насосами нефти 200-PA-101A/B/C. Дождаться увеличения уровня в дегидраторе. Открыть вентиляционный клапан на линии 2101-RO-008 в обход клапанов 2101-PSV-002/003 и стравить газы в дегидратор. Это позволит исключить блокирование паров в дегидраторе.
- Когда согласно показаниям датчика 2101-LG-004 дегидратор будет заполнен, необходимо закрыть клапаны на линии 2101-RO-008 в обход клапана 2101-PSV-002.

NOTE: Дегидратор должен быть полностью заполнен жидкостью.

NOTE: Запрещается включать трансформатор до тех пор, пока не будет полностью налажена циркуляция жидкости в наземной установке подготовки нефти.

Стабилизационная колонна и нафтоотгонная колонна

- Первоначально держите регулирующие клапаны 2101-FCV-004A/B и 2101-FCV-005 подачей в верхнюю часть колонны стабилизатора в закрытом положении.
- Постепенно контролируйте открытие 2101-FCV-004A и 2101-FCV-005 таким образом, чтобы давление в системе дегидрататора, как указано в 2101-PIC-010, медленно повышалось до 19,5 бар изб. и поток ниже 500 ст.м³/ч с помощью дроссельных клапанов 2101-FCV-004A и 2101-FCV-005.
- Контролировать открытие клапана 2101-FCV-004A и 2101-FCV-005 вручную, чтобы обеспечить поддержание давления по показаниям датчика 2101-PIC-010 на уровне 19,5 бар изб.
- Нефть стекает по тарелкам, заполняет ребойлер и затем перетекает в кубовую часть колонны. Необходимо следить за уровнем в кубовой части колонны и не допускать ее переполнения.
- Оставить клапан 2101-PCV-097B в положении дросселирования для отвода выделяющихся паров (если есть) на факел НД. Контролировать давление по датчику 2101-PIC-097. Клапан 2101-PCV-097A на линии передачи паров в коллектор на всасывании компрессоров газа мгновенного испарения должен находиться в открытом положении.
- Не следует подводить пар в трубное пространство ребойлера до тех пор, пока не будет налажена циркуляция нефти в установке подготовки нефти.
- После того, как в стабилизационной колонне установится уровень, можно начать отвод жидкости во фракционную колонну.
- Когда уровень в стабилизационной колонне превысит нормальный уровень по показаниям датчика 2101-LT-006, следует открыть запорный клапан в кубовой части стабилизационной колонны и клапан 2101-ESV-005 и начать подавать нефть в нафтоотгонную колонну 210-VE-102 через клапан 2101-LCV-006 A/B. Во время передачи жидкости давление в стабилизационной колонны поддерживается на уровне 6,5 бар изб., а в нафтоотгонной колонне — на уровне 2,0 бар изб. Давление в нафтоотгонной колонне поддерживается путем регулирования вручную либо расхода сбрасываемого на факел топливного газа (если давление превысит 2,0 бар изб.), либо расхода подводимого топливного газа в емкости орошения (если давление будет ниже 2,0 бар изб.). Вследствие подачи среды под давлением давление в нафтоотгонной колонне будет стремиться увеличиться. Необходимо вручную контролировать давление на уровне 2,0 бар изб.
- Закрыть 2101-ESV-008 (УИ 16802: удалена блокировка закрытия) на отводящей линии из нафтоотгонной колонны в 210-НА-102.
- Когда уровень в стабилизационной колонне превысит нормальный уровень по показаниям датчика 2101-LT-006, следует открыть запорный клапан в кубовой части стабилизационной колонны и клапан 2101-ESV-005 и начать подавать нефть в нафтоотгонную колонну 210-VE-102 через клапан 2101-LCV-006 A/B.
- Не следует подводить пар в трубное пространство ребойлера до тех пор, пока не будет налажена циркуляция нефти в установке подготовки нефти.
- Создать рабочий уровень во фракционной колонне.
- Дополнить объем жидкости в системе путем ввода требуемого количества жидкости через линию подачи жидкости в сепаратор.

Пуск циркуляции жидкости по пути прохождения потока нефти в наземном комплексе

- После создания рабочего уровня в нафтоотгонной колонне, подтвержденного по датчикам 2101-LICHL-012 (в РСУ) и 2101-LG-013A/B по месту, открыть клапан 2101-ESV-008 (УИ16802: удалена блокировка закрытия) и создать давление в линии передачи кубового продукта через подогреватель сырья стабилизационной колонны (межтрубное пространство) к насосу кубового продукта нафтоотгонной колонны (210-РА-101A/B).
- Запустить насос с минимальной подачей через 2101-FCV-009 с возвратом в нафтоотгонную колонну.
- После достижения минимального расхода, начать перекачивание жидкости через входной подогреватель нефти (200-НА-101A/B) (межтрубное пространство), холодильник сырой нефти во фракционную колонну 2101-LCV-012.
- Оставить клапан на линии кубового продукта в обход входного подогревателя в закрытом положении.
- Начать подачу во входной подогреватель нефти (с помощью выделенной линии рециркуляции для условий пуска (2101-РО-045-8"-А11-НС)) по потоку после 2101- LCV-012

путем открытия клапанов 2101-RB-612, 2101-RB-605, 2101-RB-805. Перевести клапан 2001-HCV-002/003 в ручной режим для регулирования расхода в каждом из входных подогревателей.

- Завершить контур циркуляции находящейся в системе нефти, подав ее во входной сепаратор нефти из входного подогревателя нефти.
- Дополнить объем жидкости в системе путем ввода требуемого количества жидкости.

Циркуляция для прогрева

- После того, как произойдет сброс блокировки по критически низкому уровню в ребойлере (2101-LALL-024), начнется подача пара в ребойлер. Необходимо исключить возможность прохождения пара через трубное пространство ребойлера до тех пор, пока в межтрубном пространстве не будет создан достаточный уровень жидкости для поглощения тепла (это не будет представлять проблему, так как в системе циркулирует жидкость и ее уровень выше НУЖ). Пар подается к регулирующему клапану 2101-FCV-006 на линии пара к ребойлеру. Убедиться в том, что конденсатоотводчики на подающей линии исправно работают. Открытие клапана подачи пара (2101-FCV-006) регулируется вручную таким образом, чтобы расход пара составлял 10-12% от расхода сырья, который определяется по измеряемому датчиком 2101-FT-005 расходу циркулирующей жидкости. Давление в стабилизационной колонне может незначительно увеличиться, так как жидкость (дизельное топливо) может начать выделять пары. Необходимо следить за тем, чтобы рабочее давление в стабилизационной колонне не превысило 6,5 бар изб. Излишки образующихся в системе паров следует сбрасывать на факел путем открытия клапана 2101-PCV-097B.
- Включить регулятор уровня 2101-LIC-011 в сборнике конденсата ребойлера стабилизационной колонны и начать отвод конденсата в возвратный коллектор. Может потребоваться увеличить уставку 2101-LIC-011 для заполнения сборника конденсата 210-VN-101, если регулирование температуры в колонне путем дросселирования клапана 2101-FCV-006 станет затруднительным.
- Продолжить циркуляцию и постепенно прогреть все технологические системы подготовки нефти наземного комплекса.
- Запустить вентилятор холодильника экспортной нефти (210-HC-102). Отрегулировать частоту оборотов вентилятора таким образом, чтобы температура по датчику 2101-TT-026 оставалась примерно равной нормальной рабочей температуре на входе нефти.
- Перевести клапаны 2001-TCV-004A и 2001-TCV-004B в автоматический режим и отрегулировать расход через входной подогреватель нефти и пусковой подогреватель по сигналу с датчика 2001-TT-004.
- В зависимости от состояния сырья выбрать *летний* или *зимний* режим работы с помощью 2001-HS-004. Вместе с тем, во время пуска рекомендуется выбрать *зимний* режим работы, так как это позволит обеспечить доступность пара.

Пуск циркуляции орошения через фракционную колонну

- Когда произойдет сброс блокировки по критически низкому уровню в кубовой части фракционной колонны (2101-LALL-008) после прогрева обрабатываемой в системе жидкости, начнется подача пара в ребойлер 210-NA-103 путем открытия клапана на трубопроводе пара 2101-FCV-007. Система пара ребойлера подключается и пар подается к регулирующему клапану 2101-FCV-007 на линии ввода пара в ребойлер. Убедиться в том, что конденсатоотводчики на подающей линии исправно работают. Открытие клапана подачи пара (2101-FCV-007) регулируется вручную таким образом, чтобы расход пара составлял 10-12% от расхода сырья. Начать подачу пара путем открытия клапана 2101-ESV-010.
- Контролируйте производительность подогревателя сырья стабилизационной колонны, когда температура ребойлера ОККВ достигает нормальной рабочей температуры 215 °С. Когда температура в ребойлере достигнет нормального рабочего значения, равного 215°С, может быть включен подогреватель сырья стабилизационной колонны. Необходимо убедиться в том, что перед пуском линии из фракционной колонны в подогреватель сырья стабилизационной колонны началась подача сырой нефти в трубное пространство.
- Соотношение расхода сырой нефти может быть задано с помощью 2101-HIC- 032. Максимальный расход нефти через подогреватель сырья следует ограничивать, чтобы можно было обеспечить температурный профиль во нафтоотгонной колонне. Установить расход через подогреватель сырья путем регулирования уставки 2101-HIC-032.
- Перевести клапаны 2101-FCV-004A/B и 2101-FCV-005 в автоматический режим.

- Перевести клапан 2101-TCV-003 в автоматический режим и оставить его работать в плавающем диапазоне по сигналу с датчика 2101-ТТ-003.
- Образующиеся пары передаются в конденсатор верхнего продукта в условиях регулируемого давления. Включаются электродвигатели вентиляторов конденсатора верхнего продукта фракционной колонны. В емкости орошения фракционной колонны 210-VA-101 начинает создаваться уровень.
- Перевести регулятор давления 2101-PIC-039 в сборнике орошения фракционной колонны в ручной режим и поддерживать давление в верхней части колонны на уровне 1,5 бар изб.
- Убедиться, что на насосы орошения фракционной колонны 210-PA-104A/B подано напряжение в ПУД.
- Открыть клапан 2101-ESV-014 после того, как уровень превысит 2101-LALL-022, запустить один из насосов орошения 210-PA-104 A/B и установить регулятор расхода 2101-FIC-020 на полное орошение.
- Сохранять режим работы колонны с полным орошением, пока она не выйдет на стабильный режим работы и уровень в емкости орошения фракционной колонны по показаниям датчика 2101-LT-018 не будет выше нормального уровня.
- После того, как в системе будет циркулировать достаточное количество конденсата, начать подачу сырья на установку окисления меркаптанов.
- Когда установка Мегох будет в готовности, начать передачу нефти насосом орошения фракционной колонны и начать отбор верхнего продукта из колонны путем перевода 2101-LIC-018 и 2101-FIC-201 в автоматический режим. Установить на регуляторе 2101-FIC-201 расход отвода дистиллята в диапазоне 10-12% от общего расхода сырья, подаваемого в колонну, и поддерживать расход орошения, установив регулятор 2101-FIC-008 на 65% от уставки 2101-FIC- 201.
- До начала подачи нефти и (или) дизельного топлива в установку Мегох необходимо создать требуемый объем каустика в установке 210. Для этого необходимо выполнить процедуру, детально описанную ниже в пункте «Первоначальный ввод в эксплуатацию установки Мегох.
- Начать циркуляцию каустика вокруг экстрактора меркаптанов.
- Следить за уровнем в резервуаре отработанного каустика и проводить требуемую обработку отработанного каустика (не входит в объем работ PFI).
- Начать подачу нефти в установку Мегох. Жидкость в системе циркулирует вокруг линии рециркуляции для режима пуска установки.
- Ввести катализатор для приготовления окончательного раствора Мегох.

8.5.6 Пуск циркуляции воды в системе очистки нефтесодержащей воды

NOTE: Часть систем воды не входит в объем работ компании PFI. Тем не менее, для общего ознакомления с общей системой циркуляции воды здесь приведено их краткое описание. Объем работ компании PFI по данной системе описан детально.

Требования, предъявляемые перед вводом в эксплуатацию

Ниже перечислены вопросы, на которые необходимо ответить перед вводом оборудования в эксплуатацию и которые персонал заказчика часто упускает из внимания. Это может повлечь за собой затраты вследствие задержек при пуске систем.

- Были ли завершены работы на соединительных трубопроводах между блочным оборудованием?
- Были ли подвергнуты все соединительные трубопроводы тщательной промывке?
- Были ли подвергнуты гидравлическим испытаниям внешние трубопроводы всех блоков с оборудованием?
- Были ли подвергнуты гидравлическим испытаниям соединительные трубопроводы?
- Подведен ли воздух КИП к блокам с оборудованием? (Необходимо заполнить воздушный трубопровод перед открытием запорных клапанов у блоков с оборудованием.)
- Были ли завершены работы и выполнены проверки на всей соединительной электропроводке?
- Были ли заказаны запасные части?
- Были ли установлены вкладыши в гидроциклон?
- Были ли установлены эжекторы в аппарате ВГФ?
- Были ли установлены блоки коагулирующих фильтров в аппарате ВГФ?

- Были ли установлены расходомерные аноды в аппарате ВГФ (если таковые требуются)?
- Были ли удалены из оборудования влагопоглотители и (или) консерванты?

Для осуществления надзора и оказания поддержки при проведении калибровки КИПиА, проверке внутренних устройств, установке значений расхода и т. п. для обеспечения соответствия техническим условиям и проведения испытаний на подтверждение рабочих характеристик могут быть предоставлены специализированные техники.

Частичное заполнение емкости подачи воды в дегидратор

- Убедиться, что теплоспутники и все остальные средства для подготовки к эксплуатации в зимних условиях работают исправно.
- Частично заполнить емкость подачи воды в дегидратор из системы технической воды (не входит в объем работ компании PFI).

Пуск циркуляции воды

- Установить временную блокировку перерегулирования на контуре химического анализатора по потоку после отпарной колонны кислой воды (не входит в объем работ компании PFI).
- Запустить насос подачи воды в дегидратор (560-PA-006 A/B) (не входит в объем работ компании PFI).
- Подать промывочную воду от границ установки через регулирующий клапан 2101-FCV-001 во входной смеситель дегидратора 210-ZE-101. Промывочная вода может быть подана непосредственно во входной сепаратор нефти путем открытия клапана 2001-RB-072 при открытом байпасе клапана 2101-LCV-003 (RB- 040 и RA-003).
- Следить за уровнем раздела фаз в дегидраторе по датчику 2101-LT-003.
- Перевести регулятор уровня раздела фаз 2101-LICHL-003 в автоматический режим и клапан 2101-LCV-003 в рабочий режим. Дождаться стабилизации уровня раздела фаз нефть-вода в обессоливателе между вторым и третьим пробоотборными кранами сбоку обессоливателя.
- Дегидратор готов к пуску. Замкнуть автоматический выключатель на панели обессоливателя. Нажать кнопку «Вкл.». Напряжение и сила тока в линии к трансформатору будут отображаться на соответствующих измерительных приборах. Напряжение должно быть в диапазоне 70-100% от напряжения на входе. Оно может изменяться в зависимости от типа сырой нефти, температуры сырой нефти, содержания воды и ВГО, степени перемешивания и положения уровня раздела фаз.
- Процесс обессоливания протекать не будет ввиду того, что используемое в системе дизельное топливо можно считать обессоленной стабилизированной нефтью. Отбор проб на данном этапе требуется только в том случае, если возникнут нарушения в режиме работы стабилизационной колонны.
- Необходимо достаточно часто контролировать уровень раздела фаз с помощью пробоотборных кранов.
- Убедиться, что на насосы рециркуляции воды 210-PA-102A/B подано напряжение в ПУД.
- Когда сигнал уровня раздела фаз датчика 2101-LT-003 достигнет рабочего уровня, открыть клапан 2101-ESV-002, запустить насосы рециркуляции воды 210- PA-102A/B и начать циркуляцию назад во входной смеситель дегидратора.
- Создать уровень во входном сепараторе нефти с использованием воды из дегидратора. При необходимости, дополнить объем воды в системе из емкости подачи воды в дегидратор.
- Начать отбор воды из входного сепаратора нефти в гидроциклон путем открытия клапана 2001-ESV-008 и перевода 2001-LIC-006 в автоматический режим после того, как регулятор уровня раздела фаз 2001-LICHL-006 перейдет в ручной режим. Перед началом отбора воды необходимо убедиться, что регулятор уровня находится в нормальном рабочем положении.
- Продолжить подавать в дегидратор из емкости подачи воды в дегидратор излишки воды. Подавать во входной сепаратор нефти излишки воды, отводимые из входного сепаратора в аппарат вынужденной газовой флотации (210-VH-101) через гидроциклон (210-XX-101).
- Перевести контроллеры 2101-PDCV-132 блока обработки пластовой воды в автоматический режим регулирования.
- Создать рабочий уровень раздела фаз в аппарате ВГФ пластовой воды 2101-VH-101. Закрыть все воздушники и начать подачу топливного газа в аппарат ВГФ. Аппарат ВГФ не должен вводиться в работу до тех пор, пока в нем не будет достигнуто рабочее давление. После этого аппарат ВГФ может быть запущен путем циркуляции воды с помощью насоса воды ВГФ и подачи топливного газа, который может временно отводиться на факел.

- Убедиться, что все аналоговые сигналы от полевых КИПиА правильно отображаются на экранах интерфейса оператора.
- Убедиться в исправной работе всех клапанов и внешних КИПиА.
- Оборудование не будет функционировать правильно до тех пор, пока не будут выполнены все расчетные условия.
- После получения от датчика 2101-LICHL-046 нормального рабочего сигнала запустить насос воды аппарата вынужденной газовой флотации (210-РА-112А/В (входит в объем работ компании PFI)). После того, как насос выйдет на стабильный режим работы, начать подачу воды в блок отпарки кислой воды (не входит в объем работ компании PFI) путем открытия клапана 2101-LCV-046. Оставить клапан в автоматическом режиме.
- (Не входит в объем работ компании PFI). Запустить насос нижнего продукта колонны отпарки кислой воды и через временный трубопровод (требуется смонтировать) начать передачу воды из нижней части колонны отпарки кислой воды назад в емкость подачи воды в дегидратор. Оставить систему работать в режиме рециркуляции.

8.6 ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Ссыл. [Е.77-80], [Е.81-111]

8.6.1 Установка 200

Входной подогреватель нефти/Наземная установка сепарации НД

- Сначала откройте клапаны КАО 2001-ESV-001/002. Постепенно открывайте регулирующий клапан 2001-FCV-004А, контролируя давление в выше по потоку магистрального трубопровода высокосернистой нефти и давление ниже по потоку на входе в сепаратор нефти.
- Постепенно остановить подпитку запаса жидкого продукта, закрывая клапан 2001-FCV-007 и 2001-ESV-007. За счет этого обеспечивается замещение дизельного топлива нефтью морского комплекса при циркуляции.
- Вручную отрегулировать клапан 2001-HCV-002/003 так, чтобы температуры на выходах обоих подогревателей стали одинаковыми. Отрегулировать клапан с ручным управлением по согласованию с оператором на площадке. 2001-TCV- 004А и 2001-TCV-004В находятся в автоматическом режиме и на поверхности 2001-TICHL-004.
- Начать нагнетание химических реагентов в деэмульгатор перед входным теплообменником нефти в соответствии с заданной дозировкой.
- Регулирующий клапан пара НД на входе пускового подогревателя работает в автоматическом режиме. Подать пар в пусковой подогреватель нефти 200-НА- 102 (если требуется) и поддерживать температуру на выходе примерно равной 55°С. Обеспечить подключение линии конденсата к сборному коллектору конденсата. Убедиться, что конденсатоотводчик работает нормально.
- Оператор в операторной должен следить за повышением уровня и увеличением давления в сепараторе. Показания должны сверяться с показаниями оператора по месту. В случае любых расхождений между показаниями уровнемера и датчика уровня следует уведомить персонал службы КИПиА о необходимости внесения исправлений.
- По мере подачи нефти в сепаратор, она будет вскипать и поднимать давление в сепараторе. Дождаться установления давления на уровне рабочего давления 6,5 бар изб. Давление регулируется с помощью 2001-PICHL-014, который задействует регулирующий клапан 2001-PCV-014А/014В. Отслеживать необычные рабочие параметры, неисправности КИПиА и утечки в системе.
- Обеспечить работу установки в режиме 30% ее производительности за счет ручного регулирования 2001-FCV-004А. Увеличить температуру на выходе 200- НА-102 до рабочей температуры (55°С), чтобы удалить легкие фракции, присутствующие в сепараторе, поддерживая давление в сепараторе 6,5 бар. изб.
- Отделенная вода направляется в установку очистки пластовой воды для очистки.

Входные насосы нефти

- Входной нефтяной насос работает с жидким продуктом, который постепенно заменяется нефтью, поступающей из скважины морского комплекса. На данный момент для работы требуется только один насос, так как установка работает в режиме 30% ее производительности.

Таблица 8.6.1.1. Положения клапанов Установки 200, в которые они должны быть установлены перед пуском, указаны в следующей таблице.

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номера СТКИП	Назначение
A1-2001-ESV-001	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0002-001	Сырая нефть от входного манифольда
A1-2001-ESV-002	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0002-001	Сырая нефть от входного манифольда
A1-2001-FCV-004A	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0002-001	Сырая нефть от входного манифольда
A1-2001-FCV-004B	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0002-001	Сырая нефть от входного манифольда
A1-2001-HCV-002	Открыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-001	Поступление нефти на входной теплообменник нефти НА-101А
A1-2001-HCV-003	Открыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-001	Поступление нефти на входной теплообменник нефти НА-101В
A1-2001-TCV-004A	Открыт	Открыт/Авто	Открыт/Авто	Авто	0002-001	Нефть из кубового продукта нафтоотгонной колонны
A1-2001-TCV-004B	Открыт	Закрыт/Авто	Закрыт/Авто	Авто	0002-002	Поступление сырой нефти в пусковой подогреватель нефти НА-102
A1-2001-TCV-009	Закрыт	Закрыт/Авто	Закрыт/Авто	Авто	0002-002	Подача пара НД к пусковому подогревателю нефти НА-102
A1-2001-ESV-006	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-002	Сброс конденсата пускового подогревателя нефти
A1-2001-ESV-007	Закрыт	Открыт	Открыт	Закрыт	0002-003	Поступление некондиционной нефти во входной сепаратор VS-101
A1-2001-FCV-007	Закрыт	Открыт	Открыт	Закрыт	0002-003	Поступление некондиционной нефти во входной сепаратор VS-101
A1-2001-PCV-014B	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Авто	0002-003	Отвод газа от входного сепаратора VS-101 на факел

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номера СТКИП	Назначение
A1-2001-PCV-014A	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Авто	0002-003	Отвод газа от входного сепаратора VS-101 к компрессору газа мгновенного испарения
A1-2001-ESV-005	Открыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0002-003	Отвод газа от входного нефтяного сепаратора наземного комплекса VS-101
A1-2001-EDV-004	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Закрыт	0002-003	Продувка входного нефтяного сепаратора наземного комплекса VS-101
A1-2001-ESV-003	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-003	Отвод нефти от входного нефтяного сепаратора наземного комплекса VS-101
A1-2001-ESV-008	Закрыт	Закрыт	Открыт	Открыт	0002-003	Отвод пластовой воды от входного нефтяного сепаратора наземного комплекса VS-101
A1-2001-XV-001A	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-004	Сырая нефть от входного насоса PA-101A к выпускному коллектору
A1-2001-XV-001B	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-004	Сырая нефть от входного насоса PA-101B к выпускному коллектору
A1-2001-XV-001C	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0002-004	Сырая нефть от входного насоса PA-101C к выпускному коллектору
A1-2001-FCV-002A	Закрыт	Открыт	Авто	Авто	0002-004	Минимальная рециркуляция для входного нефтяного насоса PA-101A

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номера СТКИП	Назначение
A1-2001-FCV-002B	Закрыт	Открыт	Авто	Авто	0002-004	Минимальная рециркуляция для входного нефтяного насоса РА-101В
A1-2001-FCV-002C	Закрыт	Открыт	Авто	Авто	0002-004	Минимальная рециркуляция для входного нефтяного насоса РА-101С
A1-2001-TCV-015	Авто	Авто	Авто	Авто	0002-006	Пар НД к резервуару деэмульгатора 200-ТС-101

8.6.2 Установка 210

Дегидратор

Нефть из сепаратора перекачивается в дегидратор и стабилизационную колонну входными насосами нефти 200-РА-101А/В/С. Дождаться увеличения уровня в дегидраторе.

Продолжить подачу промывочной воды от границ установки через регулирующий клапан 2101-FCV-001 во входной смеситель дегидратора 210-ZE-101. Следить за уровнем раздела фаз в дегидраторе по датчику 2101-LT-003.

Регулятор межфазного уровня 2101-LICHL-003 работает в автоматическом режиме, клапан находится в рабочем состоянии. Подождать, пока межфазный уровень воды обессоливателя стабилизируется между вторым и третьим кранами для отбора проб на стороне обессоливателя. В этот промежуток времени следует отбирать пробы очищенной нефти для определения содержания ВГО и солей. Увеличить расход воды для удаления соли. Межфазный уровень следует часто проверять посредством кранов для отбора проб.

Продолжить отвод воды из входного нефтяного сепаратора к гидроциклону путем перевода 2001-LIC-006 в автоматический режим.

Стабилизационная колонна

Стабилизационная колонна работает с жидким продуктом в установившемся стабильном режиме. Регулирование режима стабилизационной колонны осуществляется впускным клапаном 2101-FCV-005 при этом 2101-FCV-004А/В подключен к стабилизационной колонне. Необходимо следить за тем, чтобы давление на 2101-PIC-010 сохранялось примерно равным 19,5 бар изб. За счет большей летучести нефти по сравнению с жидким продуктом давление в колонне временно увеличивается.

При необходимости следует перевести регулятор давления стабилизационной колонны 2101-PIC-097 в автоматический режим с уставкой 5,4 бар изб. (вместо 6,5 бар изб.), чтобы обеспечить полное удаление H₂S из кубового продукта, направляемого во фракционную колонну. Для этого также можно увеличить температуру кубового продукта. Температура паров в ребойлере должна поддерживаться примерно равной 165°C.

Уставка регулятора температуры 2101-TIC-027 равна 160°C, регулятор потока пара 2101-FIC-006 переведен в каскадный режим.

Убедиться, что к водяным насосам 210-РА-110А/В стабилизационной колонны подается питание от ПУД. Запустить водяной насос стабилизационной колонны.

Выполнить отбор и анализ образцов воды в линиях отвода воды стабилизационной колонны в точках отбора проб 2101-S-002, 003, 004.

По достижении устойчивого режима работы стабилизационной колонны при давлении 5,4 бар изб. кубовый продукт может считаться достаточно обессеренным, и его необходимо направить во нафтоотгонную колонну. Топливный газ СД закачивается с регулируемым потоком (при необходимости) в нижнюю часть стабилизационной колонны для увеличения скорости потока пара в тарелках путем закачки топливного газа из нижней части колонны. Закачка обессеренного и сухого топливного газа помогает удалять больше воды и H₂S из нефти, а также снижает нежелательный уровень производства отработанного каустика на установке подготовки нефти. При выполнении данной операции оператор должен внимательно следить за уровнем в кубовой части стабилизационной колонны, чтобы не произошло перелива. Начать отвод продукта из кубовой части стабилизационной колонны только после достижения устойчивого режима работы стабилизационной колонны, так как нафтоотгонная колонна не рассчитана на прием высокосернистой сырой нефти.

Нафтоотгонная колонна

Стабилизировать режим работы, медленно увеличивая рабочее давление в емкости орошения нафтоотгонной колонны до 2,3 бар изб.; при этом указанные ниже регуляторы должны работать в автоматическом режиме. Вследствие этого давление в нафтоотгонной колонне обеспечивается равным 3,1 бар изб.

- 2101-LIC-006 — регулятор уровня кубовой части стабилизационной колонны
- 2101-PDIC-174 — регулятор давления нафтоотгонной колонны
- 2101-PIC-039 — регулятор давления емкости орошения нафтоотгонной колонны
- 2101-FIC-020 — регулятор расхода нагнетания насосов орошения нафтоотгонной колонны

Положения клапанов Установки 210, в которые они должны быть установлены перед пуском, указаны в следующей таблице.

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПИА	Назначение
A1-2101-ESV-016	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-001	Нефть в дегидратор VU-101
A1-2101-ESV-002	Закрыт	Закрыт	Открыт	Открыт	0003-001	Линия выхода воды из дегидратора VU-101
A1-2101-ESV-004	Закрыт	Закрыт	Открыт	Открыт	0003-002	Подача воды орошения от Установки 560
A1-2101-FCV-001	Закрыт	Закрыт	Авто	Авто	0003-002	Подача воды орошения от Установки 560
A1-2101-FCV-002A	Закрыт	Закрыт	Авто	Авто	0003-002	Выход циркуляционных насосов воды PA-102A/B
A1-2101-LCV-003	Закрыт	Закрыт	Открыт (вручную)	Авто	0003-002	Кислая вода во входной сепаратор нефти наземного комплекса VS-101
A1-2101-FCV-009	Закрыт	Открыт/Авто	Авто	Авто	0003-003	РА-101A/B на стороне нагнетания насоса кубового продукта нафтоотгонной колонны
A1-2101-TCV-003	Закрыт	Закрыт/Авто	Авто	Авто	0003-003	Байпас подогревателя сырья стабилизационной колонны HA-102
A1-2101-FCV-004A	Закрыт	Закрыт/Авто	Авто	Авто	0003-004	Поступление нефти в стабилизационную колонну VE-101
A1-2101-FCV-004B	Закрыт	Закрыт/Авто	Авто	Авто	0003-004	Поступление нефти в стабилизационную колонну VE-101
A1-2101-FCV-005	Закрыт	Открыт/Авто	Авто	Авто	0003-004	Подача сырой нефти в верхнюю часть стабилизационной колонны VE-101
A1-2101-ESV-006	Открыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0003-004	Линия выхода газа из стабилизационной колонны VE-101

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТКИПиА	Назначение
A1-2101-PCV-097A	Открыт	Закрыт	Закрыт	Авто	0003-004	Сырой газ из верхней части VE-101 на компримирование газа мгновенного испарения
A1-2101-PCV-097B	Закрыт	Открыт	Открыт	Авто	0003-004	Сырой газ из верхней части VE-101 на факельный коллектор НД
A1-2101-ESV-005	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-004	Линия выхода жидкого продукта из стабилизационной колонны VE-101
A1-2101-XV-001	Закрыт	Закрыт	Открыт	Вручную, с учетом анализа	0003-004	Линия отвода воды из стабилизационной колонны VE-101
A1-2101-XV-002	Закрыт	Закрыт	Открыт	Вручную, с учетом анализа образцов	0003-004	Линия отвода воды из стабилизационной колонны VE-101
A1-2101-XV-003	Закрыт	Закрыт	Открыт	Вручную, с учетом анализа	0003-004	Линия отвода воды из стабилизационной колонны VE-101
A1-2101-ESV-009	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Закрыт	0003-004	Нефть для промывки от парафинов от PA-109
A1-2101-ESV-007	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-005	Линия подачи пара ВД в ребойлер стабилизационной колонны HA-101
A1-2101-FCV-006	Закрыт	Вручную открыт/Авто	Авто	Авто	0003-005	Линия подачи пара ВД в ребойлер стабилизационной колонны HA-101
A1-2101-LCV-011	Закрыт	Вручную открыт/Авто	Авто	Авто	0003-005	Конденсат ребойлера стабилизационной колонны от VN-101

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТКИПиА	Назначение
A1-2101-ESV-006	Открыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0003-005	Топливный газ СД в нижнюю часть стабилизационной колонны
A1-2101-LCV-006A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-006	Стабилизированная нефть к нафтоотгонной колонне VE-102
A1-2101-LCV-006B	Закрыт	Авто	Закрыт		0003-006	Стабилизированная нефть к нафтоотгонной колонне VE-102
A1-2101-ESV-008	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-006	Линия выхода жидкого продукта нафтоотгонной колонны VJ-101
A1-2101-ESV-010	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-007	Линия подачи пара ВД в ребойлер нафтоотгонной колонны HA-103
A1-2101-FCV-007	Закрыт	Вручную открыт/Авто	Авто	Авто	0003-007	Линия подачи пара ВД в ребойлер нафтоотгонной колонны HA-103
A1-2101-LCV-016	Закрыт	Вручную открыт/Авто	Авто	Авто	0003-007	Конденсат из емкости парового конденсата VN-102 нафтоотгонной колонны
A1-2101-PCV-030	Открыт	Вручную открыт	Вручную открыт	Вручную открыт	0003-008	Конденсатор верхнего продукта нафтоотгонной колонны 210-НС-101
A1-2101-PDCV-174	Закрыт	Вручную открыт	Вручную открыт	Авто	0003-008	Байпас конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-043A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 1 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПИА	Назначение
A1-2101-TCV-043B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 1 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-043C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 1 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-043D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 1 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-043E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 1 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-047A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 2 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-047B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 2 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-047C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 2 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-047E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-008	Секция 2 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-078A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 3 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-078B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 3 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-078C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 3 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПиА	Назначение
A1-2101-TCV-078D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 3 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-078E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 3 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-079A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 4 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-079B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 4 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-079C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 4 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-079E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-026	Секция 4 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-084A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-044	Секция 5 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-084B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-044	Секция 5 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-084C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-044	Секция 5 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-TCV-084D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-044	Секция 5 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПИА	Назначение
A1-2101-TCV-084E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-044	Секция 5 конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны НС-101
A1-2101-ESV-014	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-009	Линия выхода жидкого продукта из емкости орошения нафтоотгонной колонны VA-101
A1-2101-PCV-039	Закрыт	Руководство	Руководство	Руководство	0003-009	Отвод верхнего продукта из емкости орошения VA-101 нафтоотгонной колонны на факел
A1-2101-ESV-003	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-010	Выход насоса PA-104A/B орошения фракционной колонны
A1-2101-FCV-201	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-010	Товарная нефть к установке Мерох
A1-2101-FCV-008	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-010	Выход насоса PA104A/B к орошению нафтоотгонной колонны
A1-2101-ESV-015	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Открыт	0003-011	Нефть от охладителя экспортной нефти НС-102 на хранение
A1-2101-HV-001	Закрыт	Закрыт	Закрыт	закрыт/открыт в зависимости от ТУ на нефть	0003-011	Нефть от охладителя экспортной нефти НС-102 на хранение
A1-2101-HV-002	Закрыт	Закрыт	Закрыт	закрыт/открыт в зависимости от	0003-011	Некондиционная нефть на хранение
A1-2101-LCV-012	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Авто	0003-011	Нефть от охладителя экспортной нефти НС-102 на хранение
A1-2101-TCV-053A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 1 охладителя экспортной нефти НС-102

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПИА	Назначение
A1-2101-TCV-053B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 1 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-053C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 1 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-053D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 1 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-053E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 1 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-057A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 2 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-057B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 2 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-057C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 2 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-057E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-011	Нефть от секции 2 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-061A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 3 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-061B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 3 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-061C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 3 охладителя экспортной нефти НС-102

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТКИПиА	Назначение
A1-2101-TCV-061D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 3 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-061E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 3 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-065A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 4 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-065B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 4 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-065C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 4 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-065E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-012	Нефть от секции 4 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-074A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 5 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-074B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 5 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-074C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 5 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-074D	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 5 охладителя экспортной нефти НС-102

Маркировочный номер оборудования	Положение при нагнетании давления	Положение во время рециркуляции жидких углеводородов	Положение во время рециркуляции воды	Положение во время подачи нефти морского комплекса	Номер СТИПИА	Назначение
A1-2101-TCV-074E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 5 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-075A	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 6 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-075B	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 6 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-075C	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 6 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-TCV-075E	Закрыт	Авто	Авто	Авто	0003-025	Нефть от секции 6 охладителя экспортной нефти НС-102
A1-2101-FCV-018A	Закрыт	Закрыт	Закрыт	Авто	0003-025	Выход насосов воды РА-110А/В стабилизационной колонны
A1-2101-TCV-081	Закрыт	Открыт	Открыт	Открыт	0003-027	Пар НД к резервуару обратного деэмульгатора ТС-101

Первоначальный ввод в эксплуатацию установки Мегох подготовки нефти

В этом подразделе представлены общие процедуры ввода в эксплуатацию блока демеркаптанзации нефти. В частности, здесь приводятся операции, подлежащие осуществлению при первоначальном вводе установки в эксплуатацию, а также при запуске после продолжительного останова для выполнения технического обслуживания, который потребовал опорожнения установки.

Общие подготовительные действия

Все защитное оборудование, которое необходимо для подачи углеводородов в установку, должно находиться на площадке в состоянии готовности к эксплуатации. Следует убедиться, что:

- все переносное противопожарное оборудование находится на своих местах;
- система пожарных гидрантов находится в рабочем состоянии;
- в распоряжении имеется различное защитное оборудование;
- на участке отсутствуют препятствия;
- предусмотрены необходимые предупреждающие надписи;
- удалены все приборы для испытания предохранительной арматуры;
- в распоряжении имеются надлежащие устройства освещения для выполнения операций в темное время суток (осмотра в темное время суток).

Следует убедиться, что удалены все жалюзи, включая жалюзи под предохранительной арматурой. Перечень жалюзи установки должен постоянно поддерживаться в актуальном состоянии.

Следует завершить удаление воздуха из установки.

Следует убедиться в том, что все КИПиА готовы к эксплуатации.

Следует закрыть все вентиляционные, дренажные и проботборные соединения.

Следует убедиться, что все клапаны открыты в направлении смотровых стекол и манометров.

Следует убедиться в наличии электрообогрева и подготовленности к эксплуатации в зимних условиях, если это необходимо.

Следует произвести согласование и совместное планирование работ с группой по вводу в эксплуатацию установок выше и ниже по потоку.

В исходном состоянии должна быть выполнена продувка установок, в которых давление азота составляет 1 бар изб., а также отсутствуют растворы нефти и каустика.

Процедура ввода в эксплуатацию

Общее примечание: Настройка осуществляется в соответствии с перечнем «Уставки сигналов тревоги и отключения», если не указаны определенные значения.

- 1) Следует обеспечить установку всех КАО в безопасное положение. Необходимо обеспечить обход активаторов блокировки системы АО к следующим КАО: 2101-ESV-201, расположенный на линии каустика от экстракционной колонны к нагревателю каустика (210-HF-104).
- 2) Начать подачу топливного газа в факельный коллектор, открывая клапаны до и после 2101-FG-213 на линии подачи топливного газа. Отрегулировать требуемый расход.
- 3) Следует убедиться в том, что экстрактор 210-VC-101 изолирован от блока регенерации, а также открыть байпас регулирующего клапана 2101-LCV-204 (RG-234 и RA-062), который находится на том же трубопроводе.
- 4) Установка цепи регенерации обеспечивается от выхода экстрактора до сепаратора дисульфидов 210-VS-101 с проходом через подогреватель каустика 210-HF-104 и окислительную колонну 210-VF-102.
- 5) Регулятор 2101-PIC-216 на трубопроводе отработанного воздуха, идущем от сепаратора дисульфидов, устанавливается для работы в автоматическом режиме с обычной уставкой, а при работе 2101-PCV-216 обеспечивается выброс в атмосферу через продувочную емкость 210-VA-102.
- 6) Регулятор 2101-TIC-205 на выходном трубопроводе подогревателя каустика устанавливается на работу в ручном режиме с выходным сигналом на уровне 0%. Впускной запорный клапан открывается, а перепускные клапаны 2101-FCV-204 на выходе

- конденсата НД приоткрываются для обеспечения медленного потока пара НД в теплообменник и медленного прогрева теплообменника.
- 7) 2101-TIC-205 и 2101-FIC-204 переключаются на работу в автоматическом режиме при уставке 38-43°C, а перепускные клапаны 2101-FCV-204 закрываются. 2101-LIC-210 и 2101-LCV-210 приводятся в действие, и начинается подача деминерализованной воды в буферную емкость воды 210-VA-103.
 - 8) Обеспечивается подключение насоса добавления воды/каустика 210-PA-106 и впускных клапанов для закачки деминерализованной воды из буферной емкости воды.
 - 9) Начало заполнения цепи регенерации водой обеспечивается посредством насоса добавления воды/каустика через трубопроводы 2101-CS-046, 2101-CS-028, 2101-CS-032, 2101-CS-036.
 - 10) При:
 - RG-229 в нижней части экстрактора в ЗАКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ;
 - регулирующем клапане 2101-LCV-204 в нижней части экстрактора в ЗАКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ;
 - байпасе регулирующего клапана RG-234 и RA-062 в ОТКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ,в отношении блока регенерации (включая сторону трубы подогревателя каустика, окислительную колонну и сепаратор дисульфидов).
 - 11) Обеспечивается сброс воздуха из емкостей по мере необходимости.
 - 12) Через определенный период времени (см. п. 14) следует прекратить добавление воды и подключить впускные клапаны насоса добавления воды/каустика для закачки каустика при 46% масс.
 - 13) Производится попеременная закачка деминерализованной воды и каустика при 46% масс. в систему до тех пор, пока уровень каустика не поднимется до смотрового стекла 2101-LG-205 на горизонтальной секции сепаратора дисульфидов.
 - 14) Количество раствора каустической соды, необходимого для первоначального заполнения только блока регенерации, составляет около 65 м³ (20 м³ раствора каустической соды при 46% масс. и 45 м³ воды). Для обеспечения лучшего смешивания на данном этапе рекомендуется выполнить 4 поочередных добавления.
 - 15) Производится запись объема раствора каустической соды, добавленного в блок регенерации. Это требуется для расчета необходимого количества катализатора процесса Merco.
 - 16) Продувочная емкость 210-VA-102 наполняется водой (до уровня гидрозатвора для слива лишней жидкости). В холодную погоду необходимо обеспечить работу электрообогрева на емкости и переливной трубе.
 - 17) Обеспечивается сброс регулятора 2101-FIC-202 (расхода каустика в экстракторе) вручную с выходным сигналом на уровне 0%.
 - 18) Производится запуск циркуляционного насоса каустика 210-PA-105 A/B, и начинается перекачка каустика в экстрактор при расчетной подаче насоса с регулированием уставки 2101-FIC-202 вручную. После стабилизации расхода необходимо переключить 2101-FIC-202 на работу в автоматическом режиме при обычной уставке. По мере уменьшения уровня каустика в сепараторе дисульфидов (по причине наличия запаса каустика в экстракторе) обеспечивается добавление достаточного количества подпиточной воды и каустика посредством насоса добавления каустика для поддержания надлежащего уровня каустика в сепараторе дисульфидов (2101-LG-205). Добавление воды и каустика осуществляется в соответствии с п.п. 9-14. Количество каустика при 14% масс., которое должно присутствовать в блоке экстракции, составляет около 50 м³ (15 м³ раствора каустической соды при 46% масс. и 35 м³ воды). Для обеспечения лучшего смешивания рекомендуется выполнить 2 поочередных добавления. Производится запись объема добавленного раствора каустической соды. Благодаря попаданию потока каустика в экстрактор начнется постепенное повышение уровня в нижнем уравнительном резервуаре экстрактора.
 - 19) Необходимо увеличить давление в экстракторе 210-VC-101 до 5 бар (изб.) со впуском незначительного количества азота. Создание избыточного давления в блоке экстракции требуется для установки достаточного дифференциального давления, которое позволит обеспечить поток каустика из экстрактора в сепаратор дисульфидов (как описано в

- следующем пункте 24). Кроме того, давление азота позволит избежать испарения нефти через экстрактор.
- 20) Для поддержания давления в блоке регенерации следует обеспечить, если это необходимо, МИНИМАЛЬНЫЙ приток воздуха при сбросе регулятора 2101-FIC-203 (расхода воздуха) вручную с выходным сигналом на уровне 0%, а также ручной регулировке уставки. Необходимо убедиться, что регулятор 2101-FIC-203 отключен от анализатора кислорода 2101-AIC-201. Требуется блокировка пуска для 2101-AT-201 для открытия ESV-202.
 - 21) После достижения рабочего уровня каустика в нижней части экстрактора выполняется регулировка расхода каустика для поддержания постоянного уровня (50%) в нижней части экстрактора с помощью ручного поплавкового вентиля RA-062 на перепускном клапане 2101-LCV-204. (Открыть RG-229 в нижней части экстрактора).
 - 22) В этот момент катализатор Merох WS-2 добавляется в каустик, поступающий в блок регенерации.

Важные замечания:

- a) Добавление каустика осуществляется только ПОСЛЕ обеспечения циркуляции каустика.
- b) На данном этапе следует надевать соответствующее защитное оборудование, так как катализатор является веществом раздражающего действия, в результате попадания которого кожа покрывается пятнами. Для их удаления требуется несколько дней.
- c) Для растворения катализатора Merох допускается использовать ТОЛЬКО деминерализованную воду, так как обычная вода бытового назначения, содержащая хлор, может дезактивировать катализатор.
- d) Обеспечить хранение катализатора Merох в отапливаемой зоне склада.

Таким образом, необходимо выполнить следующие действия:

- 23) С учетом общего объема раствора каустической соды, который находится в установке, исходное количество водорастворимого катализатора Merох WS-2, подлежащее добавлению, составляет 30 галлонов водорастворимого активного ингредиента Merох WS-2. Следует сравнить данное количество с объемом раствора каустической соды, добавленного в установку (в случае получения разных значений необходимо рассчитать количество водорастворимого катализатора Merох WS-2 для добавления). Концентрация Merох WS в каустике должна составлять не менее 200 ч./млн масс. в циркулирующем каустике, при этом в каждой бутылке содержится 2 галлона активного катализатора.
- 24) Следует убедиться в том, что поплавковый вентиль (RA-067) и шаровой клапан (RB-722) на выходной линии катализатора находятся в закрытом положении.
- 25) Следует убедиться в том, что поплавковый вентиль (RA-068) на входной линии воздуха находится в закрытом положении.
- 26) Необходимо обеспечить сброс в атмосферу из сосуда для добавления катализатора (210-VN-103) путем открытия предохранительных перепускных клапанов (RB-720 и RA-066).
- 27) Следует открыть шаровой клапан (RB-719) в верхней части сосуда для добавления катализатора.
- 28) Необходимо тщательно встряхнуть бутылку с Merох WS-2, и добавить не более 3 бутылок на партию. С помощью воронки содержимое бутылок переливается в сосуд для добавления катализатора. Бутылки, в которых содержался катализатор Merох ополаскиваются водой, которая затем также выливается в сосуд для добавления катализатора.
- 29) После завершения процесса заполнения необходимо закрыть клапан у низа воронки (RB-719), а также предохранительные перепускные клапаны (RB-720 и RA-066).
- 30) После этого обеспечивается медленный поток воздуха в сосуд для добавления катализатора при полностью открытом пружинном клапане (SP-8002) и медленно открывающемся поплавковым вентиле (RA-068) на трубопроводе подачи воздуха. Следует помнить, что в процессе добавления катализатора воздействие оператора на пружинный клапан должно быть непрерывным.

- 31) Создание избыточного давления в сосуде для катализатора с помощью технологического воздуха из коллектора производится до тех пор, пока показание на 2101-PG-206 не будет равным 5 бар (изб.). Это давление должно поддерживаться на более высоком уровне по сравнению с противодавлением регенерации на входе окислительной колонны (отображается на 2101-PG-208) для обеспечения подачи катализатора в систему.
- 32) После медленного открытия поплавкового вентиля на линии сброса начинается подача раствора катализатора в систему посредством открытия шарового клапана (RB-722). Контроль расхода обеспечивается путем воздействия на поплавковый вентиль (RA-067) на выходном трубопроводе катализатора. Для лучшего распределения катализатора в системе следует обеспечить его медленное добавление. За процессом подачи катализатора можно наблюдать через смотровое стекло SP-7301.
- 33) Необходимо обеспечить непрерывный контроль давления в сосуде (2101-PG-206), поддерживая его постоянное значение путем добавления воздуха через поплавковый вентиль (RA-068) на входе. После завершения подачи раствора катализатора (в этом случае начинается быстрое поднятие индикатора потока) следует закрыть поплавковый вентиль на выходе и поплавковый вентиль на входе воздуха.
- 34) После опорожнения сосуда для добавления катализатора оба клапана на трубопроводе подачи воздуха (SP-8002 и RA-068) приводятся в закрытое положение.

NOTE: Добавление катализатора лучше всего осуществлять в несколько небольших порций, подавая раствор медленно, чтобы достичь более эффективного распределения катализатора в каустике в установке. Например, лучше добавлять небольшое количество каждый день, чем большой объем раз в неделю.

- 35) Теперь все оборудование установки подключено, и она готова к подаче нефти. Следует убедиться в том, что регулятор давления на трубопроводе подготовленной нефти 2101-PIC-203 введен в действие, а также установить значение 7,2 бар изб. для работы в нормальном режиме, чтобы быть уверенным, что клапан-регулятор давления находится в закрытом положении. Поддерживая связь с оператором на фракционной колонне, медленно начать подачу углеводородов в экстрактор. Для завершения настроек всей установки выполняется следующее:
- 36) Инертный газ подается в выпускной коллектор посредством открытия шарового клапана (RB-710), приоткрывая поплавковый вентиль (RA-065) на байпасной линии 2101-PSV-201. Под контролем обеспечивается небольшое повышение давления в экстракторе.
- 37) После заполнения емкости (нарушение давления в колонне отмечается по разному «шипению» при прохождении через поплавковый вентиль) необходимо незамедлительно закрыть поплавковый вентиль (RA-065) на байпасной линии 2101-PSV-201.
- 38) В случае заполнения указанной емкости углеводородом происходит быстрое повышение давления до рекомендуемой рабочей величины, которая удерживается благодаря регулятору противодействия на трубопроводе подготовленной нефти.
- 39) Необходимо закрыть клапан с ручным управлением RB-703 в линии верхнего продукта экстрактора (210-VC-101) и открыть клапан RG-409 и RG-408, а также обеспечить подключение емкости извлечения каустика (210-VA-106).
- 40) Обеспечивается медленное увеличение расхода углеводорода до расчетного уровня. Смесь нефти, содержащая вовлеченный каустик, начинает заполнять емкость извлечения каустика. Затем смесь нефти направляется обратно в линию продукта установки Meerox.
- 41) Регулятор 2101-FIC-203 на системе воздуха переключается на работу в автоматическом режиме, после чего воздух подается в окислительную колонну при расчетном уровне расхода. Нагнетание воздуха обеспечивается путем открытия 2101-FCV-203.
- 42) Для поддержания рабочего давления в сепараторе следует проверить регулятор давления на линии избыточного воздуха, идущей от трубы сепаратора дисульфидов.
- 43) Необходимо активировать регулятор уровня на трубе сепаратора дисульфидов и после того, как уровень каустика в трубе стал видимым через смотровое стекло (2101-LG-207), переключить регулятор 2101-LIC-204, который управляет клапаном-регулятором уровня в нижней части экстрактора, на работу в автоматическом режиме. Следует ввести в

действие устройство блокировки при критически низком уровне 2101-LT-201, которое находится в нижней части экстрактора.

- 44) Вводится в действие активатор блокировки для клапана 2101-ESV-201.
- 45) Спустя некоторое время после ввода в эксплуатацию дисульфиды, которые образуются в процессе окисления, отделяются и собираются в сепараторе дисульфидов. Необходимо проверить образование жидкой межфазной поверхности раздела дисульфидов и каустика (2101-LG-205). От сепаратора до насоса перекачки дисульфидной нефти устанавливается линия подачи дисульфидов. При достижении 2101-LG-205 нормальной величины обеспечивается локализованный привод насоса перекачки дисульфидной нефти 210-PD-102 A/B, в результате чего полученные дисульфиды закачиваются для смешивания с потоком исходного продукта легкой фракции нефти в экстрактор.

Примечание: Следует обеспечить постоянную видимость межфазного уровня в смотровом стекле основной части сепаратора дисульфидов! Межфазный уровень не должен повышаться выше отметки 80%, так как это приведет к увеличению риска попадания каустика в исходный продукт.

- 46) Теперь Установка извлечения нефти находится в эксплуатации, и для производства кондиционного продукта требуется проведение только небольших регулировок.
- 47) На выходе пара сепаратора дисульфидов в действие вводится анализатор 2101-AIC- 201.
- 48) Следует соединить 2101-AIC-201 с 2101-FIC-203 на воздушном трубопроводе к окислительной колонне.
- 49) После достижения устойчивого режима работы отработанный воздух может направляться на сжигание при открытии 2101-ESV-204 на трубопроводе отработанного воздуха, идущем к печи для сжигания, и закрытии 2101-ESV-203 на трубопроводе, идущем к продувочной емкости.
- 50) После достижения устойчивого режима работы установки необходимо произвести отбор проб нефтяного продукта, а также каустика в различных предусмотренных пробоотборных соединениях для проверки надлежащих рабочих показателей.

Повторный запуск установки Мегох после непродолжительного останова

Процедура, используемая для запуска Установки извлечения нефти после какого-либо останова (аварийный останов, см. раздел 11), является аналогичной процедуре первоначального ввода в эксплуатацию. Процедура первоначального ввода в эксплуатацию, приведенная в предыдущем разделе **Error! Reference source not found.** настоящего руководства, подлежит применению для осуществления повторного запуска Установки извлечения каустика. Перед повторным запуском установки операторы должны понять причины возникновения аварийной ситуации для их устранения и предотвращения других потенциальных проблем.

Несмотря на это, в случае непродолжительных остановов, когда нет необходимости в удалении каустика, вышеуказанная процедура первоначального ввода в эксплуатацию может быть заменена упрощенной процедурой, приведенной ниже.

- Следует проверить уровень давления внутри сепаратора дисульфидов. В случае необходимости производится повторная установка надлежащего рабочего давления путем подачи жидкого азота через инженерные сети размером 2 дюйма, имеющиеся в нижней части емкости.
- Производится повторная установка циркуляции каустика с помощью 2101-FIC- 202 в соответствии с руководством. Осуществляется запуск циркуляционного насоса каустика 210-PA-105A/B, медленное открытие 2101-FCV-202 до достижения надлежащей уставки, а также переключение 2101-FIC-202 на работу в автоматическом режиме.
- Переключить 2101-FIC-206 в ручной режим на входе топливного газа для разбавления в трубопровод отходящих газов сепаратора дисульфидов. Начинается подача топливного газа для разбавления путем медленного открытия 2101-FCV-206 и увеличения расхода до расчетного уровня. После достижения уставки осуществляется переключение на работу в автоматическом режиме.
- Производится проверка давления в сепараторе дисульфидов по показаниям 2101-PIC-216. В случае более низкого давления по сравнению с уставкой 2101- PIC-216, 2101-PIC-216 переключается на работу в оперативном режиме. Если давление выше, осуществляется

медленное открытие 2101-PCV-216, а при достижении заданной величины давления регулятор переключается на работу в автоматическом режиме.

- Начинается подача углеводорода в экстрактор.
- Осуществляется настройка регулятора расхода воздуха 2101-FIC-203 согласно руководству, медленное открытие 2101-FCV-203 и переключение на работу в автоматическом режиме после достижения уставки. Начать нагнетание воздуха в секцию регенерации каустика
- исходя из расхода подачи нефти и концентрации меркаптанов.
- Следует убедиться, что регулятор давления на трубе сепаратора дисульфидов 2101-PIC-216 находится в рабочем состоянии.
- С помощью индикатора температуры 2101-TI-206 производится проверка рабочей температуры окислительной колонны. При температуре ниже 40°C (обычно зимой) осуществляется медленная подача пара низкого давления в подогреватель каустика 2101-HF-104 до тех пор, пока температура в верхней части окислительной колонны не будет равной 43°C.
- После достижения устойчивого режима работы установки необходимо произвести отбор проб нефтяного продукта, а также каустика в различных предусмотренных пробоотборных соединениях для проверки надлежащих рабочих показателей.
- Следует убедиться, что печь для сжигания находится в рабочем состоянии, и направить отработанный воздух на сжигание.

Повторный запуск установки Мерох после ее частичного останова

Причины частичного останова установки включают:

- критически низкий межфазный уровень в блоке насыщенного каустика экстрактора;
- Критически высокая концентрация кислорода в отходящих газах сепаратора дисульфидов;
- Критически высокое давление в сепараторе дисульфидов;
- Критически высокий уровень в трубе сепаратора дисульфидов;

В вышеуказанных случаях приведение в действие соответствующих устройств блокировки вызывает останов только определенного блока.

Быстрое разрешение аварийной ситуации позволит избежать останова всей установки.

Первоначальный ввод в эксплуатацию коллектора отвода нефти

После пуска нафтоотгонной колонны и получения нефти необходимо запустить систему экспортной отгрузки нефти.

Убедиться, что к насосам 210-PA-101A/B кубового продукта нафтоотгонной колонны подается питание от ПУД.

Убедиться, что к электродвигателям 210-KF-102 А-М вентиляторов холодильника экспортной нефти подается питание от ПУД и они готовы к пуску.

Запустить вентиляторы холодильника экспортной нефти и установить автоматический режим регулятора температуры 2101-TIC-026.

В момент поступления нефти к насосу запустить насосы 210-PA-101 А/В кубового продукта фракционной колонны в режим циркуляции при минимальном потоке через 2101-FCV-009. (Перед пуском в эксплуатацию обеспечьте достаточное давление всасывания насосов по 2101-PT-103). После стабилизации потока открыть 2001-TCV-004 на байпасной линии к входному теплообменнику нефти 200-NA-101 А/В.

Перевести регулятор уровня 2101-LIC-012 в автоматический режим для поддержания уровня в кубовой части фракционной колонны.

Включить в работу анализаторы 2101-AT-001, 2101-AT-002 для определения упругости паров по Рейду, содержания H₂S, метил- и этилмеркаптанов.

Направить нефть в резервуар для некондиционной нефти. Выполнить ручной отбор проб и их анализ для проверки качества нефти.

Убедиться, что запорный клапан на линии всаса к насосу промывки парафинов 210-PA-109 полностью закрыт и опломбирован в закрытом положении. Для выполнения работ с данным запорным клапаном отдел производственных операций должен обеспечить соблюдение процедуры выдачи нарядов-допусков.

Подключить межтрубное и трубное пространство одного из входных подогревателей нефти 200-NA-101A/B. Медленно перевести 2001-HCV-002 или 003 (в зависимости от того, который из 200-NA-101 А или В находится в рабочем состоянии) в полностью открытое положение. Перевести 2001-TIC-004 и 2001-TIC-009 в автоматический режим.

После стабилизации установки и если нефтяной продукт соответствует спецификации, направить нефтяной продукт в нефтехранилище и перекрыть линию к резервуару некондиционной нефти, открыв 2101-HV-001 и закрыв 2101-HV-002.

После обеспечения стабильного режима работы при неполной нагрузке и начала экспорта нефти в резервуар для хранения необходимо снова подключить линию рециркуляции к входу установки. Также необходимо выполнить полный слив из линии рециркуляции (A1-2101 -PO-045-8"-A11-НС).

Запустить установку подготовки нефти и обеспечить ее работу при неполной производительности на уровне приблизительно 50000 барр./сутки нефти и направление нефти в резервуарный парк.

Так как отходящие газы от сепаратора и стабилизационной колонны направляются на факел, дальнейшее увеличение производительности приведет к сжиганию чрезмерных объемов на факеле, пока не будет обеспечена готовность системы компримирования газа мгновенного испарения.

Положения клапанов системы пластовой воды, в которые они должны быть установлены перед пуском, указаны в следующей таблице.

Система пластовой воды			
Маркировочный номер оборудования	Положение	Номер СТКИПиА	Назначение
A1-2001-LCV-006	Закрыт	0003-027	Пластовая вода к испарительной емкости/резервуар ВГФ 210-VH-101
A1-2101-PDCV-132	Закрыт	Объем работ поставщика	Нефть к испарительной емкости/резервуар ВГФ 210-VH-101
A1-2101-PCV-136	Закрыт	0003-028	Высокосернистый газ от резервуара ГФУ к емкости кислого газа 331-VN- 101
A1-2101-PCV-137	Закрыт	0003-028	Топливный газ НД в резервуар ГФУ VH-101
A1-2101-PCV-003	Закрыт	Объем работ поставщика	Сернистый газ от емкости хранения нефти к отходящему газу на УИС
A1-2101-PCV-002	Закрыт	Объем работ поставщика	Топливный газ НД в резервуар хранения нефти VA-103
A1-2101-FCV-027	Закрыт	0003-029	Выход насоса 210-PA-112A/B к входному сепаратору нефти
A1-2101-LCV-046	Закрыт	0003-029	Выход насоса 210-PA-112A/B к установке 560
A1-2101-LCV-041	Закрыт	0003-029	Выход нефтяного насоса PA-111A/B ВГФ к входному сепаратору нефти
A1-2101-PCV-167	Закрыт	0003-029	Выход 210-PC-111A/B к резервуару ВГФ

Удаление соли из сырой нефти

В процессе нормальной эксплуатации сырая нефть проходит две стадии обессоливания: на входном сепараторе нефти 200-VS-101 и на дегидраторе 210-VU-101. Пресная вода добавляется в дегидратор, а затем возвращается во входной сепаратор нефти, откуда удаленная соль вместе с отделенной водой подается в емкость ГФУ.

8.6.3 Подробная процедура ввода в эксплуатацию компрессора газа мгновенного испарения Установки 360

Общие проверки

Убедиться в наличии давления в установке 300 и ее готовности к получению компримированного газа мгновенного испарения из установки 360. Убедиться, что на технологической линии компримирования газа мгновенного испарения выполнены предпусковые и пусконаладочные работы в соответствии с процедурой поставщика, ссыл. [E.65, E.112-114]. Перед нагнетанием давления в компрессоре технологическим газом или азотом должна быть приведена в рабочее состояние система смазки и все системы инженерного обеспечения. На установке имеются все системы инженерного обеспечения воздухом, азотом, электричеством.

ПРОВЕРКИ ПЕРЕД ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Поскольку сырьевой газ, поступающий на компрессоры ГМИ, характеризуется высоким содержанием сероводорода, рекомендуется первоначальная работа компрессора на топливном газе, чтобы убедиться в безопасности работы компрессора ГМИ перед подачей технологического газа. Перед подачей сырьевого газа на компрессор ГМИ рекомендуется выполнить следующее:

Ввод в эксплуатацию компрессора ГМИ производится вручную под контролем. Согласно изложенному ниже, некоторые этапы последовательности ввода в эксплуатацию автоматизированы в логическом устройстве РСУ и ПУУ.

Предусмотрен трехпозиционный переключатель режимов 3600-HS-107:

положение А — нормальный режим;

положение В — режим продувки и нагнетания давления топливным газом;

положение С — режим работы на азоте.

Каждый из упомянутых режимов работы подробно описан ниже.

Проверка перед вводом в эксплуатацию

- Обеспечить выполнение предпусковых проверок в отношении системы компрессора газа мгновенного испарения и готовность установки к вводу в эксплуатацию.
- Обеспечить нагнетание в систему азота под давлением и ее готовность к получению сырья.
- Обеспечить проведение пусконаладки системы топливного газа и готовность к подаче газа ВД в систему компрессора газа мгновенного испарения.
- Обеспечить проведение пусконаладки систем факелов ВД и НД.
- Обеспечить проведение пусконаладки закрытой дренажной системы.
- Убедиться, что система смазочного масла компрессора газа мгновенного испарения прошла пусконаладку и находится в режиме циркуляции в соответствии с инструкцией по эксплуатации поставщика, ссыл. [E.65].
- Обеспечить готовность к подаче газа от входного сепаратора нефти и стабилизационной колонны в систему компрессора газа мгновенного испарения.
- Обеспечить соответствие положений всех специальных жалюзийных заслонок системы компрессора газа мгновенного испарения СКИП.
- Убедитесь, что указанные ниже предохранительные клапаны подключены, при этом положения клапанов ЗОС/ЗЗС соответствуют положениям, указанным в СКИПиА:
 - a) 3600-PSV-100 емкости 360-VN-011
 - b) 3600-PSV-112/113 на выходе 1-й ступени компрессора 360-KC-010
 - c) 3600-PSV-115 емкости 360-VN-012
 - d) 3600-PSV-127/128 на выходе компрессора 2-й ступени 360-KC-010
 - e) 3600-PSV-145 емкости 360-VN-013
 - f) 3600-PSV-124/126 коллектора конденсата
 - g) 3600-PSV-007/008 манифольда конденсата
- Убедитесь, что конденсатные насосы 360-PA-011 А/В готовы к приему конденсата от 360-VN-011.
- Убедитесь, что вентилятора охладителей компрессора 360-НС-011/012/013 проверены на готовность к работе.
- Убедитесь, что система газа готова к приему газа из системы компрессоров газа мгновенного испарения. Повысить давление в емкости на выходе компрессора 2-й ступени ГМИ с помощью рециркуляционного газа с установки подготовки газа путем открытия 3001-ESV-006

и удержания 3600-ESV-110 и 3600-ESV-108 на нагнетании компрессора 2-й ступени в закрытом положении.

- Обеспечить подачу питания и рабочее состояние панели управления установкой (ПУУ) и устройства визуального отображения (УВО), расположенных в блок-боксе для КИПиА и средств спутниковой связи.
- Обеспечить подключение и готовность к работе блока закачки метанола.
- Подключить стояки для измерения уровня в емкостях 360-VN-011, 360-VN-012 и 360-VN-013 компрессора. Убедиться, что вентиляционные и дренажные отверстия КИП и стояков для измерения уровня закрыты. Закрыть все клапаны на дренажных линиях от емкостей компрессора.

Запустить компрессор в соответствии с руководством поставщика, ссыл. [Е.65], в режиме полного рецикла, 3600-ESV-110 будет открыт до начала пуска компрессора. Медленно повысить давление на выходе компрессора. Когда давление достигнет рабочего значения 68 бар изб., открыть 3600-ESV-108, чтобы уравнивать давление с давлением в расположенной ниже по потоку установке подготовки газа.

Положение С — режим работы на азоте:

Оператор выбирает данный режим работы после завершения останова компрессора на техобслуживание либо после вскрытия любых фланцевых соединений в контуре компрессора. Цель работы компрессора в этом режиме — обнаружение путей утечки, если они существуют, после подобного останова. Необходимо обнаружить пути утечки в компрессоре кислого газа, если они существуют, и устранить их до подачи кислого газа в данный компрессор.

В этом режиме КАО на входе и выходе компрессора закрыты, и компрессор работает в режиме рециркуляции. Последовательность очистки автоматизируется системой РСУ. В случае продувки и консервации азотом, оператор должен выполнить весь процесс вручную.

Предупреждение:

Существует возможность кислородного обеднения внутри кожуха компрессора ввиду утечки азота. Существует потенциальный риск удушья оператора внутри кожуха. Перед пуском компрессора ГМИ в этом режиме следует убедиться в том, что приняты соответствующие меры индивидуальной защиты персонала в соответствии со стандартами компании.

В связи с тем, что рабочее давление и расходы в режиме работы на азоте намного ниже соответствующих значений в штатном режиме, предусмотрены следующие альтернативные КИП, которые выбираются в зависимости от системы и режима работы на азоте. Подобные КИП указаны ниже:

Описание	Режим продувки топливного газа	Все прочие режимы
Отключение по низкому давлению на всасе 1-й ступени	РТ-106	РТ-105
Отключение по низкому давлению на всасе 2-й ступени	РТ-121	РТ-120
Датчик расхода на всасе 2-й ступени	FT-192	FT-190

В режиме работы компрессора на азоте выполняется следующая последовательность.

- Режим работы на азоте является ручным полуавтоматическим, требующим участия оператора.
- Данный режим необходимо использовать во время первого запуска компрессора газа мгновенного испарения.
- Во время последующих пусков компрессора после сброса давления необходимость в замене противопомпажного клапана отсутствует, за исключением случаев проведения масштабных продолжительных работ на любом оборудовании в контуре компрессора. Эта мера является защитой от неудовлетворительного качества консервации узлов контура и возможного попадания грязи.

- Оператор выбирает HS-107 — положение С — режим работы на азоте и подтверждает выбранный режим на панели PCY.
- Отключение по низкому давлению на входе шунтируется (PT-105 и PT-120). Вместо этого выбираются отключения по низкому давлению для PT-106 и PT-121.
- Включается автоматический режим XV-110 (клапан ручного сброса давления, расположенный параллельно клапану продувки EDV-104 на выходе второй ступени компрессора).
- Блокируется открывание 3600-ESV-100 и 3600-ESV-110.
- Автоматически полностью открывается 3600-PCV-103 (проверяется по 3600-PZT- 103)
- Оператор открывает RB-504 на линии топливного газа НД, а 3600-ESV-112 открывается автоматически по логике во время последовательности.
- В случае обнаружения утечек оператор останавливает последовательность нажатием «Normal Stop» (штатный останов).
- Оператор открывает клапан XV-110 для спуска топливного газа, находящегося под давлением.
- Эти действия необходимо повторить трижды, чтобы обеспечить надлежащий сброс давления в компрессоре.
- Оператор подает сигнал «Процесс готов».
- По получении данного сигнала оператор активирует кнопку пуска компрессора. Логическое устройство компрессора проверяет соответствие параметров режима пуска (XS-196B) и выдает в PCY сигнал «Готов к пуску». В ответ на данный сигнал PCY проверяет готовность процесса и выдает сигнал «Начать авторизацию».
- Перед пуском компрессора логическое устройство проверяет факт использования 3600-FO-110 вместо 3600-UCV-185 и 3600-FO-111 — вместо 3600- UCV-190.
- Логическое устройство компрессора запускает главный электродвигатель и после достижения компрессором рабочей скорости
 - a) Выбирает A1-3600-FT-192 в качестве активного датчика расхода второй ступени (вместо A1-3600-FT-190);
 - b) Активирует противопомпажный регулятор, и компрессор включается в режим рециркуляции.
- При работе компрессора и при давлении на всасе 2-й ступени выше уставки отключения по низкому давлению активируется отключение системой АО по низкому давлению на всасе 2-й ступени (PT-121). При этом оператор проверяет контур компрессора на предмет утечек.
- По завершении подобной проверки оператор останавливает компрессор при помощи «Normal Stop» (штатный останов).
-

Положение В - Режим нагнетания топливного газа и нагрева

В этом режиме компрессор фактически не работает. Компрессор газа мгновенного испарения не может работать в режиме топливного газа НД из-за низкой молекулярной массы топливного газа. Компрессор газа мгновенного испарения был разработан для работы с высокомолекулярным кислым газом.

В этом режиме компрессор повышает давление с помощью топливного газа и прогревается до $(TI_85 + TI_86) / 2 > 50\text{ }^{\circ}\text{C}$. $(TI_90 + TI_91) / 2 > 50\text{ }^{\circ}\text{C}$, запуская компрессор в рециркуляцию, чтобы быть готовым к приемке сернистого газа. Оператор выбирает этот режим работы после завершения режима «Продувки».

Целью эксплуатации компрессора в этом режиме является повышение давления в компрессор с помощью обессеренного газа и нагрева корпуса компрессора до $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ перед подачей в компрессор сернистого газа, чтобы предотвратить конденсацию H_2S .

Просто происходит продувка и повышение давления с помощью топливного газа и компрессор готов к приемке сернистого газа. Оператор выбирает этот режим работы после завершения режима продувки топливным газом или после остановки компрессора со снижением давления. Целью работы компрессора в этом режиме является продувка компрессора обессеренным газом перед подачей сернистого газа в компрессор.

В связи с тем, что рабочее давление и расходы в режиме продувки топливным газом намного ниже соответствующих значений в обычном режиме, предусмотрены следующие альтернативные КИП, которые выбираются системами в зависимости от выбранного режима работы на топливном газе. Подобные КИП указаны ниже:

Описание	Режим нагрева топливного газа	Нормальные режимы работы	Комментарии
Отключение по низкому давлению на всасе 1-й ступени	РТ-106 (2 бар изб.)	РТ-105 (2,5 бар изб.)	Выбран по КАО
Отключение по низкому давлению на всасе 2-й ступени	РТ-121 (6 бар изб.)	РТ-120 (16 бар изб.)	Выбран по КАО
Датчик расхода на всасе 2-й ступени	FT-192	FT-190	Выбран по ССС

Во время работы в режиме повышения давления топливным газом и нагрева выполняется следующая последовательность операций.

Действие 1: Оператор выбирает HS-107 - Положение В - для режима работы "Повышение давления топливным газом и нагрева" на панели ПОС.

Действие 2: Оператор подтверждает выбранный режим по Действию 1 - Повышение давления топливным газом и нагрев на лицевой панели подтверждения на ЧМИ РСУ. Как только это подтвердится, логика в пределах

Система АО:

- Посылает сигнал HL-107G=1 по последовательному каналу связи на РСУ.
- Обходит РТ-106 и РТ-121 блокировка АО из-за низкого уровня (Примечание 2).
- Активирует клапан топливного газа ESV-112

Система РСУ:

- Повторяет сигнал выбора режима работы HL-107H, HL-107J по последовательному каналу связи на ПУУ и ССС после подтверждения оператором на ЧМИ.
- Позволяет вручную управлять XV-110

ПУУ компрессора:

- Логика проверяет состояние сигнала режима HL-107H=1 (и в случае, если сигналы запуска компрессора (XS-196A) исправны, и оператор ранее нажал кнопку запуска компрессора (HS-190).
- Направляет сигнал XS-160 в ССС, который автоматически откроет дроссельный клапан на входе PCV-103 до предварительно определенного 100%-го открытия.
- Проверяет PZT-103 и подтверждает полное открытие клапана PCV-103.
- Иницирует сигнал «Разрешение на повышение давления» XS-181 на РСУ.
- Позволяет открывать XV-112 (клапан уплотнительного газа).
- Открывает клапаны рециркуляции на 100-процентов с помощью ССС.

Действие 3: При получении этого сигнала последовательности, открывается ESV-112, установленный на линии подачи топливного газа, и ESV-110.

Действие 4: Дождитесь, пока РТх43 от ПУУ (обозначен как на РСУ) превысит 4,5 бар изб. (для соответствия PCV-163). Как только давление в КГМИ достигнет 4,5 бар изб. (По PI-143 и РТ-122), 3600-ESV-112 автоматически закрывается.

Действие 5: На данном этапе компрессор находится под давлением с использованием топливного газа и готов к запуску и прогреву на топливном газе. На экране РСУ мигает сообщение «Завершено повышение давления в компрессоре и компрессор готов к режиму прогрева». РСУ посылает сигнал готовности технологического процесса XS-193 на ПУУ.

Действие 6: При получении этого сигнала ПУУ отключает XS-160, на основе которого ССС вынуждает PCV-103 открыться на 100%.

Действие 7: Теперь компрессор готов к запуску с использованием топливного газа. Оператор проверяет и обеспечивает готовность процесса и выдает сигнал «Технологический процесс готов» XS-193 от PCY.

Действие 8: Оператор активирует кнопку запуска компрессора "HS-191" на УВО. Логика компрессора проверяет исправность условий пуска (XS-196B) и выдает сигнал «Готов к пуску» XS-182 на PCY. В ответ на это оператор PCY проверяет готовность процесса и выдает сигнал «Разрешение запуска» XS-192A.

Действие 9: В этом режиме по получении XS-192A компрессор запускает главный двигатель и посылает команду на CCC для отображения работы компрессора на топливном газе. CCC полностью открывает клапаны рециркуляции.

Действие 10: Оператор прогоняет компрессор в режиме прогрева до тех пор, пока средняя температура всасывания (TI-_85 и TI-_90) и нагнетания (TI-_86 и TI-_91) компрессора для обеих ступеней не достигнет допустимого значения:

$$(TI_85 + TI_86) / 2 > 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$(TI_90 + TI_91) / 2 > 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

в ПУУ, контролируя состояние обратной связи для допустимой температуры корпуса. Во время работы компрессора уплотнительный газ с УВ поступает в технологический газ, что постепенно увеличивает давление всасывания. Давление всасывания должно быть ниже 8,5 бар изб., чтобы не открывать PSV-100 на 1-й ступени каплеотбойного сепаратора при останове / отключении под давлением. При необходимости оператор должен контролировать и вручную открывать XV-110.

Действие 11: Оператор прогоняет компрессор до достижения температуры корпуса в среднем 50 °С, затем появляется мигающее сообщение для оператора, а затем выдается разрешение на включение в НОРМАЛЬНОМ режиме и сброс режима Повышения давления топливного газа и прогрева (HS-107B=0).

Примечание 2 - Байпас по RT-106 и RT-121 автоматически снимается после получения сигнала «Давление в норме» (время блокировки при пуске составляет 40 мин, время устранения ложных повторных нажатий клавиши - 3 мин) во время нормальной работы компрессора.

- Режим продувки и повышения давления полностью автоматический.
- Данный режим необходимо использовать во время первого запуска компрессора газа мгновенного испарения.
- При последующем запуске компрессора нет необходимости в замене предохранительного клапана, если на любом оборудовании в контуре компрессора не проводятся крупные и масштабные работы. Эта мера является защитой от неудовлетворительного качества консервации узлов контура и возможного попадания грязи.
- Оператор должен выбрать HS-107 для режима «Повышения давления топливного газа и прогрева» (положение B) на панели ПОС.
- 3600-ESV-100 (выше по потоку от 1-й ступени каплеотбойного сепаратора) и 3600-ESV-110 (ниже по потоку от компрессора 2-й ступени) должны быть отключены на открытие.
- Оператор подтверждает выбранный режим «Повышение давление топливного газа и прогрев» на лицевой панели подтверждения на ЧМИ PCY. После подтверждения логика в рамках системы ОУР:
- Посылает сигнал HL-107G=1 по последовательному каналу связи на PCY.
- Обходит RT-106 и RT-121 блокировка АО из-за низкого уровня (Примечание 1).
- Активирует клапан топливного газа ESV-112

Система PCY:

- Повторяет сигнал выбора режима HL-107H, HL-107J по последовательному каналу связи с ПУУ и CCC после подтверждения оператором на ЧМИ.
- Позволяет вручную управлять XV-110

ПУУ компрессора:

- Логика проверяет состояние сигнала режима HL-107H=1 (и в случае, если сигналы запуска компрессора (XS-196A) исправны, и оператор ранее нажал кнопку запуска компрессора (HS-190).
- Направляет сигнал XS-160 в CCC, который автоматически откроет дроссельный клапан на входе PCV-103 до предварительно определенного 100%-го открытия.
- Проверяет PZT-103 и подтверждает полное открытие клапана PCV-103.
- Иницирует сигнал «Разрешение на повышение давления» XS-181 на PCY.
- Позволяет открывать XV-112 (клапан уплотнительного газа).
- Открывает клапаны рециркуляции на 100-процентов с помощью CCC.
- При получении этого сигнала последовательности, открывается ESV-112, установленный на линии подачи топливного газа, и ESV-110.
- После достижения КНМИ значения 4,6 бар изб. (подтвержденного по PT-143 и PT-122), 3600-ESV-112 автоматически закроется и 3600-XV-110 (ниже по течению от компрессора газа мгновенного испарения, идущего на факел) будет автоматически открыт.
- Эту операцию следует повторить три раза для обеспечения полной продувки компрессора.
- ESV-112 открывается для заполнения компрессора.
- Сила на ESV-110 снимается, и клапан открывается. Оператор открывает ESV-110 таким образом, чтобы компрессор можно было заправлять вплоть до главного нагнетательного клапана ESV-108, расположенного на нагнетательном коллекторе.
- Дождитесь, пока PTx43 от ПУУ (обозначен как на PCY) превысит 4,5 бар изб. (для соответствия PCV-163). Как только давление в КГМИ достигнет 4,5 бар изб. (подтвержденного по PI-143 и PT-122), 3600-ESV-112 автоматически закроется.
- На данном этапе компрессор находится под давлением с использованием топливного газа и готов к запуску и прогреву на топливном газе. На экране PCY мигает сообщение «Завершено повышение давления в компрессоре и компрессор готов к режиму прогрева». PCY посылает сигнал готовности технологического процесса XS-193 на ПУУ.
- При получении этого сигнала ПУУ отключает XS-160, на основе которого CCC вынуждает PCV-103 открыться на 100%.
- Теперь компрессор готов к запуску с использованием топливного газа. Оператор проверяет и обеспечивает готовность процесса и выдает сигнал «Технологический процесс готов» XS-193 от PCY.
- Оператор активирует кнопку запуска компрессора "HS-191" на УВО. Логика компрессора проверяет исправность условий пуска (XS-196B) и выдает сигнал «Готов к пуску» XS-182 на PCY. В ответ на это оператор PCY проверяет готовность процесса и выдает сигнал «Разрешение запуска» XS-192A.
- В этом режиме по получении XS-192A компрессор запускает главный двигатель и посылает команду на CCC для отображения работы компрессора на топливном газе. CCC полностью открывает клапаны рециркуляции.
- Оператор прогоняет компрессор и ждет, пока T_{x88A} не достигнет в среднем 50 °C в ПУУ, контролируя состояние обратной связи для допустимой температуры корпуса. Во время работы компрессора уплотнительный газ с УВ поступает в технологический газ, что постепенно увеличивает давление всасывания. Давление всасывания должно быть ниже 8,5 бар изб., чтобы не открывать PSV-100 на 1-й ступени каплеотбойного сепаратора при останове / отключении под давлением. При необходимости оператор должен контролировать и вручную открывать XV-110.
- Оператор прогоняет компрессор до достижения температуры корпуса в среднем 50 °C, затем появляется мигающее сообщение для оператора, а затем выдается разрешение на включение в НОРМАЛЬНОМ режиме и сброс режима Повышения давления топливного газа и прогрева (HS-107B=0).

Примечание 1 - Байпас по PT-106 и PT-121 автоматически снимается после получения сигнала «Давление в норме» (время блокировки при пуске составляет 40 мин, время устранения ложных повторных нажатий клавиши - 3 мин) во время нормальной работы компрессора.

Положение А — Нормальный режим

В этом «НОРМАЛЬНОМ» режиме после подтверждения выбора клапан топливного газа будет заблокирован; линия сернистого газа будет подключена к компрессору, который уже находится в работе. В случае останова под давлением компрессор будет работать в режиме прогрева до

тех пор, пока средняя температура всасывания (TI-_85 и TI-_90) и нагнетания (TI-_86 и TI-_91) компрессора для обеих ступеней не достигнет допустимого значения:

$$(TI_85 + TI_86) / 2 > 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$(TI_90 + TI_91) / 2 > 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

оператор получит разрешающий сигнал для запуска, чтобы обеспечить поток сернистого газа к компрессору и запуск машины. Когда давление на выходе второй ступени будет достаточным, выпускной клапан можно будет открыть.

Нормальный режим работы в случае останова в отсутствие давления:

В случае останова в отсутствие давления PCY не позволит выбрать нормальный режим и выдаст сообщение оператору о необходимости выбрать режим продувки и нагнетания давления топливным газом до подачи высокосернистого газа в компрессор. В этом случае после завершения продувки и нагнетания давления топливным газом требуется заменить топливный газ, присутствующий в компрессоре, высокосернистым газом, выполнив следующую процедуру.

- Режим «ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ТОПЛИВНЫМ ГАЗОМ И НАГРЕВА» будет включен по завершении режима «ПРОДУВКИ ТОПЛИВНЫМ ГАЗОМ».
- «НОРМАЛЬНЫЙ» режим будет включен по завершении режима «ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ТОПЛИВНЫМ ГАЗОМ И НАГРЕВА».
- Убедиться, что логическое устройство заменило 3600-FO-110 на 3600-UCV-185 и 3600-FO-111 — на 3600-UCV-190, которые использовались в режиме работы на азоте до пуска логического устройства компрессора.
- Оператор выбирает HS-107 — положение А для нормального режима подтверждает выбор посредством PCY.
- После подтверждения CAO шунтирует сигнал PT-120 LL.
- По поступлении сигнала от кнопки пуска компрессора входной дроссельный клапан PCV-103 открывается до заданной величины открытия.
- Проверить PZT-103 и убедиться, что клапан PCV-103 открыт согласно заданной величине.
- После этого инициируется «разрешение на нагнетание давления».
- По получении данного сигнала оператор открывает ESV-100 при условии, что дифференциальное давление на ESV-100 меньше 1 бар изб.
- ОПУ открывает в ручную XV-110 на 5 минут (изменяемый промежуток времени, окончательно определяется во время пусконаладки) для замещения обессеренного газа высокосернистым газом на факеле.
- По истечении данного промежутка времени XV-110 должен автоматически закрыться.
- Теперь компрессор готов к запуску на сернистом газе. Оператор проверяет и обеспечивает готовность технологического процесса и выдает сигналы 'технологический процесс готов'. Этот сигнал не позволяет открыть XV-110.
- Оператор активирует кнопку запуска компрессора. Логическое устройство компрессора проверяет соответствие параметров режима пуска и выдает сигнал «Готов к пуску». В ответ на это инициируется сигнал 'Start Authorization' (разрешение к пуску) от PCY.
- При получении этого сигнала компрессор запускает главный двигатель и выдается команда для отображения нормальной работы компрессора.
- Оператор позволяет компрессору работать и как только давление нагнетания после то как 3600-PT-122>3000-PT-018 срабатывает логика на открытие 3600-ESV-108 автоматически.
- 3600-ESV-003 открывается, как только давление на КАО составит менее 1 бар. Это необходимо для того, чтобы КАО не открывался при высоком перепаде давления.
- После выполнения описанных выше действий компрессор работает в нормальном режиме и на экране PCY отображается сообщение «Compressor Running in Normal mode» (Компрессор работает в нормальном режиме).

Нормальный режим работы в случае останова в присутствии давления:

В случае останова для нагнетания давления оператор может непосредственно выбрать нормальный режим работы при условии, что такой выбор разрешен.

Так как компрессор имеет один корпус, после останова под давлением, если компрессор не запустить через короткий промежуток времени, существует вероятность медленного

уравнивания давлений 1-й и 2-й ступеней. В этом случае давление в корпусе компрессора будет превышать 5 бар изб. Так как при таком высоком давлении компрессор не может быть запущен, необходимо сбросить в нем давление перед тем, как включить его в нормальный режим работы.

PCY обеспечивает доступ на НОРМАЛЬНЫЙ режим, позволяя оператору в течение 30 минут перезапустить компрессор без повторного повышения давления и подогрева компрессора топливным газом при температуре корпуса >50 °C (Примечание 1).

Одним из обязательных условий для возможности выбора нормального режима является давление выше 5 бар изб. на всасе компрессора, которое проверяется по РТ-143 и РТ-122. Если давление по РТ-143 превышает 5 бар изб., на экране PCY начнет мигать сообщение, в соответствии с которым

- a) оператор должен сбросить давление в компрессоре до нормального рабочего («Depressurize the Compressor to Normal Operating Pressure»);
- b) оператор должен вручную выполнить слив из компрессора («Manually Drain the compressor»).

В ответ на сообщение, указанное в п. «а» оператор открывает XV-110, чтобы сбросить давление в компрессоре. После того, как давление опустится ниже 5 бар изб. (проверяется по РТ-143), XV-110 закрывается Оператором в ручную. Поскольку давление всасывания теперь в норме, можно выбрать НОРМАЛЬНЫЙ режим и на ЧМИ PCY появляется мигающий сигнал, чтобы оператор мог выбрать НОРМАЛЬНЫЙ режим.

В ответ на сообщение, указанное в п. «b» оператор вручную выполняет слив из компрессора и подтверждает «Запрос на ручной слив».

Компрессор готов к пуску в нормальном режиме. Оператор выполняет следующие действия:

- Компрессор готов к пуску на топливном газе. Оператор выбирает HS-107 - Положение А для нормального режима эксплуатации по ПОС.
- Оператор подтверждает выбранный режим - НОРМАЛЬНЫЙ - на панели ЧМИ PCY. Как только это подтвердится, логика в пределах

Система АО:

- Посылает сигнал HL-107D=1 по последовательному каналу связи на PCY.
- Обходит РТ-105 и РТ-120 блокировка АО из-за низкого уровня (Примечание 2).
- Отключает 3600-ESV-112.

Система PCY:

- Повторяет сигнал выбора режима HL-107E, HL-107F по последовательному каналу связи на ПУУ и CCC после подтверждения оператором на ЧМИ.
- Разблокирует XV-110.

ПУУ компрессора:

- Разблокирует ESV-100 для открытия, как только PDT-101 < 1 бар изб.
- Позволяет открыть ESV-108.
- Оператор открывает ESV-100 при условии, что дифференциальное давление в ESV-100 составляет менее 1 бар изб.
 - Открывает ESV-110, если он не открыт, и выдает сигнал 'Технологический процесс готов' XS-193 от PCY, а также команду XS-158 на CCC для индикации нормальной работы компрессора.
 - После открытия ESV-100 (обратная связь при открытии клапана EZSH-100) логика автоматически открывает клапан XV-110 на время X, а затем закрывает, чтобы вытеснить углеводородный топливный газ сернистым газом (настраиваемое время должно быть определено при вводе в эксплуатацию).
 - Теперь компрессор готов к запуску на сернистом газе. Оператор проверяет и обеспечивает готовность технологического процесса и выдает сигналы 'технологический процесс готов'. Этот сигнал не позволяет открыть XV-110.

- Оператор активирует кнопку запуска компрессора. Логическое устройство компрессора проверяет соответствие параметров режима пуска и выдает сигнал «Готов к пуску». В ответ на это инициируется сигнал 'Start Authorization' (разрешение к пуску) с РСУ.
- При получении этого сигнала компрессор запускает главный двигатель и выдается команда для отображения нормальной работы компрессора.
- Оператор позволяет компрессору работать и как только давление нагнетания (после подтверждения по РТ-122) составит около 70 бар изб., компрессор откроет ESV-108 на выходном манифольде.
- После выполнения описанных выше действий компрессор работает в нормальном режиме и на экране РСУ отображается сообщение «*Compressor Running in Normal mode*» (Компрессор работает в нормальном режиме).

Примечание 1 - так как компрессор имеет один корпус, после останова под давлением, если компрессор не запустить через короткий промежуток времени, существует вероятность медленного уравнивания давлений 1-й и 2-й ступеней. В этом случае давление в корпусе компрессора будет превышать 5 бар изб. Так как при таком высоком давлении компрессор не может быть запущен, необходимо сбросить в нем давление перед тем, как включить его в нормальный режим работы.

Примечание 2 - Байпас по РТ-105 и РТ-120 автоматически снимается после получения сигнала «Давление в норме» (время блокировки при пуске составляет 40 мин, время устранения ложных повторных нажатий клавиши - 3 мин) во время нормальной работы компрессора.

Применение метанола

Для закачки метанола на линиях нагнетания жидкости от входной емкости компрессора ГМИ 2-й ступени и выходной емкости компрессора ГМИ 2-й ступени предусмотрены патрубки. Согласно теоретическому анализу гидратообразование в этих линиях не ожидается; патрубки для закачки метанола предусмотрены для экстренных случаев. Потребность в их использовании может возникнуть при нештатных режимах, которые не были предусмотрены в вариантах рабочего проектирования.

Если в емкостях каплеотбойных сепараторов будет замечено превышение уровня несмотря на открытое положение соответствующих клапанов в линиях нагнетания жидкости, вероятно, что в результате гидратообразования возникла закупорка. Рекомендуется начать дозированную подачу метанола, запустив насосы дозированной подачи метанола блока закачки метанола при расходе подачи 25 л/ч.

Обеспечен доступ ко всем сетям инженерного обеспечения:

- электроснабжение
- Подача воздуха КИП
- система подачи азота

Необходимо убедиться, что все требуемые защитные системы введены в эксплуатацию и находятся в работе.

- Система пожарной воды и дренажная система заполнены соответствующим образом.
- Пожарные и газовые детекторы прошли испытания и находятся в работе.
- Аварийные душевые и пункты промывки глаз введены в эксплуатацию, испытаны и готовы к работе.
- Технологическая сигнализация испытана и готова к работе.

Положения клапанов Установки 360, в которые они должны быть установлены перед пуском, указаны в таблице 8.6.3.1.

Маркировочный номер оборудования	Положение в режиме продувки топливным газом	Положение в режиме сжигания на факеле НД	Положение в нормальном режиме работы	Номера СКИП	Назначение
A1-3600-ESV-100**	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-001	Газ мгновенного испарения на компримирование газа мгновенного испарения ТЛ 1
A1-3600-PCV-103	Открыт	Открыт	Открыт	0012-001	Газ мгновенного испарения на компримирование газа мгновенного испарения ТЛ 1
A1-3600-ESV-101	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-001	Выход конденсата из входной емкости 1-й ступени VN-011
A1-3600-UCV-185	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-002	Циркуляция компрессора 1-й ступени КС-010
A1-3600-TCV-130A	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-003	Охладитель НС-011 циркуляции 1-й ступени
A1-3600-TCV-130B	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-003	Охладитель НС-011 циркуляции 1-й ступени
A1-3600-TCV-130C	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-003	Охладитель НС-011 циркуляции 1-й ступени
A1-3600-TCV-130D	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-003	Охладитель НС-011 циркуляции 1-й ступени
A1-3600-TCV-130E	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-003	Охладитель НС-011 циркуляции 1-й ступени
A1-3600-TCV-134A	Открыт	Открыт	Авто	0012-004	Охладитель НС-012 на входе 2-й ступени
A1-3600-TCV-134B	Открыт	Открыт	Авто	0012-004	Охладитель НС-012 на входе 2-й ступени
A1-3600-TCV-134C	Открыт	Открыт	Авто	0012-004	Охладитель НС-012 на входе 2-й ступени
A1-3600-TCV-134D	Открыт	Открыт	Авто	0012-004	Охладитель НС-012 на входе 2-й ступени

Маркировочный номер оборудования	Положение в режиме продувки топливным газом	Положение в режиме сжигания на факеле НД	Положение в нормальном режиме работы	Номера СТИП	Назначение
A1-3600-TCV-134E	Открыт	Открыт	Авто	0012-004	Охладитель НС-012 на входе 2-й ступени
A1-3600-ESV-103	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-005	Выход конденсата из входной емкости 2-й ступени VN-012
A1-3600-LCV-104	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-005	Выход конденсата из входной емкости 2-й ступени VN-012
A1-3600-ESV-110	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-006	Выход компрессора 2-й ступени КС-010
A1-3600-UCV-190	Открыт	Открыт	Закрыт	0012-006	Рециркуляция компрессора 2-й ступени КС-010
A1-3600-EDV-104	Закрыт	Закрыт	Закрыт	0012-006	Продувка выхода компрессора 2-й ступени КС-010
A1-3600-XV-112	Закрыт *	Открыт	Открыт	0012-006	Уплотнительный газ в компрессор ГМИ
A1-3600-TCV-138A	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-007	Концевой охладитель 2-й ступени НС-013
A1-3600-TCV-138B	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-007	Концевой охладитель 2-й ступени НС-013
A1-3600-TCV-138C	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-007	Концевой охладитель 2-й ступени НС-013
A1-3600-TCV-138D	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-007	Концевой охладитель 2-й ступени НС-013
A1-3600-TCV-138E	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-007	Концевой охладитель 2-й ступени НС-013
A1-3600-EDV-111	Закрыт	Закрыт	Закрыт	0012-006	Продувка выходной емкости 2-й ступени VN-013
A1-3600-ESV-107	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-008	Выход конденсата из выходной емкости 2-й ступени VN-013

Маркировочный номер оборудования	Положение в режиме продувки топливным газом	Положение в режиме сжигания на факеле НД	Положение в нормальном режиме работы	Номера СТИП	Назначение
A1-3600-LCV-112	Закрыт	Закрыт	Авто	0012-008	Выход конденсата из выходной емкости 2-й ступени VN-013
A1-3600-EDV-001	Закрыт	Закрыт	Закрыт	0012-012	Продувка сборного манифольда газа мгновенного испарения
A1-3600-ESV-108	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Газ в сборный манифольд газа мгновенного испарения линии компримирования ТЛ 1
A1-3600-ESV-208	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Газ в сборный манифольд газа мгновенного испарения линии компримирования ТЛ 2
A1-3600-ESV-308	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Газ в сборный манифольд газа мгновенного испарения линии компримирования ТЛ 3
A1-3600-ESV-408	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Газ в сборный манифольд газа мгновенного испарения линии компримирования ТЛ 4
A1-3600-ESV-003**	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Газ мгновенного испарения в установку 300 (установка подготовки газа) по совмещенной линии
A1-3600-ESV-109	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Конденсат в манифольд сбора конденсата линии компримирования 1
A1-3600-ESV-209	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Конденсат в манифольд сбора конденсата линии компримирования 2
A1-3600-ESV-309	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Конденсат в манифольд сбора конденсата линии компримирования 3
A1-3600-ESV-409	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-012	Конденсат в манифольд сбора конденсата линии компримирования 4
A1-3600-PCV-010A	Закрыт	Закрыт	Открыт	0012-013	Азот в блок закачки метанола

Маркировочный номер оборудования	Положение в режиме продувки топливным газом	Положение в режиме сжигания на факеле НД	Положение в нормальном режиме работы	Номера СТИП	Назначение
A1-3600-PCV-010B	Закрит	Закрит	Открыт	0012-013	Отвод из блока закачки метанола
A1-5501-TCV-201	Закрит	Закрит	Открыт	0001-001	Коллектор пара НД к емкости закрытого дренажа VA-153

* В этом режиме работы азот используется в качестве уплотнительного газа.

** Для 3600-ESV-100 и 3600-ESV-003 предусмотрена блокировка для предотвращения их открывания при высоком дифференциальном давлении на КАО. Это обеспечивается невозможность открытия штока при высоком дифференциальном давлении на КАО.

8.7 РАБОТА В ШТАТНОМ РЕЖИМЕ

Ссыл. [Е.77-80], [Е.81-111].

В данном разделе описываются различные аспекты, связанные с нормальным режимом работы наземной установки подготовки нефти, включая рекомендации по эксплуатации, оценку рабочих показателей и оптимизацию работы установки.

Основной целью данных руководящих указаний является поддержание безопасного режима эксплуатации установки, для которого она была спроектирована.

Статус различных компонентов установки подготовки нефти в обычных рабочих условиях описан ниже.

Установка подготовки нефти работает с расчетной производительностью. Поток и состав сырой нефти и пластовой воды, поступающих от входного сепаратора нефти, соответствуют нормальным расчетным условиям. Значения рабочей температуры, давления, уровень жидкости в нефтяном отсеке и межфазный уровень нефть/вода соответствуют нормальным расчетным условиям. Следует отметить, что температура нефти, поступающей из промыслового нефтепровода, значительно варьируется в зависимости от времени года, а также от рабочих условий на морском комплексе. Данное изменение температуры влияет на степень подогрева на входе, требующуюся от 200-НА-101А/В, и обходной поток вокруг данных теплообменников. По этой же причине производительность холодильника экспортной нефти аналогично значительно варьируется в течение года.

Секция компримирования газа мгновенного испарения способна работать со всем объемом газа, генерируемого входным сепаратором нефти и поступающего из верхней части стабилизационной колонны, т. е. газ не направляется на факел.

Входные нефтяные насосы подают нефть при нормальных расчетных расходах.

Рабочее давление дегидрататора соответствует расчетным условиям. Межфазный уровень нефть/вода в дегидрататоре соответствует нормальным рабочим уровням.

Подготовленная нефть, выходящая из дегидрататора, соответствует ТУ по содержанию солей и водно-грязевого отстоя.

Потребление химических реагентов-деэмульгаторов соответствует нормальным параметрам.

Рабочие условия в стабилизационной и фракционной колонне соответствуют расчетным. Параметры нефтяного продукта находятся в пределах, определенных для упругости паров по Рейду и содержания меркаптанов.

Содержание нефти в нефтесодержащих водах, выходящих из сепараторов, ниже пределов, установленных для секции очистки нефтесодержащих вод.

В следующих разделах также описываются различные аспекты, связанные с нормальным режимом работы Установки извлечения нефти (Мегах), включая рекомендации по эксплуатации, оценку рабочих показателей и оптимизацию работы установки.

В разделе 8.7.6 приводится таблица, в которой содержится перечень рекомендуемых рабочих диапазонов для различных технологических параметров.

Надлежащая работа жидкостно-жидкостной установки извлечения нефти практически полностью зависит от двух факторов: контроль качества раствора каустической соды и оптимизация рабочих параметров экстрактора.

В обычном режиме работы установки должны проводиться описанные ниже общие наблюдения и периодические проверки. Требуемые текущие проверки конкретного оборудования отдельно описаны в конце данного раздела.

8.7.1 Общие проверки

В следующих пунктах представлены действия, которые должны выполняться персоналом наземных объектов производства и переработки для обеспечения безопасности своих соответствующих сооружений в процессе непрерывной эксплуатации.

- Ответственность оператора
- Регистрация данных
- Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования
- КИПиА
- Контрольная точка для работы установки зимой

Обязанности оператора

Убедиться в отсутствии небольших утечек газа и нефти из трубопроводной арматуры, насосов и КИПиА. Проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно у фланцев и присоединений. Для выявления небольших утечек необходимо использовать портативные газоанализаторы. В отношении любых утечек должны быть приняты меры по устранению для поддержания чистоты и безопасности. Газовые линии должны проверяться на отсутствие утечек с помощью мыльного раствора.

Контроль и наблюдение за процессом являются основными обязанностями, подлежащими выполнению операторами технологических объектов. Кроме того, они должны реагировать соответствующим образом и вмешиваться в ход процесса для обеспечения работы в пределах приемлемых параметров, определенных рабочими процедурами, а также в соответствии с ограничениями по оборудованию. Операторы осуществляют мониторинг и регулировку средств контроля процесса посредством контрольных станций РСУ для обеспечения производства нефти на технологических сооружениях, соответствующей требуемым техническим условиям на продукт. Для наземных объектов также обеспечивается мониторинг информации о критических значениях расхода и давления, поступающей из входящих и выходящих трубопроводов. Операторы технологических сооружений установки должны производить осмотр технических устройств установки, контроль вращающегося оборудования, добавление и закачку химреагентов, общую проверку всех емкостей и трубопроводов. Произвести общий осмотр трубопроводов, трубопроводной арматуры, КИПиА и оборудования и доложить обо всех отклонениях.

Проверить правильное положение предохранительных клапанов на аппаратах. Входы и выходы требуемых предохранительных клапанов (как минимум одного из предохранительных клапанов, имеющих конфигурацию 2х100%) должны оставаться открытыми.

Показания приборов измерения давления и температуры, установленных на оборудовании, не превышают установленные нормальные рабочие значения. Нормальный рабочий диапазон показаний КИПиА на оборудовании указан в соответствующих разделах.

Убедиться в том, что клапаны на обводных линиях всех регулирующих клапанов находятся в закрытом положении и не пропускают рабочую среду.

Необходимо регулярно проводить проверки того, что дренажные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, входных каплеотбойных сепараторов компрессоров, насосов и т. п. находятся в закрытом положении (являются нормально закрытыми согласно СТИП) и что из данных клапанов нет утечек. Необходимо периодически проверять, заперты ли соответствующие клапаны в открытом или закрытом положении, и вести журнал клапанов, запертых в открытом/закрытом положении. Убедиться в том, что сальниковые уплотнения ручной трубопроводной арматуры имеют достаточную плотность для недопущения утечек, но при этом обеспечивают их свободное открытие/закрытие.

Регистрация данных

Архивные эксплуатационные данные могут храниться в РСУ. Важно, чтобы все рассмотренные критические потоки, давления и температуры в процессе были сконфигурированы в РСУ для

создания исторических тенденций и данных, которые могут использоваться для анализа производительности процесса.

PCY не следует использовать в качестве единственного источника для сбора данных. Операторы установки должны регулярно регистрировать температуру вращающегося оборудования, давление, потребление энергии и т.д. Эти показания могут использоваться супервайзерами по эксплуатации и техническому обслуживанию установки для анализа работы процесса и его оборудования, а также для поддержки / проверки данных, доступных через PCY и другие средства контроля. Эта тенденция должна использоваться для оптимальной работы завода, создания базы данных для работы установки и понимания процесса реагирования установки на изменения. Необходимо с критической точки зрения оценить потребляемую мощность и потребление энергии теплообменников и кулеров для ее калибровки с учетом явления загрязнения теплообменников.

Убедиться в том, что потребление средств инженерного обеспечения и химреагентов не превышает установленного диапазона. Посредством текущих проверок и регулировок можно оптимизировать потребление химических реагентов. Потребление химических реагентов, т. е. ингибитора коррозии, метанола и деэмульгаторов, необходимо контролироваться для определения эффективности деэмульгатора, интенсивности коррозии в установке подготовки нефти, тенденций гидратообразования и т. п. Эти данные способствуют бесперебойной эксплуатации без каких-либо отклонений.

Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования

Крупное вращающееся оборудование, такое как генераторы электроэнергии, детандеры, компрессоры и воздуходувки, будет оснащено системами контроля, которые будут постоянно проверять температуру и уровни вибрации подшипников. Если устройство контроля обнаруживает отклонение в показаниях, то сигнал тревоги оповещает об этом PCY. В случае чрезмерного отклонения от нормы произойдет останов процесса работы агрегата.

Некоторые двигатели и рабочие колеса воздушных охладителей и больших насосов также оснащены системой контроля вибрации. Во время инспекции оборудования необходимо критически следить за наличием нехарактерной вибрации вращающегося оборудования. Это можно определить по звуку вращающегося оборудования и т.д. Сообщать группе техобслуживания о любых отклонениях, чтобы избежать аварийного останова установки. Это также помогает при планово-предупредительном обслуживании оборудования. Необходимо контролировать систему уплотнения насоса для бесперебойной работы без утечек. Любые утечки / отклонения в работе в насосе должны быть проанализированы с точки зрения первопричины, чтобы избежать аварийного обслуживания и обеспечить бесперебойную работу установки. Во время работы следует избегать кавитации насоса, так как это может повредить рабочие колеса насоса. Во время обхода установки необходимо обеспечить плавный пуск насоса на месте фактической установки насоса. Регулярное техобслуживание оборудования, например, замена смазочного масла, должно соответствовать графику, рекомендованному производителями оборудования. Журнал технического обслуживания должен соблюдаться согласно инструкциям изготовителя оборудования.

Аналогичным образом контроль коррозии в сосудах и линиях можно осуществлять с помощью переносного оборудования. Анализ данных, зарегистрированных как стационарной, так и портативной системой контроля, позволит оценить требуемый срок службы оборудования до ремонта и какие детали должны иметься в наличии для проведения ремонта.

В ребойлерах стабилизационной и нафтоотгонной колонн возможно постепенное скопление соли. Важно контролировать содержание солей в нефти, поступающей в установку, а также в сырье стабилизационной колонны и на стороне отвода воды из стабилизационной колонны. Открытие регулирующих паровых клапанов, установленных до ребойлеров, без какого-либо увеличения производительности по нефти является признаком повышенной степени загрязнения ребойлеров, и операторы должны иметь это в виду. При недостаточном удалении солей может происходить загрязнение тарелок колонны отложениями солей. Следует проводить проверки и обслуживание вспомогательного оборудования в соответствии с действующими инструкциями.

Проверить положение трубопроводной арматуры с ручным управлением и убедиться в том, что она находится в правильном положении. По мере возможности ручная трубопроводная арматура должна периодически открываться/закрываться для предотвращения прихвата. Нормально открытые клапаны должны быть открыты на одну четверть оборота от полностью открытого положения.

КИПиА

Убедиться в том, что все важные КИПиА подключены и не находятся в режиме обхода. Действие неисправного прибора может привести к незапланированному останову технологического сооружения. Для обеспечения невозможности останова наземных и морских объектов производства и переработки компании НКОК по такой причине рекомендуется применение программы планово-предупредительного техобслуживания для проведения регулярного осмотра всех критических КИПиА, в том числе системы обнаружения пожара и газа. Периодичность проверки и калибровки каждого контрольно-измерительного прибора будет зависеть от типа и назначения прибора, но не должна превышать шести месяцев и соответствовать требованиям контролирующих органов РК. Манометры должны проходить проверку исправности и, при необходимости, повторную калибровку.

Эксплуатация установки

Основным назначением установки подготовки нефти является производство нефти, соответствующей требованиям экспортных технических условий в отношении упругости паров по Рейду и содержания меркаптанов. Основные параметры и указания по выполнению требований технических условий приведены ниже.

Для объекта Кашаган ключевыми элементами в обеспечении соответствия нефти техническим условиям являются тщательный контроль водно-грязевого отстоя после дегидрататора, упругости паров по Рейду и содержания H_2S после стабилизационной и нафтоотгонной колонн с целью фракционирования сырой нефти, при котором 95% М- меркаптанов и Е-меркаптанов будут находиться во фракции верхнего продукта нафтоотгонной колонны. Соответствие ТУ по содержанию меркаптанов необходимо обеспечивать в рамках контроля установки Мерох. Для обеспечения надежности установки необходимо осуществлять мониторинг и других параметров.

8.7.2 Входной сепаратор

Основные параметры, влияющие на работу дегидрататора, указаны ниже.

Температура

Температура в сепараторе — единственный основной параметр, влияющий на процесс сепарации следующим образом:

- повышает эффективность дегазации в сепараторе;
- высокая температура повышает активность деэмульгаторов;
- вязкость нефти снижается при высокой температуре, в результате уменьшаются влекущие силы и увеличивается скорость оседания водяных капель;
- при повышенных температурах ослабляется или разрывается пленка между каплями нефти и воды;
- при повышенных температурах увеличивается разница в плотности (или весе) воды и нефти, в результате чего капли воды выпадают быстрее и время оседания сокращается;
- при повышенных температурах увеличивается эффективность обессоливателя;
- рабочее/расчетное давление в обессоливателе снижается;
- снижается тенденция к отложению парафинов нефти.

Слой эмульсии

Проблема слоя эмульсии подробно обсуждается в отношении дегидрататора. Слой эмульсии — более серьезная проблема для дегидрататора, чем для сепаратора, так как сепаратор предназначен для отделения свободной воды.

8.7.3 Водно-грязевый отстой (ВГО) из дегидрататора

Основные параметры, влияющие на работу дегидрататора, указаны ниже.

Подача сырой нефти

Установка предназначена для обессоливания сырой нефти до заданного содержания соли при расчетном потоке. Обычно, значение минимальной производительности практически не ограничено, но в случае превышения расчетного потока работа может быть нестабильной.

Температура сырой нефти

Температура сырой нефти, подаваемой в установку обессоливания, имеет большое значение для его эффективной работы. Изменений температур следует избегать, хотя небольшие изменения в течение нескольких часов могут быть незначительными.

Температуры, превышающие требуемые, могут привести к нестабильной работе вследствие выделения газа из сырой нефти или увеличения ее электрической проводимости. При повышении температуры проводимость практически любой сырой нефти увеличивается. Снижение напряжения на электродах в результате большой токовой нагрузки при подаче слишком горячей сырой нефти накладывает ограничения на качество работы обессоливателя.

Температуры, которые значительно ниже указанных для расчета, влияют на эффективность обессоливания вследствие увеличения вязкости нефти и времени, необходимого для оседания воды из сырой нефти.

Температура поддерживается равной 55°C при помощи линии подогрева, которая состоит из теплообменников 200-НА-101А/В и 200-НА-102. При пониженной производительности возможна работа при более низкой температуре, но рекомендуется температура не ниже 45°C.

Давление

Давление в обессоливателе необходимо поддерживать достаточно высоким для предотвращения испарения сырой нефти. Испарение сырой нефти в обессоливателе ведет к возникновению высоковольтных дуговых разрядов, что нарушает стабильность работы и снижает эффективность обессоливателя. Реле низкого уровня, расположенное в верхней части сосуда, отключает электропитание установки в случае скопления пара в верхней части сосуда.

Техническая вода

Суммарную долю технической воды следует поддерживать на расчетном уровне (обычно 4-8%). При низком объеме подачи технической воды обеспечивается неудовлетворительное обессоливание вследствие недостаточного контакта и разбавления солевого раствора, присутствующего в сырой нефти; при этом соответственно снижается промывающее действие, важное для удаления взвешенных твердых частиц.

Регулирование уровня воды

Важно поддерживать расчетный уровень воды в нижней части обессоливателя. Этот уровень обычно находится между вторым и третьим кранами для отбора проб. При высоком уровне воды происходит короткое замыкание электродов цепи, что выражается в отображении неверных значений напряжения на панели управления. При высоком уровне воды также снижается продолжительность пребывания нефти и, соответственно, время оседания для разделения нефти и воды. При низких уровнях воды может происходить вовлечение нефти, которое необходимо удалить со сточной водой. Однако данный процесс необходимо точно отрегулировать, исходя из рабочих условий и опыта эксплуатации.

Слой эмульсии

При тщательном перемешивании нефти и воды, которое достигается в статическом смесительном устройстве, может образоваться промежуточный (эмульсионный) слой. Толщина этого слоя может быть разной — от нескольких дюймов до двух футов. Толщина и состав слоя эмульсии зависят от нескольких факторов, например:

1. естественные эмульгаторы, присутствующие в сырой нефти;

2. парафиновые компоненты сырой нефти;
3. взвешенные твердые частицы в сырой нефти или технической воде;
4. степень эмульгирования воды в сырой нефти.

Слой может увеличиться до нежелательной толщины, что приведет к возникновению чрезмерной электрической нагрузки, неверным показаниям напряжения и присутствию нефти в сточной воде. В подобных случаях необходимо увеличить подачу химического реагента-деэмульгатора до максимального предложенного значения. Если ситуация сохраняется и стабильность работы по-прежнему нарушается, рекомендуется удалить слой эмульсии при помощи предусмотренного коллектора.

Напряжение на электродах

Обессоливатель оборудован регулируемым трансформатором напряжения. Вторичное напряжение (напряжение на электродах) можно изменять вращением ручки на внешнем переключателе числа витков. Переключатель числа витков разрешается использовать только при отключенном электропитании; для предотвращения случайного переключения переключатель снабжен стопорным винтом. Предусмотрены три отвода на различные напряжения (15 кВ, 20 кВ и 25 кВ). На трансформаторе необходимо установить соответствующее напряжение, необходимое для обеспечения удовлетворительного результата. При работе с нефтью, имеющей высокую проводимость, и при режиме работы трансформаторов, близком к перегрузке, необходимо выполнить переключение на отвод более низкого напряжения, чтобы снизить потребление тока.

Химический реагент-деэмульгатор

Для обеспечения необходимой эффективности обессоливания может потребоваться химический реагент-деэмульгатор. Химический реагент-деэмульгатор добавляется с целью облегчения отделения нефти от слоя сточной воды на дне технологического сосуда и, соответственно, минимизации количества нефти, подлежащего удалению в системе очистки нефтесодержащей воды.

Оптимальные объемы химического реагента определяются представителем поставщика в течение первых недель эксплуатации. После того, как операторы приобретут опыт, объем подачи химического реагента может изменяться в зависимости от условий.

Так как для наиболее эффективной работы требуется хорошее диспергирование химического реагента в нефти, реагент обычно следует закачивать во впускной коллектор нефти, установленный перед теплообменниками линии подогрева.

8.7.4 Упругость паров по Рейду/H₂S от стабилизационной колонны

Основные параметры, влияющие на работу дегидрататора, указаны ниже.

Температура в нижней части колонны

Температура в нижней части колонны при рабочем давлении является показателем степени удаления легких фракций в стабилизационной колонне и обеспечивает необходимую упругость паров по Рейду. Температуры, превышающие заданные, способствуют достижению значения упругости паров по Рейду, но снижают выход нефти. Большое количество тяжелых фракций направляется в компрессор ГМИ, где они разделяются в емкости каплеотбойного сепаратора. Это приведет к ухудшению рабочих условий. При температурах ниже заданных значений уровень стабилизации меньше, а удержание H₂S больше. Одно из причин низкой температуры может быть: 1) неисправность регулятора, 2) закрытие клапана регулирования подачи пара, 3) загрязнение ребойлера слоем соли. Каждая из этих причин подробно описана в разделе «Выявление неисправностей». Это оказывает влияние на конечный нефтяной продукт и на работу установки Мегох.

Температуру кубового продукта стабилизационной колонны необходимо поддерживать между 160 и 165°C, чтобы обеспечить его соответствие ТУ по содержанию H₂S и упругости паров по Рейду.

Давление в верхней части колонны

Вследствие отключения компрессора ГМИ, неисправности регулятора либо закрытия регулирующего клапана в линии верхнего продукта давление в колонне может возрасти. Это приведет к повышению давления в колонне и увеличению интенсивности движения в стабилизационной колонне. При увеличении давления в колонне достижение соответствия ТУ по упругости паров по Рейду и содержанию H₂S станет затруднительным.

Давление в верхней части стабилизационной колонны необходимо поддерживать между 5,2 и 5,4 бар изб., чтобы обеспечить соответствие ТУ по содержанию H₂S и упругости паров по Рейду.

В обоих случаях — при низкой рабочей температуре в стабилизационной колонне или высоком рабочем давлении — выход газа мгновенного испарения из стабилизационной колонны является низким. Низкая температура в стабилизационной колонне может создать больше трудностей. Результаты показывают, что в случае плохой работы стабилизационной колонны выход газа мгновенного испарения из нее является низким. Результирующее влияние на работу фракционной колонны выражается в том, что легкие фракции, переносимые в потоке нижнего продукта от стабилизационной колонны, высвобождаются вследствие снижения давления от емкости орошения фракционной колонны к факелу. Легкие фракции во фракционной колонне подвергаются отделению, в результате чего объединенные потоки верхнего и нижнего продукта становятся более стабильными, чем при нормальном режиме работы. Это ведет к снижению свободного объема орошения и последующему снижению движения паров в колонне; при этом потоки жидкостей в нижней секции колонны увеличиваются.

8.7.5 Содержание меркаптанов по техническим условиям/работа фракционной колонны

Меркаптаны удаляются в блоке демеркаптанизации нефти. При этом фракционная колонна служит для концентрации меркаптанов в верхнем продукте колонны, который является сырьем для блока демеркаптанизации нефти.

Температура в нижней части колонны при рабочем давлении является показателем степени отделения легкой нефти от тяжелой нефти во фракционной колонне. Температуру кубового продукта фракционной колонны необходимо поддерживать между 209 и 214°C при работе с максимальным давлением 3,1 бар изб.

Обычно около 11-12% сырья, поступающего во фракционную колонну, выводится в виде верхнего продукта. Соотношение орошения поддерживается в диапазоне от 60 до 65% продуктового дистиллята. Концентрация меркаптанов (метил- и этилмеркаптанов) в кубовом продукте фракционной колонны поддерживается на уровне или ниже 15 частей на миллион. При температурах, превышающих указанные, увеличивается количество легких фракций нефти, что ведет к снижению концентрации меркаптанов (метил- и этилмеркаптанов) в кубовом продукте фракционной колонны. При этом производительность блока демеркаптанизации нефти увеличивается.

8.7.6 Работа установки Мегох**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ**

Название потока/компонента	Рекомендации
<i>Регенерированный каустик процесса Мегох</i>	
Плотность	20-25° Ве, не менее 17° Ве
Сульфиды	<10 вес. ч/млн.
Меркаптиты	30-100 ч/млн. (вес.)
Тиосульфаты / Сульфаты	5% по весу макс.
Общая щелочность	14-19% по весу, 12% по весу мин.
Сильная основа	10%-12% по весу
Процентное отношение отработанного вещества	10%, 20% по весу макс.
Испытание на тряску	30 сек. - 2 мин.
Катализатор Мегох WS-2	150-250 ч/млн. (вес.)

Отходящие газы из сепаратора дисульфидов	10-12 об. % <8 об. %
Кислород (до разбавления топливным газом)	
Кислород (после разбавления топливным газом)	
Температура подачи углеводорода	32-38°C
Температура насыщенного каустика	38-50°C
Интенсивность циркуляции каустика (нефть)	1-3 об. % (стандартно)
Скорость подачи воздуха	1,25 -1,75 м³/кг при ст.у. RSH-S

8.7.7 Эксплуатация в зимних условиях

Эксплуатация установки в зимних условиях требует соблюдения некоторых мер предосторожности в дополнение к указанным ранее.

Теплоспутники обогрева для эксплуатации в зимних условиях автоматически включаются, когда температура окружающего воздуха опустится ниже 5°C. Это требуется для того, чтобы не допустить замерзания воды при отрицательных температурах.

Кожухи компрессоров оснащены системами ОВКВ, поддерживающими температуру внутри кожухов выше 5°C.

Блок-боксы входного нефтяного насоса (200-PA-101A/B/C), насосов кубового продукта фракционной колонны (210-PA-101A/B), водяных насосов стабилизационной колонны (210-PA-110A/B) оборудованы полом с паровым подогревом для поддержания температуры у пола не менее 5°C.

В зимний период, если запланирована операция пуска скребков в газопровод, производительность установки подготовка нефти необходимо поддерживать на уровне 150 000 барр./сутки нефти. Это связано с тем, что находящаяся ниже по потоку установка подготовки нефти не предназначена для обработки дополнительного объема газожидкостного конденсата при расчетной производительности в зимний период, когда нагрузки на обогрев также возрастают.

8.7.8 Минимальная производительность

Соответствующая минимальная производительность технологической установки нефти составляет 50%.

Чтобы обеспечить работу при 50% производительности, необходимо осуществить следующие изменения:

- Ребойлер стабилизационной колонны: наличие избыточной площади в ребойлере может привести к трудностям в контроле температуры в нижней части стабилизационной колонны только посредством регулирования потока пара. Ребойлер 210-НА-101/101А необходимо заполнить, увеличив уровень конденсата в емкости сбора парового конденсата 210-VN-101 стабилизационной колонны, чтобы уменьшить площадь, доступную для теплопередачи. Для этого необходимо вручную увеличивать уставку регулятора уровня 2101-LIC-011 до достижения устойчивого регулирования.
- Ребойлер нафтоотгонной колонны: наличие избыточной площади в ребойлере может привести к трудностям в контроле температуры в нижней части фракционной колонны только посредством регулирования потока пара. Ребойлер 210-НА-103/103А необходимо заполнить, увеличив уровень конденсата в емкости сбора парового конденсата 210-VN-102 нафтоотгонной колонны, чтобы уменьшить площадь, доступную для теплопередачи. Для этого необходимо вручную увеличивать уставку регулятора уровня 2101-LIC-016 до достижения устойчивого регулирования.
- Пусковой подогреватель нефти: пусковой подогреватель нефти может быть отключен. При существовании вероятности, что период работы при минимальной производительности

будет продолжительным, теплообменник необходимо надлежащим образом изолировать и опорожнить во избежание риска коррозии.

- Входной теплообменник нефти: один из входных сепараторов нефти (200-НА-101 А или В) можно отключить. При существовании вероятности, что период работы при минимальной производительности будет продолжительным, теплообменник необходимо надлежащим образом изолировать и опорожнить во избежание риска коррозии.

При снижении общей производительности ниже значения 50% возможны указанные ниже последствия:

- Выделение влаги в стабилизационной колонне: может привести к снижению эффективности удаления H₂S и увеличению плотности паров по Рейду в нефтяном продукте. Однако увеличение доли холодного сырья, поступающего в верхнюю часть колонны, будет способствовать (за счет увеличения производительности ребойлера) образованию более интенсивного потока паров, таким образом до некоторой степени снижая вероятность выделения влаги.
- Выделение влаги в нафтоотгонной колонне: может привести к снижению эффективности демеркаптанзации в верхнем продукте и увеличению их содержания в нефтяном продукте. Этого можно избежать за счет поддержания высокой степени кипения и интенсивности орошения, обеспечивая таким образом движение паров и жидкости во фракционной колонне в режиме, при котором не будет происходить выделения влаги.
- Резкое изменение рабочих условий может привести к потере стабильности в блоке извлечения установки Мerox. В результате может произойти потеря или ухудшение эффективности извлечения. Резкое изменение может повлиять на отделение каустика от нефти. Изменение расхода в установке Мerox должно быть постепенным.

В связи с эксплуатационными проблемами и возможностью повреждения оборудования при работе с минимальной производительностью ниже 50% необходимо отрегулировать расходы подачи сырья во все работающие установки, чтобы обеспечить их работу на уровне выше 50% расчетной производительности.

8.8 ШТАТНЫЙ ОСТАНОВ

Ссыл. [Е.77-80], [Е.81-111]

Штатный останов представляет собой контролируемый и запланированный процесс, осуществляемый перед текущим ремонтом или по какой-либо иной причине, следствием которой не является аварийный останов.

Действия, выполняемые при нормальном останове, могут иметь целью:

- временный останов;
- останов для техобслуживания.

Временный останов означает временную приостановку работы установки на короткий период из-за осложнений, возникших в расположенной ниже по потоку установке или в расположенных ниже по потоку трубопроводах, то есть останов, при котором параметры работы блока демеркаптанзации требуют перенаправления сырой нефти в резервуар хранения некондиционной продукции.

Останов для выполнения текущего ремонта означает, что для осуществления ремонтных работ на установке потребуется продолжительное прекращение производственного процесса.

Процедуры нормального останова сепараторов и колонн описаны в этом разделе. Для получения информации о процедурах нормального останова компрессоров газа мгновенного испарения следует обратиться к руководствам по эксплуатации поставщика, ссыл. [Е.138].

Операторы должны определиться, будет ли после останова открываться оборудование для техобслуживания или запланирован ранний перезапуск. Для проведения техобслуживания уровни жидкости должны быть максимально снижены, в то время как для перезапуска уровни должны быть сохранены на близком к нормальному значению. Снижение уровней жидкости в установке должно быть сделано путем слива максимально возможного объема жидкости в

резервуар хранения некондиционной продукции перед закрытием любых отсекающих клапанов или клапанов АО.

Для независимой изоляции отдельных технологических линий и блоков УКПНиГ на их границах предусмотрена система изоляции границ установок. Она обеспечивает гибкость проекта и следующие преимущества.

- Возможность изоляции отдельных блоков, установок и очередей для ремонта. Можно изолировать и проводить ремонт без влияния на продукцию других установок или линий.
- Позволяет проводить пусконаладку поочередно на отдельных установках и на отдельных системах. Возможно выполнение пусконаладки Очереди 1 до завершения механической части Очередей 2 и 3, что позволит начать раннюю добычу нефти. Эти дополнительные возможности выполнения отключений также обеспечат необходимые факторы безопасности, которые позволят выполнять одновременные операции за счет создания преград, благодаря которым строительство может осуществляться одновременно с пусконаладкой. Этим будет частично компенсирована задержка в графике вследствие дополнительного проектирования и строительства.
- Позволит эффективно изолировать отдельные установки в целях капитального ремонта/комплексного техобслуживания. Это создаст возможность проведения работ по промежуточному техобслуживанию на отдельных установках, что снизит продолжительность капитальных ремонтов и сведет к минимуму связанные с ними производственные потери и, соответственно, минимизирует простои при выполнении морских работ.
- Быстрое реагирование и ликвидация разливов серосодержащей нефти и прорывов трубопроводов будут способствовать снижению уровня выбросов за счет изоляции отдельных участков установки.

Во всем оборудовании необходимо обеспечить наличие азотных подушек на период остановов во избежание попадания кислорода и образования разряжения в системе. Для подачи азота могут использоваться соединительные патрубки для инженерных сетей.

8.8.1 Координирование

Перед любым остановом следует сообщить операторам морских сооружений и системы экспортной отгрузки нефти о том, что вскоре произойдет плановый останов установки подготовки нефти. Оператор диспетчерской и оператор участка обеспечивают эффективное координирование останова установки, при этом объем производительности всегда снижается постепенно.

8.8.2 Общая последовательность останова

Описанные ниже действия представляют собой общую последовательность останова, которую необходимо соблюдать. Подробные описания этих действий приводятся в отдельных процедурах останова соответствующих установок.

- Направить продукт в емкость для некондиционного продукта, открыв 2101-HV- 002 и закрыв 2101-HV-001, находящийся на линии к резервуару для хранения.
- Постепенно уменьшить и полностью прекратить подачу нефти в очередь.
- Когда уровень во входном сепараторе нефти опустится до критически низкого уровня, остановить входные нефтяные насосы.
- Изолировать линии от входного сепаратора нефти.
- Изолировать установку дегидратации и отключить подачу напряжения к электродам. Остановить циркуляционные насосы воды.
- Остановить комплектную установку обработки пластовой воды.
- Остановить водяные насосы стабилизационной колонны.
- Когда уровень в стабилизационной колонне опустится ниже критически низкого уровня, остановить подачу пара в ребойлер стабилизационной колонны.
- Остановить подачу кубового продукта стабилизационной колонны в нафтоотгонную колонну.
- Разгрузить и Остановить компрессор ГМИ.
- Когда уровень во нафтоотгонной колонне опустится ниже критически низкого уровня, остановить подачу пара в ребойлер нафтоотгонной колонны.
- Остановить насосы кубового продукта нафтоотгонной колонны.

- Когда уровень в емкости орошения нафтоотгонной колонны опустится ниже критически низкого уровня (LLL), остановить насосы орошения фракционной колонны.
- Остановить установку Мегох в соответствии с рекомендациями лицензиара.
- Остановить вентиляторы воздушных холодильников.
- Изолировать установку подготовки нефти от резервуарного парка.
- В зависимости от ожидаемой продолжительности останова принять решение о сбросе давления в установке.

В случае продолжительного останова участки трубопровода, работающие с парафинсодержащей сырой нефтью, необходимо опорожнить во избежание отложения парафинов вследствие охлаждения. В особенности, в зимний период и в случае продолжительного останова, т. е. более двух суток, содержимое ребойлеров следует сливать во избежание его замерзания. Отложения парафинов в случае их возникновения невозможно полностью растопить только за счет системы теплоспутников. Поэтому необходимо принять меры к обеспечению работы системы теплоспутников вплоть до момента, когда жидкости будут слиты из оборудования/трубопроводов при длительном останове.

После останова, в качестве меры предосторожности, необходимо тщательно проверить все оборудование и трубопроводы, которые демонтировались во время останова в целях техобслуживания.

8.8.3 Останов Установки 200 (Наземная установка сепарации НД)

Постепенно уменьшить подачу нефти в Очередь, прикрывая 2001-FCV-004A/B, а затем прекратить ее, закрыв 2001-ESV-001/002. Оператор полевого оборудования должен проверить уровни в сепараторе.

Оператор полевого оборудования должен контролировать работу входных нефтяных насосов 200-PA-101A/B/C.

При сниженной производительности необходимо обеспечить работу оборудования установки подготовки нефти в нормальном режиме без каких-либо отклонений.

Снизить подачу химических реагентов до требуемого для установки подготовки нефти уровня.

Убедиться, что все оборудование работает, в работе отсутствуют какие-либо отклонения и обеспечен режим пониженной нагрузки. Также необходимо предупредить сотрудников приемного терминала о том, что экспортная отгрузка нефти будет остановлена или уменьшена в зависимости от останова всех или одной из технологических линий.

Уровни в сепараторе снизятся. Снизить уставки уровней сепаратора минимальных приемлемых уровней (критически низких уровней) так, чтобы осталось достаточное количество свободного объема на время перезапуска. Когда уровень нефти снизится до уставки отключения по критически низкому уровню (в соответствии с показаниями 2001 - LILL-002), остановить входные нефтяные насосы 200-PA-101 A/B/C, нажав кнопки останова 2001-USL-001A/B/C. Операторы полевого оборудования должны подтвердить останов насосов. Остановить насосы подачи химических реагентов.

8.8.4 Останов Установки 210 (Установка подготовки сырой нефти)

Изолировать обессоливатель 210-VU-101, закрыв 2101-ESV-016 и вручную закрыв клапаны 2101-FCV-004A/004B и 2101-FCV-005 ниже по потоку от смесителя дегидрататора.

Для нормального останова обессоливателя предлагается следующая процедура.

- Отключить подачу напряжения к электродам после останова подачи нефти в обессоливатель, нажав кнопку отключения 2101-USL-001A/001B. Оператор полевого оборудования должен подтвердить снятие напряжения с электродов.
- Разомкнуть и замкнуть автоматический выключатель обессоливателя.
- При помощи насоса создать уровень воды во входном сепараторе, если это возможно, либо выполнить слив в сборную емкость закрытого дренажа.
- Остановить циркуляционные насосы воды 210-PA-102 A/B при помощи выключателей 2101-USL-003A/B. Получить подтверждение останова оборудования от оператора с установки.

- Отключить 2101-ESV-002 (на выходе пластовой воды из дегидрататора) и заблокировать установку подачи воды.

Уровень в стабилизационной колонне снизится. Когда уровень на 210-VE-101 (2101-LILL- 024) опустится ниже критически низкого уровня, отключить подачу пара в ребойлер, закрыв 2101-ESV-007 и 2101-FCV-006.

Закрывать 2101-ESV-005, запорные клапаны 210-VE-101 и 2101-ESV-006 на линии отвода нефти и 210-VE-101 на линии отвода паров. Остановить водяные насосы 210-PA-110 А/В стабилизационной колонны, если они работают.

Следить за работой насосов 210-PA-101А/В нафтоотгонной колонны. Когда интенсивность всасывания на них начнет уменьшаться, остановить насосы и отключить подачу пара в ребойлер нафтоотгонной колонны, закрыв 2101-ESV-010 и 2101-FCV-007. Закрывать 210-ESV-008 (ЭУИ 16802 удалена закрытие при отключении), запорные клапаны на линии выхода нефти 210-VE-102.

Остановить насосы 210-PA-104 А/В орошения нафтоотгонной колонны. Закрывать 2101-ESV- 014, запорные клапаны 210-VA-101 на выходе нафтоотгонной колонны. Если предполагается повторный запуск, оставить имеющийся уровень жидкости в емкости орошения; если нет — откачать жидкость из емкости в колонну (не в установку Мегох) перед остановом насосов.

Остановить вентиляторы воздушного холодильника конденсатора верхнего продукта нафтоотгонной колонны. Закрывать 2101-ESV-003, запорный клапан на выходе насоса 210-PA-104 А/В емкости орошения фракционной колонны в линии к установке Мегох 210- XX-102.

Остановить вентиляторы воздушного холодильника 210-HC-102 экспортной нефти.

Когда подача нефти в емкость для некондиционного продукта прекратится, закрыть 2101-ESV-015 на линии экспорта нефти. Также изолировать линию экспорта, закрыв 2101-HV-002.

Остановить установку очистки нефтесодержащей воды в соответствии с инструкцией поставщика.

Необходимость сброса давления в 200-VS-101, 210-VE-101 и 210-VE-102 зависит от длительности и характера останова, т. е. при кратковременном останове сброс не выполняется, при длительном останове для техобслуживания сброс выполняется посредством клапанов регулирования давления на факел после слива всей жидкости.

8.8.5 Процедуры останова Установки очистки воды

При необходимости останова установки очистки пластовой воды более чем на один месяц рекомендуется следующая процедура (как минимум):

- Защитные изоляционные слои следует промыть паром (если длительность останова превысит 6 месяцев);
- Закрывать клапаны с ручным управлением на каждом входе и выходе;
- Закрывать смотровые стекла для предотвращения роста бактерий при солнечном свете;
- Включить постоянную продувку панели управления сухим воздухом на время останова установки или поместить влагопоглощающий материал в корпус и менять его регулярно в течение периода останова.
- В случае останова вгф или гидроциклона в зимние месяцы, когда может произойти замерзание, необходимо слить воду из системы или принять иные меры предосторожности для предотвращения повреждения труб, клапанов, насосов и КИП в результате замерзания.

Насосы закачки ингибитора коррозии (210-PD-109А/В) должны срабатывать по следующим сигналам аварийного останова(**не эксплуатируются – на консервации**):

- Критически низкий уровень (2101-LALL-029) в резервуаре хранения ингибитора коррозии (210-TA-109).
- Критически низкий уровень 2101-LALL-044 в водной секции емкости ГФУ пластовой воды, что приводит к отключению насосов ГФУ (210-EPA-112А/В).
- Зависимое отключение INT-L206 (ТЛ-1) инициирует АО Уровня 2 на Установке 210. Зависимое отключение ТЛ-2 и ТЛ-3 осуществляются по INT-L207 и INT-L340 соответственно.

- Критически высокий уровень (2200-LАННН-001 и 3 /2200-LАНН-004 и 6 / 2200-LАНН-007 и 9) в любом из резервуаров хранения сырой нефти (220-ТВ-001/002/003).
- Зависимое отключение INT-L209, генерируемый аварийным АО уровня 2 в Установке хранения сырой нефти 220.

Нагреватели резервуара хранения ингибитора коррозии (2101-HZ-110A/B) должны срабатывать по следующим сигналам аварийного останова(**не эксплуатируются – на консервации**):

- Критически низкий уровень (2101-LALL-029) в резервуаре хранения ингибитора коррозии (2101-ТА-109).
- Критически высокая температура (2101-ТАНН-004) в резервуаре хранения ингибитора коррозии (2101-ТА-109).
- Кроме того, существующие насосы воды ГФУ (210-РА-112A/B) должны срабатывать по следующему сигналу аварийного останова:
- Критически высокий уровень (2200-LАННН-001 и 3 /2200-LАНН-004 и 6 / 2200-LАНН-007 и 9) в любом из резервуаров хранения сырой нефти (220-ТВ-001/002/003).
- Зависимое отключение INT-L209, генерируемый аварийным АО уровня 2 в Установке хранения сырой нефти 220.

8.8.6 Останов Установки 210 (Merox)

Введение

В этом разделе описаны следующие сценарии для процедур независимого останова блока демеркаптанизации нефти:

плановый кратковременный останов;

плановый продолжительный останов;

оценка состояния оборудования;

логические схемы взаимной блокировки и автоматические средства защиты для обеспечения безопасности нормального режима эксплуатации (PCY).

Плановый кратковременный останов

Следующий раздел содержит информацию о необходимых процедурах, включенных в процесс планового останова, в связи с чем опорожнение установки не требуется. В случае кратковременного останова установка готова к повторному запуску.

- Подача воздуха в блок регенерации прекращается путем закрытия как минимум одного самозапирающегося клапана. На трубопроводе нагнетания воздуха за специальным запорным клапаном (SP-8001) осуществляется закрытие вертикального клапана (RG-255).
- Обеспечивается остановка дозирующего насоса каустика и подпиточного насоса воды (210-PD-103A/B и 210-PD-104A/B), а также насоса перекачки дисульфидной нефти (210-PD-102A/B).
- Поток подготовленной сырой нефти направляется на сооружения для хранения некондиционной продукции.
- Для поддержания давления в системе обеспечивается закрытие регулятора противодействия в блоке извлечения.
- Прекращается поток обедненного каустика к регулятору расхода экстрактора.
- Кроме того, закрывается регулятор уровня экстрактора.
- Обеспечивается работа циркуляционного насоса каустика (210-РА-105A/B) только для тех. обслуживания.
- Нет необходимости отводить газ к вентиляционному резервуару, если установка извлечения серы недоступна, перенаправте линию отходящих газов на факел.
- Для поддержания давления в блоке регенерации обеспечивается закрытие клапана для регулирования противодействия в блоке регенерации.
- Следует убедиться, что клапан на трубопроводе дисульфидной нефти, идущем от сепаратора дисульфидов, находится в закрытом положении.
- Если нагреватель насыщенного каустика (210-HF-104) находится в рабочем состоянии, необходимо прекратить подачу пара в него.

- В случае если останов является временным, следует попытаться сохранить рабочее давление в установке.

ЗАМЕЧАНИЕ: Обеспечение электрообогрева не прекращается для предотвращения замерзания каустика, особенно в зимний период. Осуществляется дренаж всего участка трубопровода, изолированного между закрытыми клапанами.

Плановый продолжительный останов

В случае продолжительного останова последовательность действий, приведенная выше, подлежит незначительному изменению для обеспечения надлежащего дренажа и вентилирования, как описано ниже.

- В том случае, если требуется опорожнение установки, необходимо перекачать максимально возможное количество дисульфидной нефти из сепаратора в коллектор закрытого дренажа (углеводорода) либо в поток продукта до останова потока.
- Максимально возможное количество извлекаемого каустика направляется в дегазатор отработанного каустика 210-VA-105.
- Обеспечивается остановка дозирующего насоса каустика и подпиточного насоса воды.
- Прекращается нагнетание воздуха.
- Перекачка каустика из сепаратора дисульфидов в дегазатор отработанного каустика осуществляется посредством циркуляционного насоса каустика через трубопровод 2101-CS-035 при
- открытии RG-280 на трубопроводе каустика, идущем к дегазатору отработанного каустика;
- медленном открытии поплавкового вентиля RA-077 на трубопроводе каустика, идущем к дегазатору отработанного каустика;
- установке на ноль 2101-FIC-202 на трубопроводе каустика, идущем к экстрактору.

После установки уровня в дегазаторе отработанного каустика насос перекачки отработанного каустика начинает подачу каустика за пределы границы установки для последующей подготовки. При перекачке каустика в дегазатор отработанного каустика с помощью циркулирующего насоса каустика необходимо обеспечить тщательный контроль уровня в дегазаторе отработанного каустика, чтобы избежать его переполнения и попадания каустика на факел. В ходе отвода вещества из дегазатора отработанного каустика также следует осуществлять непрерывное наблюдение за локальным уровнем смотровых стекол 2101-LG-208. После падения уровня до нижней отметки следует остановить насос перекачки отработанного каустика.

- Во время процесса отвода следует помнить о необходимости следить за локальным уровнем смотровых стекол 2101-LG-205. После прохождения нижнего уровня жидкости в сепараторе дисульфидов следует остановить циркуляционный насос каустика.
- Необходимо уменьшить, насколько это возможно, установленное значение 2101- LIC-203 для максимального увеличения объема перекачки каустика из блока извлечения в блок регенерации. В ходе выполнения этой операции следует помнить о необходимости следить за локальным уровнем смотровых стекол 2101-LG-202 для предотвращения отвода нефти в систему каустика. Углеводород не должен попадать в систему регенерации по причине присутствия кислорода. Процесс отвода должен осуществляться медленно для предотвращения возникновения завихрения, которое может содействовать смешиванию двух жидких фаз. С помощью кнопки сброса PCY следует произвести возврат в исходное положение клапана 2101-ESV-201 на трубопроводе каустика, идущем от экстрактора, и перейти к перекачке каустика из экстрактора в блок регенерации низкого давления установки. Выполнение операции продолжается до тех пор, пока межфазный уровень не будет виден в смотровом стекле 2101-LG-202. На завершающей стадии на клапан 2101-ESV- 201 направляется сигнал о закрытии.
- После закрытия клапана 2101-ESV-201 начинается отвод оставшегося каустика (который все еще находится в глухом днище) в емкость приямка каустика 210-VA- 104. Отвод каустика обеспечивается только в указанную емкость.
- Атмосферные осадки собираются в емкости приямка каустика 210-VA-104 и перекачиваются за пределы установки посредством насоса в приямке каустика 210-PA-107. При сливе в 210-VA-104 важно сначала сбросить давление в оборудовании во избежание превышения

давления в оборудовании низкого давления; эти действия предполагается выполнять при работающей системе очистки пластовой воды в период останова.

- После завершения отвода каустика из экстрактора необходимо убедиться в том, что экстрактор отделен от технологических трубопроводов. На этом этапе можно выполнить перекачку запаса нефти из экстрактора в коллектор закрытого дренажа (углеводорода).
- Запас каустика, который содержится в окислительной колонне, отводится в емкость приямка каустика.
- Отвод оставшегося в оборудовании и трубопроводах каустика осуществляется в систему слива каустика.

8.8.7 Продувка установки

- а) С помощью азота в экстракторе создается избыточное давление для обеспечения контурной циркуляции каустика с водой. Сепаратор дисульфидов наполняется водой с помощью насоса добавления воды/каустика, а циркуляция воды обеспечивается посредством циркуляционных насосов каустика при поддержании стандартных настроек управления в контуре регенерации, как в рабочих условиях. Процесс промывки осуществляется в несколько этапов, с индивидуальной промывкой и очисткой каждого устройства (включая экстрактор) и каждого основного трубопровода в контуре. Процесс начинается с сепаратора дисульфидов, затем производится промывка и очистка трубопровода, идущего к экстрактору. После этого промывке и очистке подвергается экстрактор, затем трубопровод, предусмотренный от экстрактора к окислительной колонне, и, наконец, окислительная колонна. Вода, используемая для работы, подлежит сбросу в систему ливневой канализации. Промывка продолжается до тех пор, пока уровень pH воды не станет равным 7.
- б) Согласно правилам безопасной эксплуатации установки, перед открытием Установки и всего связанного оборудования требуется удаление из установки углеводорода, что может быть выполнено с помощью азота. Ниже приведен порядок действий.
- Сброс давления из Установки осуществляется в факел НД. С помощью азота давлением 1 бар (изб.) во всей установке создается избыточное давление, а также обеспечивается сброс давления смеси путем открытия одного трубопроводного соединения с факелом, по крайней мере для каждого устройства. После достижения отметки давления 0,1 бар (изб.) следует привести клапаны на всех трубопроводных соединениях факела в закрытое положение, а затем снова осуществить продувку и создать избыточное давление с использованием азота. Вышеуказанные действия повторяются пять раз. При последнем повторении, когда давление в установке составляет 1 бар (изб.), необходимо отобрать пробы из каждого устройства для проведения испытания на предмет содержания углеводорода. Процентное содержание углеводорода в любой точке должно быть менее 0,5%. При более высоком значении следует возобновить продувку. Процесс продувки Установки продолжается до тех пор, пока процентное содержание углеводорода во всей установке не будет менее 0,5%.
 - Весь остаточный конденсат отводится из установки.
- с) Необходимо закрыть все границы установки, дренажные отверстия неподвижных соединений, а также соединения с факелом.
- д) Следует отключить электрообогрев и обеспечить во всех установках давление азота, равное 1 бар изб.
- е) В случае необходимости открытия и проверки емкостей, выполняются следующие действия:
- изолирование емкостей, удаление углеводорода и каустика из емкости и отбор проб для проведения испытаний на предмет содержания углеводорода и каустика в верхней и нижней частях. В любой точке процентное содержание углеводорода не должно быть менее 0,5%, а pH должен составлять 7;
 - изолирование и закрытие предохранительных клапанов.
- ф) Перед внутренним осмотром необходимо активировать процесс циркуляции воздуха в емкости путем открытия верхнего и нижнего люков-лазов. После этого проводится испытание на содержание кислорода. Процентное содержание кислорода должно составлять 21%.

8.8.8 Останов Установки 360т (Установка компримирования газа мгновенного испарения)

Сообщить на установку подготовки газа о планируемых остановах компрессоров газа мгновенного испарения.

- Обеспечить Готовность четвертой линии компримирования к режиму пуска перед выполнением останова работающей технологической линии.
- Нагрузка на компрессор уменьшается, так как подача нефти от морского комплекса в установку 200 постепенно снижается. Необходимо уменьшить уставки регуляторов уровней входной емкости второй ступени 3600-LIC-104 до значений немного выше критически низкого уровня.
- Для останова работающей линии компримирования сначала необходимо закрыть клапан 3600-ESV-108 в линии нагнетания на выходном манифольде. Противопомпажные клапаны компрессора (3600-UCV-185/190) откроются, и компрессор перейдет в режим полной рециркуляции.
- Проверить потоки и рабочие условия остальных линий компримирования. Обеспечить изоляцию на входном манифольде, закрыв 3600-ESV-100.
- Теперь необходимо остановить компрессор, выключив 3600-USL-150.
- Остановить холодильник А1-360-НС-012 на входе компрессора второй ступени, остановив электродвигатели вентиляторов воздушного холодильника путем выключения 3600-USL-103А/В. Теперь необходимо остановить холодильник А1- 360-НС-011 циркуляции компрессора первой ступени, выключив 3600-USL-101А/В, и доохладитель А1-360-НС-013 второй ступени, выключив 3600-USL-108А/В.
- Изолировать линии подачи энергоносителей к кожуху компрессора, т. е. коллектор пара НД, конденсата НД, линию азота и воздуха КИП, закрыв запорные клапаны с ручным управлением.
- Выполнить останов системы смазочного масла компрессора и системы уплотнительного газа в соответствии с рекомендациями поставщика, ссыл. [Е.139].
- Если требуется сбросить давление в компрессоре, необходимо открыть 3600- EDV-104 и вентиляционные клапаны с ручным управлением на входных емкостях и на выходе компрессоров первой и второй ступени в выполнить продувку азотом. В этом случае перед следующим пуском компрессора потребуются повторная продувка азотом (подробные сведения о перезапуске компрессора ГМИ см. в Разделе 8.6.3 Процедуры ввода в эксплуатацию).
- Слить остаток конденсата из входных емкостей в коллектор закрытого дренажа.
- Перед проведением каких-либо работ по техобслуживанию выполнить продувку азотом и обеспечить изоляцию от систем сжигания на факеле.
- В случае останова всех линий компримирования сбросить давление и выполнить продувку азотом через 3600-ESV-100 и 3600-EDV-001.
- При длительных остановах продукт в системе в зимнее время может охлаждаться до очень низких температур в зависимости от условий окружающей среды. Поэтому сброс давления на факел в конечном счете вследствие низкой температуры приведет к неприемлемо низкой температуре в факельном коллекторе и в системе газа мгновенного испарения. Следовательно, этого нужно избегать. Во избежание охлаждения до низких температур во время отключения при наличии давления и последующем сбросе предусмотрен сигнал тревоги по низкой температуре (3600-ТТ-119), генерируемый при 100°С. Оператору не следует начинать ручной сброс давления при температурах ниже указанной.

9. СБОИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ВЫЯВЛЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Этот раздел включает в себя информацию о возможных проблемах в производственном процессе и нарушениях технологических параметров при нормальных рабочих условиях, при которых происходит срабатывание аварийной сигнализации.

В случае срабатывания аварийной сигнализации оператор должен проверить возможную причину: состояние технологического процесса или выход из строя контура управления. Обычно это можно сделать, проверив показания приборов (давления, температуры, уровнемеров и т.д.). Если аварийный сигнал активирован в результате нештатного состояния технологического процесса, необходимо выяснить действительную причину сигнализации и предпринять соответствующие действия. Если сигнал тревоги был активирован неисправностью контура управления, оператор должен проверить всю цепь, начиная с датчика и заканчивая рабочим оборудованием.

В случае неисправности регулирующего клапана участок трубопровода до и после клапана необходимо изолировать до начала техобслуживания. В некоторых случаях во время ремонтных работ существует возможность использования байпасных клапанов, однако для этого требуется проводить строгую проверку параметров вплоть до устранения неполадок.

9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

При аварийной сигнализации операторы пульта управления должны, во-первых, взять на себя контроль за нарушением технологических параметров и принять соответствующие меры. Во-вторых, проверить контрольно-измерительные приборы и/или контуры управления на наличие возможных неисправностей (отсоединенные провода, неправильное подключение и т.п.). Во многих случаях подобную проверку можно выполнить по контрольно-измерительным приборам по месту – индикаторам давления / температуры / уровня и т.д.

В случае выхода из строя регулирующего клапана (диаметром менее 8") его часто можно отключить от системы с помощью запорных и байпасных клапанов, а также использовать местные контрольно-измерительные приборы на время ремонта. Если регулирующий клапан имеет больший диаметр, вместо байпаса может быть использован штурвал.

Контуры управления должны проверяться от датчика до привода клапана. Это может быть выполнено путем переключения из АВТОМАТИЧЕСКОГО в РУЧНОЙ режим и установкой задействованного параметра на заданном значении; затем необходимо найти основную причину отклонения.

Во время нормальной эксплуатации Установки очистки нефти происходит много событий, требующих внимания оператора. Пристальное внимание к работе установки подготовки нефти может предотвратить множество обычно возникающих проблем.

Нижеследующая информация предоставляется в помощь группе производственных операций, чтобы помочь ей определить возможные причины наиболее вероятных сбоев в работе и избежать обычных ошибок.

Таблица 9.1. Возможные технологические сбои, поиск и устранение неисправностей

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
	1	2	3
Входные сепараторы нефти Установки 200VS101/201/301			
1	Высокое давление в линии подачи нефти (РАН). (PSHH в сепараторе закрывает клапаны АО в линии подачи нефти)	КАО закрыт. Заклинивание регулирующего клапана.	Проверить, что давление в сепараторе соответствует нормальным рабочим условиям. Проверить, что впускной регулирующий клапан расхода не заклинило в открытом положении.
2	Высокое давление в сепараторах (РАН). (PSHH в сепараторе закрывает впускные клапаны сепаратора)	КАО закрыт. Заклинил выпускной клапан регулирования давления газа. Проверить, что выпускной регулирующий клапан уровня нефти/воды при отказе закрывается и не заклинило.	Проверить исправность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии отвода газа. Проверить трубки подачи воздуха КИП и закрыт ли клапан. Проверить правильность работы регулирующих клапанов в линии отвода в коллектор факела НД. Проверить и обеспечить правильность работы компрессоров ГМИ.
3	Низкое давление в сепараторах (РАЛ).	Отсутствие потока на сепаратор. Клапан регулирования давления при отказе открыт или заклинило.	Убедиться, что КАО и запорные клапаны на входе сепаратора от входного манифольда полностью открыты. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линиях отвода газа на факел ВД, убедиться, что они не открыты вследствие неисправности трубок воздуха КИП.
4	Высокий уровень в нефтяном отсеке	Выходная сторона клапана АО закрыта. Проверить, что выпускной регулирующий клапан уровня нефти/воды при отказе закрывается и не заклинило.	Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода нефти и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении вследствие неисправности трубок воздуха КИП. Также проверить регулирующие клапаны линии отвода нефтесодержащей воды.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
5	Низкий уровень в нефтяном отсеке	Клапан регулирования уровня нефти/воды застрял в открытом положении.	Проверить, не открылись ли самопроизвольно дренажные клапаны в отсеке нефтесодержащей воды. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода нефти и убедиться, что их не заклинило в открытом положении. Проверить расход нефти из сепаратора; если он намного меньше расчетного, сообщить об этом оператору на морском комплексе.
6	Высокий межфазный уровень в сепараторе	Клапан регулирования уровня воды застрял или при отказе закрывается.	Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения. Проверить функционирование регулирующего клапана 2001-LCV-006 (и проводку регулятора) в линии отвода нефтесодержащей воды и убедиться, что его не заклинило в закрытом положении вследствие неисправности трубок воздуха КИП. Проверить функционирование регулирующего клапана 2101-FCV-027 (и проводку регулятора) в линии циркуляции воды от насоса 210-РА-112А/В и убедиться, что их не заклинило в открытом положении вследствие неисправности трубок воздуха КИП. Проверить показания 2101-FT-018А, не выходит ли из стабилизационной колонны большее количество воды, чем ожидалось.
7	Низкий межфазный уровень в сепараторе	Клапан регулирования уровня застрял в открытом положении. Дренажи открыты.	Проверить, не открылись ли самопроизвольно дренажные клапаны в сепараторе. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода нефтесодержащей воды и убедиться, что их не заклинило в открытом положении. Проверить и убедиться в функционировании 2101-LCV-003, поступает ли достаточное количество подпиточной воды. Если отделение воды от нефти происходит очень медленно, сепараторы можно перевести в режим двухфазных сепараторов.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
Дегидраторы нефти Установок 210VU101/201/301			
8	Колебания напряжения и тока в широких пределах	Высокий уровень воды в сосуде	Проверить уровень воды посредством кранов для отбора проб. Уменьшить уровень, чтобы он находился между кранами для отбора проб 3 и 2.
		Электрическая дуга	В случае загрязнения ввода или изолятора может периодически на несколько минут возникать дуга по поверхности. В случае серьезного повреждения напряжение упадет до очень низкого значения и поврежденный ввод и (или) изолятор потребуются заменить.
9	Низкое напряжение/ большой ток	Высокий уровень воды	Проверить уровень воды посредством кранов для отбора проб. Низкий уровень солевого раствора в сосуде.
		Слой эмульсии на межфазном уровне	Проверить краны для отбора проб. Если эмульсия присутствует на двух верхних кранах, необходимо уменьшить уровень воды насколько это возможно и увеличить интенсивность подачи химического реагента. Если слой эмульсии не рассеется через 8-12 часов, необходимо слить воду и слой эмульсии и восстановить уровень.
10	Ток высокого напряжения	Высокая проводимость сырой нефти	Переключить на отвод с более низким напряжением. Отключить подачу напряжения к трансформатору перед переключением на другой отвод.
11	Очень низкое или отсутствие напряжения/очень большой ток	Высокий уровень воды	Проверить уровень воды по кранам для отбора проб. Уменьшить уровень, чтобы он находился между вторым и третьим кранами.
		Поврежденный изолирующий ввод	Отключить подачу электропитания к установке. Открыть корпус тройника ввода трансформатора и отсоединить медный провод между изолирующим вводом и вводом трансформатора. Вновь включить питание трансформатора. Если неисправность устранена, значит имеется проблема либо с изолирующим вводом, либо с изолятором, на который опирается решетка. Если неисправность не устранена, значит имеется проблема с вводом трансформатора или с самим трансформатором.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
		Слой эмульсии на межфазном уровне	Проверить краны для отбора проб. Если слой эмульсии присутствует на верхнем из двух кранов, необходимо уменьшить уровень воды насколько это возможно и увеличить интенсивность подачи реагента-деэмульгатора. Если слой не рассеется через 8-12 часов, необходимо слить воду и слой эмульсии и восстановить уровень воды.
12	Отсутствие напряжения/ отсутствие тока	Перебой в электроснабжении	Проверить установку после возобновления электроснабжения.
		Испарение в сосуде	Реле низкого уровня отключит питание трансформатора. Увеличить давление в сосуде или снизить температуру сырой нефти.
13	Высокое содержание солей в нефти на выходе дегидрататора	Значительный унос воды. Высокое содержание солей в сырье. Недостаточная подача промывной воды.	Увеличить интенсивность подпитки промывочной воды. Проверить межфазные уровни в дегидрататоре.
14	Высокое содержание солей в нефти, но низкое содержание ВГО на выходе дегидрататора	Недостаточное разбавление промывочной водой. Высокая соленость промывочной воды. Плохое смешивание.	Увеличить интенсивность подпитки промывочной воды. Проверить качество промывочной воды. Проверить детали статического смесительного устройства.
15	Высокое содержание солей и ВГО в нефти на выходе дегидрататора	Эмульсия не стабилизирована химически. Низкая рабочая температура. Скопление осадка на межфазном уровне и проблемы с регулированием межфазного уровня.	Уменьшить поток нефти. Проверить дозировку и качество деэмульгатора. Восстановить рабочую температуру. Слить скопление осадка на межфазном уровне и устранить проблемы с регулированием межфазного уровня.
16	Нефть в сточной воде дегидрататора	Низкий межфазный уровень. Низкая температура нефти. Плохое качество промывочной воды. Толстый слой эмульсии на межфазном уровне.	Увеличить межфазный уровень. Проверить дозировку и качество деэмульгатора. Восстановить рабочую температуру. Слить скопление осадка на межфазном уровне. Проверить наличие нарушений в источнике промывочной воды.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
Стабилизационная колонна сырой нефти Установок 210VE101/201/301			
17	Высокое давление в стабилизационной колонне (РАН).	Проверить, что выходное отверстие клапана регулирования давления газа застрял в открытом/закрытом положении. Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.	Проверить исправность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии отвода газа. Проверить трубки подачи воздуха КИП и закрыт ли клапан. Проверить правильность работы регулирующих клапанов в линии отвода в коллектор факела НД. Проверить и обеспечить правильность работы компрессоров ГМИ. Отсутствие подачи с верхней части может привести к повышению давления из-за недостаточного охлаждения. Проверьте исправность работы клапана регулирования подачи пара в ребойлер. Избыточное потребление пара может привести к повышению давления в колонне. Проверьте, правильно ли работает регулятор температуры в нижней части колонны, который контролирует поток пара.
18	Низкое давление в стабилизационной колонне (РАЛ).	Проверить, что выходное отверстие клапана регулирования давления газа при отказе открыт. Или застрял в открытом положении.	Проверить исправность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии отвода газа. Проверить трубки подачи воздуха КИП и закрыт ли клапан. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линиях отвода газа на факел НД, убедиться, что они не открыты вследствие неисправности трубок воздуха КИП. Проверить функционирование регулирующего клапана (и проводку регулятора) в линии к компрессору ГМИ, убедиться, что они не открыты вследствие неисправности трубок воздуха КИП.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
			<p>Проверить, что распределение сырья в верхней и средней части обеспечено в соотношении 30:70 и что средняя часть находится при необходимой температуре. Снижение температуры сырья в средней части и (или) повышение температуры сырья в верхней части может привести к снижению давления вследствие чрезмерного охлаждения.</p> <p>Проверить правильность работы регулирующего клапана пара в линии к ребойлеру. Сниженный расход пара может привести к снижению давления в колонне.</p> <p>Проверить правильность работы регулятора температуры в нижней части колонны, который регулирует температуру потока пара.</p>
19	Высокий уровень в нижней части колонны	Клапан регулирования уровня жидкости при отказе закрывается. Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.	<p>Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.</p> <p>Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода кубового продукта и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении вследствие неисправности труб воздуха КИП.</p> <p>Проверить показания 2101-FT-006, поступает ли меньше пара в ребойлер вследствие неисправности контура регулирования TIC-027 и не собирается ли большее количество нефти в нижней секции стабилизационной колонны.</p>
20	Низкий уровень в нижней части колонны	Выходной клапан регулирования уровня жидкости застрял в открытом положении.	<p>Проверить, не открылись ли самопроизвольно дренажные клапаны в отстойнике колонны.</p> <p>Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода кубового продукта и убедиться, что их не заклинило в открытом положении.</p> <p>Проверить показания 2101-FT-006, поступает ли больше пара в ребойлер вследствие неисправности контура регулирования TIC-027 и не собирается ли меньшее количество нефти (либо нефть вовсе отсутствует) в нижней секции стабилизационной колонны.</p>

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
21	Высокая температура в колонне/у тарелок	Клапан регулирования потока HPS застрял открытом положении. Или не управляется.	Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии сырья верхней части и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии пара ВД к ребойлеру и убедиться, что их не заклинило в открытом положении. Если обе описанные выше причины отсутствуют, увеличить уставку уровня емкости парового конденсата, чтобы снизить площадь теплопередачи.
22	Высокий перепад давления на колонне	Это связано с загрязнением тарелок отложениями солей. Или затопление в колонне.	Проверить, эксплуатировалась ли колонная при отключенной дегидраторе — это ведет к скоплению соли. Отобрать пробы в точках 2101-S-002/3/4 в тарелках для отвода воды для анализа содержания солей. Это может быть связано с подачей чрезмерного количества сырья в колонну. Проверить расход по 2101-FT-004 A/B. Это может быть связано с чрезмерным кипением в ребойлере. Проверить расход пара ребойлера по 2101-FT-006. В зависимости от степени загрязнения может потребоваться промывка колонны водой для растворения отложений соли. Проверьте, не произошел ли перенос воды из дегидратора.
Нафтоотгонная колонна Установки 210VE102/202/302			
23	Высокое давление во фракционной колонне (РАН).	Заклинило выпускной клапан регулирования давления газа. Проверить на наличие чрезмерного потока пара из-за того, что клапан регулирования HPS застрял в открытом состоянии.	Проверить исправность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии отвода паров верхней части. Проверить трубки подачи воздуха КИП и закрыт ли клапан. Проверить расход орошения к нафтоотгонной колонне. Проверить правильность работы регулятора расхода и регулирующих клапанов в линии орошения. Проверить работу насосов орошения.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
			<p>Проверить правильность работы регулятора температуры 2101-TIC-023 на выходе конденсатора верхнего продукта фракционной колонны. Проверить состояние всех вентиляторов в конденсаторе верхнего продукта нафтоотгонной колонны.</p> <p>Проверить, работает ли фракционная колонна в соответствии с техническими условиями.</p> <p>Недостаточная стабилизация может привести к повышению давления в связи с увеличением содержания H₂S и легких фракций, поступающих из нижней части стабилизационной колонны. Проверить правильность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии паров от емкости орошения к факелу НД.</p>
24	Низкое давление в нафтоотгонной колонне (PAL).	Отсутствие HPS на ребойлер. Клапан регулирования давления на факел (НЗ) случайно закрыт. Или застрял в открытом положении.	<p>Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линиях отвода на факел НД, убедиться, что они не открыты вследствие неисправности труб воздуха КИП.</p> <p>Проверить исправность работы регулятора давления и регулирующих клапанов в линии отвода паров верхней части.</p> <p>Проверить расход орошения к нафтоотгонной колонне. Проверить правильность работы регулятора расхода и регулирующих клапанов в линии орошения.</p> <p>Проверить правильность работы регулятора температуры 2101-TIC-023 на выходе конденсатора верхнего продукта фракционной колонны. Также проверить правильность работы устройств регулирования жалюзийного клапана и скорости вращения вентиляторов конденсатора.</p>
25	Высокий уровень в нижней части колонны	Клапан регулирования уровня жидкости при отказе закрывается. Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.	<p>Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.</p> <p>Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода кубового продукта и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении вследствие неисправности труб воздуха КИП.</p>

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
			Проверить показания 2101-FT-007, поступает ли меньше пара в ребойлер вследствие неисправности контура регулирования TIC-012 и не собирается ли большее количество нефти в нижней секции фракционной колонны.
26	Низкий уровень в нижней части колонны	Выходной клапан регулирования уровня жидкости застрял в открытом положении.	Проверить, не открылись ли самопроизвольно дренажные клапаны в отстойнике колонны. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода кубового продукта и убедиться, что их не заклинило в открытом положении. Проверить показания 2101-FT-007, поступает ли больше пара в ребойлер вследствие неисправности контура регулирования TIC-012 и не собирается ли меньшее количество нефти (либо нефть полностью отсутствует) в нижней секции нафтоотгонной колонны.
27	Высокая температура в колонне/у тарелок	Клапан регулирования потока HPS застрял открытым положении. Или не управляется.	Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии орошения и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении. Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии пара ВД к ребойлеру и убедиться, что их не заклинило в открытом положении. Если обе описанные выше причины не применимы, увеличить уставку уровня емкости конденсата ребойлера нафтоотгонной колонны, чтобы снизить площадь теплопередачи.
28	Низкая температура в колонне/у тарелок	Клапан регулирования HPS заклинило. KAO закрыт.	Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии пара ВД к ребойлеру и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении.
29	Спецификация меркаптана	Низкая скорость орошения. Низкий расход HPS. Высокое рабочее давление	Меркаптаны удаляются на Установке. Если нефть на выходе из установки Мегох соответствует требованиям, проверьте работу нафтоотгонной колонны.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
			В нафтоотгонной колонне нужно концентрировать меркаптаны в верхней части; обычно это достигается, когда соотношение потока дистиллята к нижней части составляет 12: 88. Увеличьте скорость орошения и расход пара в ребойлер, если нафтоотгонная колонна работает исправно.
Компрессор газа мгновенного испарения Установки 360КС010/020/030/040			
30	Высокий уровень в емкости компрессора газа мгновенного испарения 1-й ступени	Перенос излишней жидкости из стабилизационной колонны.	<p>Проверить, что расположенные ниже по потоку КАО закрыты по сигналам отключения.</p> <p>Проверить функционирование регулятора зазора (и проводку регулятора), а также работу насосов конденсата.</p> <p>Проверить уровень во входном сепараторе нефти: происходит ли чрезмерный унос жидкости с парами при высоком уровне.</p> <p>Проверить работу стабилизационной колонны, в частности, не закрылась ли верхняя линия подачи сырья из-за неисправности. Это может привести к поступлению повышенного объема конденсирующихся тяжелых фракций на вход компрессора газа мгновенного испарения.</p> <p>Проверьте возможный перенос жидкости с верхней части стабилизационной колонны и отрегулируйте производство нефти, чтобы уменьшить его, если это не удастся сделать с помощью насосов каплеотбойных сепараторов компрессоров ГМИ.</p>
31	Высокий уровень во входной/выходной емкости компрессора ГМИ 2-й ступени	Низкая температура на выходе охладителя воздуха.	<p>Проверить работу охладителей воздуха. Остановить вентиляторы.</p> <p>Проверить функционирование регулирующих клапанов (и проводку регулятора) в линии отвода кубового продукта и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении вследствие неисправности трубок воздуха КИП. Открыть байпас регулирующего клапана, чтобы проверить засоренность регулирующего клапана.</p>

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
			Если обе описанные выше причины отсутствуют, начать подачу метанола, чтобы растворить засорение вследствие гидратообразования.
Установка Merох 210-XX-102/202/302			
32	На эффективность извлечения экстракционной колонны могут повлиять следующие факторы:	<p>Недостаточный расход каустика - признаком служит содержание избыточного количества меркаптанов в продукте</p> <p>Чрезмерный расход каустика - признаком служит содержание избыточного количества дисульфидов в продукте.</p> <p>Чрезмерная нейтрализация или разбавление каустика.</p> <p>Низкий расход углеводородов (относительно расчетного расхода).</p> <p>Недостаточная растворимость меркаптана (исходный продукт закипает при более высоких температурах).</p> <p>Избыточная температура подачи углеводорода (пониженная эффективность извлечения).</p> <p>Накопление нерегенерируемых кислых веществ. С течением времени, независимо от принятия мер при предварительном промывании, наблюдается расходование некоторого количества каустика по причине попадания диоксида углерода из воздуха регенерации. Только на основании опыта можно определить допустимый уровень расходования каустика со слабыми кислотами до понижения эффективности извлечения.</p>	<p>Проверьте расход каустика. Проверьте целостность клапана регулирования расхода. При необходимости увеличьте. Если клапан регулирования расхода работает неправильно, используйте перепускной клапан.</p> <p>Проверить прочность каустика в пределах рабочего диапазона. Добавьте свежий каустик соответствующим образом.</p> <p>Проверьте температуру на входе экстракционной колонны нефти. При слишком высокой температуре проверьте характеристики верхней части нафтоотгонной колонны и, по возможности, увеличьте охлаждение.</p> <p>Проверьте общую концентрацию солей. Если концентрация слишком высокая, требуется пополнить из свежего запаса каустика, чтобы снизить это значение ниже 5% масс.</p> <p>Проверьте также перепад давления на экстракционной колонне, чтобы обнаружить наличие закупоренных тарелок. Следует осуществить промывание экстрактора.</p>

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
		частично заблокированные тарелки экстрактора, которые характеризуются некондиционным продуктом по причине ухудшения контакта между каустиком и нефтью.	
33	Не происходит процесс регенерации.	Недостаточное количество воздуха. Для анализа отходящих газов из трубы сепаратора дисульфидов используется метод Орса. Содержание кислорода должно быть выше 10%. Еще одним методом проверки достаточного объема нагнетания воздуха является испытание на тряску. Слишком низкая температура в окислительной колонне. Температура регенерации может быть недостаточной для обработки меркаптановой нагрузки. Слишком низкая концентрация катализатора. В случае нарушения регулярного режима добавления катализатора возможно уменьшение концентрации катализатора в циркулирующем каустике по причине растворения при окислении меркаптидов или замены каустика. Присутствие сульфидов.	Проверьте температуру на входе и выходе окислителя. Дифференциальная температура должна быть выше 2С. Если нет, то нагреть каустик на входе в окислитель до начала реакции. Отсутствие катализатора - проверьте анализ и при необходимости добавьте бутылки катализатора. Проверьте содержание кислорода на выходе дисульфидного сепаратора: если содержание кислорода слишком малое, увеличьте расход воздуха вручную до начала реакции, затем выполните сброс этого контура управления в ручном режиме. Если уровень сульфидов высокий, проверьте расход воздуха, увеличьте его вручную, ожидая следующего анализа, если содержание сульфидов уменьшится, выполните сброс этого контура регулирования в автоматическом режиме.
34	Содержание кислорода ниже 10% об.	Недостаточная закачка воздуха или наличие чрезмерного количества сульфидов.	Увеличьте расход воздуха. Проверьте работу стабилизационной колонны.
35	Содержание кислорода более 14% об.	Закачки излишнего объема воздуха. Реакция прекратилась.	Проверьте дельту Т до окислителя. Проверьте температуру на входе в окислитель, если низкая, откройте пар НД для повышения и возобновления реакции.
Гидроциклон пластовой воды Установки 210XX101/201/301			
36	Высокое дифференциальное давление	Гидроциклон закупорен твердыми частицами.	Проверьте характеристики расположенных выше по течению твердо-жидкостного гидроциклона.

№	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реагирование персонала
37	Низкое дифференциальное давление	Слишком низкий расход воды.	Проверьте, правильно ли работает клапан рециркуляционной воды FCV027.
Емкости ГФУ пластовой воды Установки 210VN101/201/301			
38	Ненадлежащий выход воды	Уровнемер заполнения емкости ГФУ не работает	Проверьте целостность LCV046. Проверьте, не засорена ли труба стойки прибора.

10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Все указания, касающиеся норм и основных принципов эксплуатации, личной безопасности и безопасности производственных операций на объекте, будут соблюдаться на постоянной основе.

В этом разделе описываются потенциальные аварийные ситуации, которые могут возникнуть на установке/участке. Следует отметить, что крупные происшествие, происходящие на одной установке/участке, могут иметь потенциальное влияние на другие установки/участки при эскалации.

В данном разделе отражены действующие меры по предотвращению и/или ликвидации аварийных ситуаций на площадке, характеристики веществ в пределах промышленной зоны УКПНиГ, производственных помещений, а также общие принципы управления ими на всей территории УКПНиГ.

В состав УКПГ входят технологические установки и вспомогательные сооружения по подготовке нефти и попутного газа с высоким содержанием сероводорода. Установки и сооружения относятся к различным категориям взрывопожароопасности.

В производственном процессе УКПНиГ обрабатываются и хранятся следующие взрывоопасные, легковоспламеняющиеся и опасные вещества: высокосернистая нефть, высокосернистый газ, топливный газ, дизельное топливо, сжиженный пропан/бутан, метанол, каустик, диэтиленгликоль, диэтаноламин, ингибитор коррозии и т. д. Установки 200/210/360 сталкиваются с опасными ситуациями, связанных с сепарацией нефти на входе УКПНиГ.

К основным техническим решениям, принятым для управления опасными ситуациями, связанными с эксплуатацией объекта, и обеспечения необходимой охраны труда и промышленной безопасности, относятся:

- Нормативное размещение установок с соответствующими расстояниями между ними
- Классификация функциональных зон с учетом принципа технологических потоков
- Контроль технологического объекта приборами
- Использование современной автоматизации и передовых технологий, в том числе применение автоматизированного управления технологическими процессами
- Монтаж и регулярное техническое обслуживание систем защиты от избыточного давления
- Монтаж и регулярное техническое обслуживание систем аварийного отключения и продувки
- Обеспечение дренажных систем
- Установка и регулярное техническое обслуживание система пожарной и газовой сигнализации, в том числе системы ГС/ОО
- Предоставление и регулярное техническое обслуживание противопожарного оборудования
- Использование систем безопасности и контроля доступа
- Плановый осмотр и техническое обслуживание оборудования в соответствии с Планом планово-предупредительного ремонта. Ремонт оборудования по необходимости
- Соблюдение Технологического регламента, Производственной процедуры, а также соответствующей технической документации
- Использование соответствующих средств индивидуальной защиты (СИЗ)
- Внедрение системы управления безопасностью объекта; внедрение системы обучения персонала с возможностью проверки его навыков и знаний
- Разработка и реализация Плана ликвидации чрезвычайных ситуаций, включая заранее спланированные средства организации эвакуации и спасения личного состава при возникновении чрезвычайных ситуаций
- Надлежащее хранение химикатов и других материалов соблюдением Процедур

- Своевременная утилизация отходов / стоков от установки, так как они могут представлять профессиональную опасность
- Рациональное устройство времени труда и отдыха как профилактическая мера, позволяющая избежать монотонного и непосильного труда
- Регулярные проверки промышленной гигиены на всех объектах

10.1 ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АВАРИЙ, СВЯЗАННАЯ С УСТАНОВКОЙ

В данном разделе приводится описание потенциальных источников опасности для Наземной установки подготовки нефти. Источники опасности на производстве можно определить как условия и отклонения от штатных процессов, которые могут привести к травмам персонала или повреждению активов Компании вследствие различных технических неисправностей или нарушений техники безопасности. В таблице ниже приведен перечень потенциальных источников опасности на производстве.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОПАСНЫЕ ФАКТОРЫ

Тип опасного фактора	Комментарии
Температура (Высокая / низкая)	Неизолированные горячие трубопроводы, фланцевые соединения, клапаны или пар могут стать источником возгорания или стать причиной травм. Контакт с низкотемпературными поверхностями и материалами может привести к замерзанию незащищенных участков кожи. При работе в экстремально жарких или очень холодных условиях необходимо носить соответствующую защитную одежду и соблюдать особую осторожность.
Условия создания вакуума в оборудовании, не рассчитанном на работу в вакууме	При дренаже жидкости и пропарке сосудов/трубопроводов в качестве подготовки к техническому обслуживанию может образоваться вакуум, оказывающий вредное воздействие на технологическое оборудование и КИПиА, которые на него не рассчитаны. При дренаже сосудов и трубопроводов необходимо открыть все верхние вентиляционные отверстия или обеспечить подачу азота для поддержания подпора давления. Это требование критически важно для факельных систем, т. к. при попадании воздуха в них могут образоваться взрывоопасные смеси. После завершения пропарки следует медленно закрыть паровые задвижки и одновременно использовать азот или топливный газ и т. п. для поддержания подпора давления.
Скопление воды в нижних точках оборудования, которое будет работать при высоких температурах	После останова или технического обслуживания в нижних точках резервуаров и трубопроводов (включая фитинги) может оставаться свободная вода. Очень важно удалить эту воду из оборудования до ее прогрева во время пуска, так как быстрое испарение может повредить внутренние компоненты емкостей и связанные с ними трубопроводы.

Пар	<p>Паровая система представляет потенциальную опасность для персонала из-за неизолированных горячих поверхностей, утечек пара и разрывов труб в результате гидроударов.</p> <p>В соответствии с примечаниями на СКИП, паропроводы и все оборудование паровой системы должны быть изолированы, чтобы обеспечить защиту от ожогов.</p> <p>Гидроудар является результатом недостаточного отвода конденсата или плохой работы конденсатоотводчиков.</p> <p>Утечки пара обычно легко обнаруживаются по видимой струе пара, шуму, поврежденной теплоизоляции или изоляции.</p>
Отбор проб	<p>Принять все меры предосторожности для предотвращения выброса летучих или токсичных газов в атмосферу или в дренажную систему.</p> <p>Для отбора проб используйте только специально и надлежащим образом оборудованные пункты отбора проб. Отбор проб в герметичные контейнеры для проб, особенно при отборе проб газов, токсичных веществ, легких фракций УВ.</p>
Удушье	<p>Удушье может возникнуть, если содержание кислорода в окружающем воздухе ниже 19,5% от объема (например, во время технического обслуживания в замкнутом пространстве или при утечке азота, топливного газа и т.д.).</p> <p><u>Меры безопасности:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - перед входом в емкость, где была произведена продувка азотом, необходимо выполнить анализ газа на содержание O_2 в воздухе. <p>Содержание кислорода не должно быть ниже 19,5%, чтобы обеспечить безопасную среду внутри сосуда для работы без АДА.</p>
Высокое напряжение	<p>Имеются высоковольтные зоны с риском получения электрической травмы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Трансформаторные подстанции • Силовые распределительные щиты • Система аварийной выработки электроэнергии • высоковольтные каналы (например, для компрессоров). <p><u>Меры безопасности:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Все высоковольтные участки должны быть четко обозначены. <p>участки с источниками высокого напряжения и распределительными щитами являются зонами ограниченного доступа (т. е. требуется специальное Разрешение на вход);</p> <ul style="list-style-type: none"> - все работы на электрооборудовании высокого напряжения должен выполнять только обученный персонал в строгом соответствии с системой нарядов-допусков на производство работ Аджип ККО (включая процедуру блокировки/маркировки); - при входе в зону, где существует риск поражения электрическим током, необходимо надеть соответствующие СИЗ.
Шум	<p>Высокий уровень шума (выше пределов производственного шума) может быть вызван работой вращающегося оборудования, высокими скоростями в технологических линиях или резкими изменениями в процессах (включая резкие изменения давления при прохождении технологических потоков через дроссельные задвижки или при непредусмотренном открытии предохранительных/выдувных клапанов).</p> <p><u>Меры безопасности:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Все промышленные помещения, в которых размещается вращающееся оборудование (шланги компрессоров, насосов и т.д.), классифицируются как помещения с повышенным акустическим давлением и требуют постоянной защиты органов слуха. - Все остальные участки установки обозначены как зоны с риском непредусмотренного высокого уровня шума. Поэтому предупреждающие знаки размещены по всей территории завода, напоминающие, что средства защиты органов слуха являются обязательным требованием.

10.2 КЛАССИФИКАЦИЯ ТОКСИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ

Территория компрессора газа мгновенного испарения Установки 360 классифицируется на УКПНИГ как красная зона.

На территории действуют специальные процедуры контроля доступа, например, доступ ко всем Красным зонам, должен быть ограничен, чтобы предотвратить нецелесообразный доступ персонала в зону.

Компетентность: Для персонала, который будет работать в АДА в зоне H₂S с ограниченным доступом (желтая зона или красная зона), обучение в условиях H₂S Уровня 2 является обязательным.

Информацию об обучении в условиях H₂S Уровня 2 см. в Техническом задании.

На площадке могут действовать дополнительные требования для входа в производственные зоны. Получение права доступа в зону является обязательным предварительным условием перед входом персонала в зоны эксплуатации (желтая, красная зоны), см. раздел «Зонирование H₂S».

В целом, все работники и посетители, которые посещают объекты с содержанием H₂S (на наземном и морском комплексах), должны пройти обучение Уровня 1, как минимум. На этом уровне обучения персонал подвергается воздействию токсичных свойств/характеристик H₂S, системы обнаружения H₂S, оборудования безопасности (комплекты АДА), аварийного реагирования и т.д. В случае любого незапланированного выброса H₂S персонал, прошедший обучение Уровня 1, должен надлежащим образом реагировать на риск и выполнить действия по эвакуации, сбору и, при необходимости, безопасной эвакуации.

Для персонала, которому необходимо использовать рабочий АДА в зоне ограниченного доступа H₂S, необходимо пройти обучение H₂S Уровня 2.

ПРИМЕЧАНИЕ: Прохождение обучения Уровня 1 является необходимым условием для прохождения обучения Уровня 2.

Обучение Уровня 3 является обязательным для сотрудников пожарно-спасательных служб. Такой уровень обучения не требуется для рабочих и посетителей, посещающих производственные объекты с содержанием H₂S или в зоны ограниченного доступа H₂S.

ПРИМЕЧАНИЕ: Прохождение обучения Уровня 1 и 2 является необходимым условием для прохождения обучения Уровня 3.

Персонал, прошедший обучение Уровней 2 и 3, должен пройти медицинский осмотр с целью выявления любых факторов, которые могут помешать ношению работником дыхательных аппаратов. Это необходимо для того, чтобы оценить, позволяет ли физическое состояние человека выполнять работу с помощью АДА в зоне H₂S с ограниченным доступом.

ПРИМЕЧАНИЕ: Подробную информацию о медицинском осмотре можно получить в документе НКОК Н.В. о физической пригодности

ОБУЧЕНИЕ УРОВНЯ 2

Этот уровень обучения является обязательным для всего персонала (персонала и подрядчиков), который будет выполнять работы в "желтой" или "красной" зоне. В дополнение к базовым знаниям или знаниям, полученным в ходе обучения Уровня 1, персонал должен уметь выполнять текущую работу с использованием рабочих АДА и системы подачи воздуха для дыхания на производственном участке в рамках своих стандартных обязанностей после прохождения обучения Уровня 2.

Сведения об обучении Уровня 2

Номер действия	Описание деятельности
1	Заполнение анкеты для оценки Пригодности к работе с АДА и утверждение паспорта ОЗТОС проставлением печати отделом охраны здоровья или тренинга по ОЗТОСиБ Компании
2	Проверка плотности прилегания лицевой маски (АДА) - срок действия 2 года
3	Курс обучения H2S Уровня 2 - срок действия 2 года

По завершении обучения Уровня 2:

Слушатели должны продемонстрировать:

- Умение выполнять предварительную проверку и правильно надеть/снять комплект АДА;
- Безопасно подключить АДА к системе подачи воздуха для дыхания на производственном участке, включая использование гибких шланговых барабанов;
- Симулировать выполнение производственной работы с полным комплектом СИЗ и АДА; и
- Выполнять ежедневный уход и проверку работы оборудования АДА.

Показать осведомленность и знание:

- Основных регулирующих документов, относящихся к H2S;
- Понимание физических и психологических требований, связанных с использованием АДА;
- Безопасное время работы с использованием АДА, например, время работы/периодов отдыха;
- Контроль уровня дыхательного воздуха и сигнал тревоги в виде свистка;
- Последствия использования АДА при крайних температурах;
- Классификация зон по H2S; и
- Выявление ранних симптомов воздействия H2S.

Работники, использующие АДА, должны понимать важность цикла работы/отдыха.

10.3 ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ТОКСИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИСПОЛЗУЕМЫХ И ПОЛУЧАЕМЫХ ВЕЩЕСТВ НА УСТАНОВКАХ 200, 210 И 360

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел взрываемости, % от объема		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Ниж. предел	Верх. предел		
1)	Катализатор «Мерох WS-2» этандиол; этиленгликоль	107-21-1		3	111.11°C с.с., 115°C о.с.		398°C	3.2	15.3	Вдыхание: Кашель. Головокружение. Головная боль. Кожа: Покраснение. Глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание: Боль в горле. Тошнота. Рвота. Боль в животе. Сонливость. Потеря сознания.	10/5
2)	Метанол (C ₂ H ₅ OH)	67-56-1	жидкость	3	9°C с.с.		440°C	6	50	Вдыхание: Кашель. Головокружение. Головная боль. Слабость. Зрительные расстройства. Сонливость. Сбивчивое дыхание. Судороги. Потеря сознания. Кожа: Сухость кожи. Покраснение. Глаза: Покраснение. Боль. Помутнение зрения. Проглатывание: Боль в животе. Далее См. вдыхание.	15 / 5
3)	Каустик (NaOH 45%)	1310-73-2	жидкость	-	-	-	-	-	-	Вдыхание: Кашель. Боли в горле. Ощущения жжения. Сбивчивое дыхание. Кожа: Покраснение. Боль. Серьезные ожоги кожи. Волдыри. Глаза: Покраснение. Боль. Помутнение зрения. Сильные ожоги. Проглатывание: Боль в животе. Ожоги в полости рта и горле. Ощущение жжения в горле и груди. Тошнота. Рвота. Шок или сильная слабость.	0,5

4)	Обратный деэмульгатор Нафталин углеводороды, C10, ароматические, >1% нафталин	91-20-3	жидкость	4	80°C		540°C	0.9	5.9	Вдыхание: раздражение глаз, носа и угроза, головная боль, головокружение и сонливость Кожа: прямой контакт может вызвать раздражение и дерматит, вызванные обезжиривающим эффектом Глаза: среднее раздражение, без повреждения роговицы Проглатывание: проглатывание создает высокий риск аспирации и последующей химической пневмонии	20
	- Гексанол, 2-этил Производное бензолсульфоновой кислот Производное бензолсульфоновой кислоты	104-76-7		3	73°C с.с	н/д	270°C	0.88	9.7		10
		90194-26-6		н/д							н/д
5)	Деэмульгатор углеводороды, C10, ароматические, >1% нафталин нафталин	91-20-3	жидкость	4	> 62		> 400	0.6	7.0	Вдыхание: Головная боль. Слабость. Потливость. Тошнота. Рвота. Далее см. прием внутрь. Кожа: См. проглатывание Глаза: Покраснение. Проглатывание: Боль в животе. Диарея. Потливость. Головная боль. Лихорадка. Желтуха. Слабость. Потемнение мочи. Симптомы могут проявляться с задержкой.	20
6)	Сероводород	7783-06-4	Газ	2	н/д	-60.4	260	4.0	46	Вдыхание: Кашель. Головная боль. Головокружение. Тошнота. Затрудненное дыхание. Сбивчивое дыхание. Аритмия. Судороги. Потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание:	10
7)	Сырая нефть	8002-05-9	Жидкость	3	83	93-316	н/д	н/д	н/д	Вдыхание: Вдыхание высоких концентраций может вызвать эффекты центральной нервной системы, характеризующиеся тошнотой, головной болью, головокружением, потерей сознания и комой. Высокие концентрации паров могут вызвать сонливость Кожа: Воздействие может вызвать раздражение, характеризующееся покраснением, сухостью и воспалением Глаза: Вызывает раздражение глаз	- / 10

										Проглатывание: Опасность аспирации. Вызывает раздражение желудочно-кишечного тракта с тошнотой, рвотой и диареей. Может вызывать угнетение центральной нервной системы, характеризующееся возбуждением, за которым следуют головная боль, головокружение, сонливость и тошнота. Продвинутые стадии могут вызвать коллапс, потерю сознания, кому и возможную смерть из-за дыхательной недостаточности	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	--

10.4 ИНФОРМАЦИЯ О ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИКОЛОГИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ — МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

10.4.1 Сырая нефть

Описание смеси: Сырая нефть представляет собой сырую нефть, добываемую в ее естественном состоянии из-под земли (за исключением углеводородов из сланца) и содержащую преимущественно алифатические, алициклические и ароматические углеводороды. Он также может содержать небольшое количество соединений азота, кислорода и серы

Классификация ЕС: легко воспламеняется. Канцероген 2 категории. Вреден. Опасен для окружающей среды.

Опасность для здоровья: Пары могут вызывать сонливость и головокружение. Повторяющееся воздействие может вызвать сухость или растрескивание кожи. Умеренно раздражает глаза. Опасность серьезного ущерба для здоровья при длительном контакте с кожей и при проглатывании. Может вызвать повреждение легких при проглатывании.

Сероводород очень токсичен и может быть смертельным при вдыхании. Сероводород (H_2S), чрезвычайно легковоспламеняющийся и токсичный газ, а также другие опасные пары могут выделяться и скапливаться в надводном пространстве резервуаров для хранения, транспортных судов и других закрытых контейнеров.

Угрозы безопасности: Чрезвычайно легко воспламеняется. Может воспламеняться на поверхностях при температурах выше температуры самовоспламенения. Горючие пары могут присутствовать даже при температурах ниже точки вспышки. Этот материал является аккумулятором статического электричества. Даже при надлежащем заземлении и соединении этот материал может накапливать электростатический заряд. При накоплении достаточного заряда может произойти электростатический разряд и воспламенение легковоспламеняющихся паровоздушных смесей.

Меры первой помощи:

Испарение H_2S , попавшего в одежду, может быть опасным для спасателей. Поддерживайте защиту органов дыхания, чтобы избежать заражения от пострадавшего к спасателю. Если это возможно, для реанимации следует использовать искусственную вентиляцию легких

Вдыхание: Вынести на свежий воздух. Если быстрого выздоровления не происходит, доставить в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения.

Контакт с кожей: Снять загрязненную одежду. Немедленно промойте кожу большим количеством воды в течение не менее 15 минут, а затем промойте ее водой с мылом, если это возможно. При появлении покраснения, отека, боли и/или волдырей доставьте в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения.

Контакт с глазами: Промойте глаза водой, удерживая веки открытыми. Глаза отдыхают 30 минут. Если покраснение, жжение, помутнение зрения или отек сохраняются, доставьте пациента в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения.

Проглатывание: При проглатывании не вызывать рвоту: доставить в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения. Если рвота возникает спонтанно, держите голову ниже бедер, чтобы предотвратить аспирацию. Ничего не давайте через рот. Не вызывает рвоту. Если в течение следующих 6 часов появятся какие-либо из следующих отсроченных признаков и симптомов, доставьте их в ближайшее медицинское учреждение

Совет врачам: Сероводород (H_2S) вызывает удушье ЦНС. Может вызвать ринит, бронхит и иногда отек легких после серьезного воздействия. РЕКОМЕНДУЕМ: Кислородная терапия. Обратитесь в токсикологический центр за рекомендациями. Воздействие сероводорода в концентрациях, превышающих рекомендуемый профессиональный стандарт воздействия, может вызвать головную боль, головокружение, раздражение глаз, верхних дыхательных путей, рта и пищеварительного тракта, судороги, паралич дыхания, потерю сознания и даже смерть.

Позвоните врачу или в токсикологический центр для получения указаний. Вероятность химического пневмонита

Контроль воздействия / Защита персонала

Контроль воздействия: уровень защиты и необходимые типы контроля будут варьироваться в зависимости от условий потенциального воздействия. Выберите средства контроля на основе оценки риска местных обстоятельств. Надлежащие меры включают: Насколько это возможно, использовать герметичные системы. Адекватная взрывобезопасная вентиляция для контроля концентраций в воздухе ниже норм/пределов воздействия. Рекомендуется местная вытяжная вентиляция. Примочки для глаз и души для экстренных случаев. Рекомендуются лафетные стволы и дренажные системы. Всегда соблюдайте меры личной гигиены, такие как мытье рук после работы с материалом и перед едой, питьем и/или курением. Регулярно стирайте рабочую одежду и защитное снаряжение для удаления загрязнений. Выбросьте загрязненную одежду и обувь, которые невозможно очистить. Практикуйте хорошее домашнее хозяйство. Определить процедуры для безопасного обращения и технического обслуживания средств управления. Просвещайте и обучайте рабочих опасностям и мерам контроля, относящимся к обычной деятельности, связанной с этим продуктом. Обеспечьте надлежащий выбор, тестирование и техническое обслуживание оборудования, используемого для контроля воздействия, т.е. средства индивидуальной защиты, местная вытяжная вентиляция. Слейте воду из системы перед обкаткой или техническим обслуживанием оборудования. Сохраняйте стоки в герметичном хранилище до утилизации или для последующей переработки

Защита персонала: Средства индивидуальной защиты (СИЗ) должны соответствовать рекомендуемым национальным стандартам.

Защита органов дыхания: Если технические меры не поддерживают концентрации в воздухе на уровне, достаточном для защиты здоровья работников, выберите средства защиты органов дыхания, подходящие для конкретных условий использования и соответствующие законодательству. Обратитесь к поставщикам средств защиты органов дыхания. Если респираторы с фильтрацией воздуха непригодны (например, высокие концентрации в воздухе, риск дефицита кислорода, замкнутое пространство), используйте соответствующие дыхательные аппараты с положительным давлением. Все средства защиты органов дыхания и их использование должны соответствовать местным правилам. В местах, где возможно скопление паров сероводорода, рекомендуется использовать респиратор с подачей воздуха под избыточным давлением

Защита рук: Там, где возможен контакт рук с продуктом, использование перчаток, соответствующих соответствующим стандартам (например, EN374, US: F739), изготовленных из следующих материалов, может обеспечить достаточную химическую защиту: {PVC. Долговременная защита: нитриловый каучук.

Защита глаз: защитные очки от брызг химикатов

10.4.2 Метанол

Описание:

Метанол относится к простейшим жирным спиртам. Это бесцветная легковоспламеняющаяся жидкость раздражающего действия. Растворяется в воде и в большинстве органических растворителей.

Классификация ЕЭС:

Легковоспламеняющиеся жидкости (Категория 2), Острая токсичность при пероральном приеме (Категория 3), Острая токсичность при вдыхании (Категория 3), Острая токсичность при кожном контакте (Категория 3), Специфическая избирательная токсичность для органов-мишеней – при однократном воздействии (Категория 1), глаза, центральная нервная система

Опасные факторы для здоровья:

При пероральном попадании метанола в организм или вдыхании высоких концентраций может возникнуть головная боль, вялость, расфокусированное зрение, тошнота, рвота, слепота и

смерть. Метанол обладает кумулятивным воздействием и окисляется в организме в более токсичные формальдегид и муравьиную (метановую) кислоту. Метанол и его оксиды вызывают разрушение тканей, приводят к отеку головного мозга, оболочечному кровоизлиянию, атрофии зрительного нерва и сетчатки, легочному полнокровию и отеку легких, а также к увеличению размеров печени и почек.

Опасные производственные факторы:

Легковоспламеняющаяся жидкость. Риск возникновения пожара под воздействием тепла, пламени или окислителей. Взрывоопасный в парообразной форме под воздействием тепла или пламени. Может образовывать бурную реакцию с окислителями.

Меры по оказанию первой помощи:

Общие рекомендации: Обратитесь к врачу. Покажите лечащему врачу данный паспорт безопасности вещества.

При вдыхании: При вдыхании выведите пострадавшего на свежий воздух. В случае отсутствия дыхания сделайте искусственное дыхание. Обратитесь к врачу.

При контакте с кожей: Промойте с мылом большим количеством воды. Немедленно доставьте пострадавшего в больницу. Проконсультируйтесь с врачом.

При попадании в глаза: Промойте глаза проточной водой/ обильным количеством воды в качестве меры предосторожности.

При проглатывании: ЗАПРЕЩАЕТСЯ вызывать рвоту. Ничего не давайте через рот пострадавшему, находящемуся в бессознательном состоянии. Прополощите рот водой. Обратитесь к врачу.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Средства защиты органов зрения/лица: Лицевой щиток и защитные очки. Используйте средства защиты глаз, прошедшие испытания и утвержденные согласно требованиям соответствующих государственных стандартов, например, стандартов Национального института по охране труда и промышленной гигиене (США) или EN 166 (ЕС).

Средства защиты кожи: Выполняйте работы в перчатках. До использования, перчатки необходимо проверить. Используйте надлежащий способ снятия перчаток (без соприкосновения с внешней поверхностью перчаток) во избежание контакта кожи с данным продуктом. Проводите утилизацию загрязненных перчаток в соответствии с нормами применимого законодательства и апробированными лабораторными методами. Мойте и сушите руки.

Средства защиты тела: Полный комплект рабочей одежды для защиты от химических реагентов, огнезащитный статический комбинезон. Тип защитного оборудования необходимо выбирать с учетом концентрации и количества опасного вещества на конкретном рабочем месте.

Защита органов дыхания: Если результаты оценки рисков свидетельствуют о пригодности респираторов с очисткой воздуха, необходимо использовать респиратор с полнолицевой маской с набором многоцелевых картриджей или с картриджами типа АХВЕК (EN 14387) в качестве резервных средств инженерно-технического контроля. Если респиратор является единственным средством защиты, используйте поставляемый респиратор с полнолицевой маской. Используйте респираторы и компоненты, прошедшие испытания и утвержденные согласно требованиям соответствующих государственных стандартов, например, стандартов Национального института по охране труда и промышленной гигиене или Европейского комитета по стандартизации (ЕС).

10.4.3 Сероводород (H₂S)**Описание:**

Сероводород (H₂S) встречается естественным образом в сырой нефти, природном газе, вулканических газах и горячих источниках. Кроме того, он может образовываться в результате распада бактерий в органическом веществе. Внешне сероводород выглядит как бесцветный газ,

обладающий резким характерным запахом тухлых яиц, который вызывает раздражение слизистой оболочки глаз и дыхательных путей, а также оказывает системное токсичное воздействие.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ – Категория 1

ГАЗЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ – Сжиженный газ

ОСТРАЯ ТОКСИЧНОСТЬ (при вдыхании) – Категория 2

СПЕЦИФИЧЕСКАЯ ИЗБИРАТЕЛЬНАЯ ТОКСИЧНОСТЬ ДЛЯ ОРГАНОВ-МИШЕНЕЙ (ПРИ ОДНОКРАТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ) (Раздражение дыхательных путей) – Категория 3

Опасные факторы для здоровья:

Токсичны при вдыхании. Острое воздействие низкого уровня, превышающее предельный допустимый уровень воздействия, вызовет раздражение носоглотки и горла, головную боль, головокружение, тошноту и нервозность.

После продолжительного вдыхания запах сероводорода может стать нераспознаваемым в результате паралича чувства обоняния. Результатом воздействия вдыхания паров может стать развитие хронического бронхита, раздражение дыхательных путей, высокий уровень утраты функции внешнего дыхания и слезотечение.

Опасные производственные факторы:

Опасность при проведении работ в замкнутом пространстве. Возможное скопление в замкнутых пространствах, в частности, на пониженных участках, на участках со слабой вентиляцией, угроза возникновения пожара/ взрыва /токсичного воздействия.

Меры по оказанию первой помощи:

Общие рекомендации: Оказание срочной медицинской помощи обязательно во всех случаях повышенного воздействия сероводорода. Личный состав спасательной службы следует оснастить автономными дыхательными аппаратами (АДА), утвержденными NIOSH (Национальный институт по охране труда и промышленной гигиене)/MSHA (Управление по безопасности и охране труда в добывающей промышленности). Персонал спасательной службы должен быть осведомлен об угрозах повышенного воздействия в результате обонятельной усталости. Следует избегать применения спасательных средств, в составе которых могут быть источники возгорания, или способных вызывать электростатические разряды.

При вдыхании: Незамедлительно выведите работника из зоны воздействия и сразу же обратитесь за медицинской помощью. Обратитесь в токсикологический центр или к терапевту. Выведите пострадавшего на свежий воздух и обеспечьте состояние покоя в положении, удобном для дыхания. Если существует опасность присутствия паров, спасатель должен воспользоваться маской или автономным дыхательным аппаратом соответствующей конструкции.

При контакте с кожей: Промойте кожу с водой и мылом в течение, по крайней мере, 15 минут. При развитии раздражения или неблагоприятных симптомов немедленно обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза: Незамедлительно промойте глаза проточной водой в течение не менее 15 минут. При развитии раздражения или неблагоприятных симптомов немедленно обратитесь за медицинской помощью.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Предпочтение отдается техническим методам контроля опасных веществ. Такие методы включают механическую вентиляцию (общеобменная приточная вентиляция и местная вытяжная вентиляция), огражденные места для технологического оборудования или персонала, контроль технологических параметров и внесение изменений в технологическую процедуру

(например, замена на менее опасный материал). Кроме того, могут потребоваться меры административного контроля и применение средств индивидуальной защиты.

В случае неэффективности инженерно-технических средств контроля и технологических приемов работ для контроля воздействия на данный материал, необходимо использовать надлежащие средства индивидуальной защиты, в том числе средства защиты органов дыхания. Необходимо обеспечить наличие соответствующего оборудования для использования в аварийных ситуациях.

Средства защиты органов зрения/лица: Защитные очки

Средства защиты кожи: Необходимо проверять сохранность защитных свойств перчаток в ходе их применения с учетом параметров, указанных производителем перчаток.

Средства защиты тела: Средства индивидуальной защиты необходимо выбирать в зависимости от выполняемого задания и сопутствующих рисков. Необходимо использовать антистатические защитные костюмы в случае риска возгорания под воздействием статического электричества. В целях обеспечения максимальной защиты от разрядов статического электричества, комплект одежды должен включать антистатический комбинезон, ботинки и перчатки.

Средства защиты органов дыхания: С учетом опасных факторов и риска воздействия необходимо выбрать респиратор с учетом требований соответствующей стандарта или сертификации. Респираторы необходимо использовать в соответствии с программой мероприятий по защите органов дыхания в целях обеспечения подбора соответствующего размера, обучения и других аспектов использования. Выбор типа респиратора должен осуществляться с учетом известных или предполагаемых уровней воздействия, факторов опасности, связанных с продуктом, с учетом предельных безопасных рабочих нагрузок, выдерживаемых выбранным типом респиратора.

Для получения информации о минимальных требованиях и стандартах к СИЗ, ссыл. [1.2].

См. также ссыл. [1.5] «Порядок оказания медицинской помощи при серьезных происшествиях», которая должна соблюдаться при серьезных происшествиях.

10.4.4 Каустик - NaOH (46%)

Описание:

Каустическая сода - это название, данное химическому составу гидроксида натрия. Этот материал является щелочью, которое может нейтрализовать кислоту, растворим в воде и обладает щелочным свойством.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

Коррозионная активность металлов (категория 1), коррозия кожи (подкатегория 1A), серьезное повреждение глаз (категория 1),

Опасные факторы для здоровья:

Каустическая сода может причинить вам вред, если она коснется вашей кожи, если вы выпьете ее или если вы вдыхаете ее. Употребление в пищу или питье гидроксида натрия может вызвать тяжелые ожоги и немедленную рвоту, тошноту, диарею или боль в груди и животе, а также трудности с глотанием. Повреждение полости рта, горла и желудка происходит мгновенно.

Опасные производственные факторы:

Негорючий. Контакт с влагой или водой может привести к выделению достаточного тепла для воспламенения горючих материалов. Опасность возгорания и взрыва при контакте с несовместимыми веществами.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании: Срочно убрать источник вещества. Обратиться за медицинской помощью, пока недомогание не переходит на проблему с дыханием, использовать искусственное дыхание/кислород

При контакте с кожей: Снимите загрязненную одежду. Промойте кожу большим количеством воды или примите душ на не менее чем 15 минут. Немедленно обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза: Сначала смойте большим количеством воды в течение нескольких минут (снимите контактные линзы, если это возможно), затем обратитесь к врачу.

При проглатывании: Прополощите рот. НЕ вызывайте рвоту. Если прошло несколько минут после приема внутрь можно дать выпить один небольшой стакан воды. Немедленно обратитесь за медицинской помощью.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Необходимо иметь возможность экстренного промывания глаз и доступ в безопасный душ. Обеспечьте вытяжную вентиляцию и технический контроль для поддержания концентрации паров в воздухе ниже предельно допустимого уровня.

Средства защиты органов зрения/лица: Плотно прилегающие защитные очки. Лицевой щиток

Средства защиты кожи: Перчатки, устойчивые к химическим веществам, необходимы в случае длительного или многократного контакта. Используйте резиновые перчатки, такие как перчатки с защитным покрытием. Учтите, что жидкость может проникать через перчатку. Рекомендуется частая смена перчаток.

Средства защиты тела: Защитная одежда

Средства защиты органов дыхания: При превышении допустимого уровня загрязнения воздуха необходимо использовать средства защиты органов дыхания. Используйте химическую защиту с помощью подходящих картриджей. Используйте специальный высокоэффективный респиратор с подходящим фильтром.

10.4.5 «Мерох»

Описание:

«Мерох» — это аббревиатура от «mercaptan oxidation» (окисление меркаптана). Это запатентованный каталитический химический процесс, используемый на нефтеперерабатывающих заводах и заводах по переработке природного газа для удаления меркаптанов из сжиженного нефтяного газа, пропана, бутана, легкой нефти, керосина и реактивного топлива путем преобразования их в жидкие углеводородные дисульфиды.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

Раздражение глаз 2 категории. Вызывает серьезное раздражение глаз. Специфическая токсичность для отдельных органов – повторяющиеся воздействия Категория 2 - Перорально - Почки.

Опасные факторы для здоровья:

Может вызвать повреждение органов при длительном или многократном воздействии при проглатывании. Острая токсичность. Вреден при проглатывании. Чувствительность кожи может вызвать аллергическую реакцию кожи.

Опасные производственные факторы:

Негорючий.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании: Вынести на свежий воздух. Если симптомы сохраняются, обратитесь к врачу.

При контакте с кожей: Используйте безводное чистящее средство для рук. Затем вымойте большим количеством воды с мылом. Средство может окрашивать кожу и с трудом удаляется. Не используйте отбеливатель для обесцвечивания кожи, цвет со временем уйдет.

При попадании в глаза: Немедленно смойте большим количеством воды, также под веками, в течение не менее 15 минут. Проконсультируйтесь с врачом.

При проглатывании: Немедленно смойте большим количеством воды, также под веками, в течение не менее 15 минут. Проконсультируйтесь с врачом

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Обеспечьте достаточную вентиляцию, особенно в замкнутых пространствах.

Средства защиты органов зрения/лица: Плотно прилегающие защитные очки. Лицевой щиток

Средства защиты кожи: Перчатки, устойчивые к растворителям.

Средства защиты тела: Защитная одежда

Средства защиты органов дыхания: В случае недостаточной вентиляции наденьте подходящий респираторный аппарат. Клапанная фильтрующая полумаска с фильтром FFA1 (EN405) или полумаска/респиратор (EN140) с фильтром типа A1 (EN141).

10.4.6 Деземальгатор

Описание:

Деземальгаторы, или разрушители эмульсий, представляют собой класс специальных химических веществ, используемых для разделения эмульсий, например, воды в масле. Они обычно используются при переработке сырой нефти, которая обычно добывается вместе со значительным количеством соленой воды.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

Может привести к летальному исходу при проглатывании и попадании в дыхательные пути. Может вызвать сонливость или головокружение. Есть вероятность возникновения рака.

Опасные факторы для здоровья:

Продукт вреден при проглатывании; Наибольшую опасность представляют капли, попадающие в легкие при проглатывании, вызывая химическую пневмонию, отек легких и кровотечение. Повторное воздействие может вызвать сухость или растрескивание кожи.

Опасные производственные факторы:

Продукт несовместим с концентрированными кислотами и сильными окислителями. Избегайте контакта с сильными окислителями.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании: Выведите человека, подвергшегося воздействию, с загрязненной территории; Хранят в тепле и на свежем воздухе. Если отсутствует дыхания, сделайте искусственное дыхание и немедленно обратитесь за медицинской помощью.

При контакте с кожей: немедленно снять всю загрязненную одежду, тщательно вымыть мыльным раствором.

При попадании в глаза: Промойте большим количеством воды, не менее 15 минут, держа глаза открытыми.

При проглатывании: Не вызывайте рвоту. Полоскать рот чистой водой; обильное питье, обратиться за консультацией к врачу.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Необходимо иметь возможность экстренного промывания глаз и доступ к безопасному душу. Обеспечьте вытяжную вентиляцию и технический контроль для поддержания концентрации паров в воздухе ниже предельно допустимого уровня.

Средства защиты органов зрения/лиц: Плотно прилегающие защитные очки. Лицевой щиток

Средства защиты кожи: защитные перчатки из нитрила или ПВА, предназначенные для защиты от химических веществ.

Средства защиты тела: Защитная одежда

Средства защиты органов дыхания: В закрытых помещениях или при недостаточной вентиляции использовать защитную маску с фильтром для органических паров.

См. также ссыл. [1.5] «Порядок оказания медицинской помощи при серьезных происшествиях», которая должна соблюдаться при серьезных происшествиях.

10.5 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Персонал обеспечен подходящей спецодеждой и средствами индивидуальной защиты, которые должны быть использованы для защиты от воздействия вредных факторов, с которыми есть вероятность столкнуться при исполнении своих обязанностей.

Перечень защитной одежды, обуви и средств индивидуальной защиты см. ссылку [1.2].

10.6 МОЛНИЕЗАЩИТА И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Молниезащита

Конструкция молниезащиты соответствует СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений». Это достигается за счет проектирования и установки пути молнии с низким импедансом на землю. Заземляющие электроды расположены вблизи основания защищаемой конструкции и имеют импеданс не более 10 Ом.

Два заземляющих электрода также должны быть подключены к основной системе заземления установки. Высокие конструкции из металла не требуют отдельного токоотвода для молниезащиты, при условии, что сталь имеет достаточное сечение (не менее 100 мм²) и имеется надежный и стабильный электрический контакт между каждой частью (рекомендуемая минимальная площадь контакта 10 см²).

Стальная арматура бетонной конструкции не должна использоваться в качестве токоотвода для молниезащиты. Конструкции, изготовленные из плохо проводящего материала, например, кирпича или бетона, и уязвимые для удара молнии, должны быть защищены системой воздушнораспределителей и токоотводов.

Колодцы заземления, расположенные на каждом молниеотводе, подключены к системе заземления завода.

Защита от статического электричества (система заземления установки)

Заземление предусмотрено для защиты персонала от поражения электрическим током, а оборудования от повреждений, возникающих в результате блуждающих токов под землей, статического разряда и ударов молнии.

Вокруг установки проложена соединительная сеть заземления из медного кабеля с изоляцией не менее 70 мм², а сеть заземлена с помощью заземлителей, покрытых медью.

Все основные металлоконструкции, сосуды, резервуары и другие основные компоненты установки имеют как минимум два соединения с сетью заземления с ответвлениями, имеющими минимальные размеры, но такие, чтобы напряжение на землю не превышало 50 В при прохождении максимального тока замыкания на землю:

- Высоковольтное оборудование - 70 мм²
- Низковольтное оборудование - 35 мм²
- Основные неэлектрические компоненты - 35/70 мм²
- Нейтральная точка звезды силового трансформатора, различные компоненты
- Оборудование малых размеров - 16 мм²

Заземляющие электроды диаметром 16 мм вводятся непосредственно в грунт на глубину не менее 5 метров с соединениями с сетью заземления, выполненными в бетонных инспекционных ямах, с крышками, с помощью болтовых зажимов и на расстоянии не менее 5 м и не более 50 м друг от друга. Заземляющие проводники подключаются к сети заземления таким образом, чтобы обеспечить общее сопротивление заземлению не более 0,5 Ом или 1 Ом в зонах, содержащих высоковольтные (>1 кВ) и низковольтные напряжения соответственно. Расчеты должны быть выполнены таким образом, чтобы показать, что потенциалы шага и касания не превышают 50 В на землю при максимальных токах замыкания на землю.

Все металлическое оборудование, контактирующее с любым электрооборудованием или устройством, заземлено, ограждения и ворота соединены для обеспечения непрерывности и заземлены на местных электродах и в сети заземления. Корпуса стальных резервуаров и соединительные трубопроводы соединены электрическим способом с выравниванием потенциала.

Все заземляющие проводники выполнены из луженой меди, изолированной ПВХ и окрашены в зеленый и желтый цвета.

Импедансы контура заземления проверяются расчетным путем.

10.7 УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ

Рабочая среда и условия на производственных объектах и рабочих местах должны соответствовать действующим нормам гигиены и безопасности РК, как показано ниже:

№	Рег. №, Дата выпуска, Уполномоченный орган	Содержание
1.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 17 февраля 2022 года № 26831	Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека
2.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13	Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Часть 4. Приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и связанным с ними объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»
3.	Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № ҚР ДСМ-79	Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»
4.	Приказ Председателя Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 31 декабря 2020 года №24	Об утверждении Методических рекомендаций “Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса”
5.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72	«Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 22.04.2023 г.)

6.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70	Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций
7.	СН 2.2.4/2.1.8.566-96	"Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий" заменен на Решение комиссии Таможенного Союза от 28.05.2010 года № 299 (см. Главу 2, раздел 7 подраздел 7.1 таблица 2.2.)
8.	ГОСТ 12.1.003-2014	ШУМ Общие требования безопасности
9.	ГОСТ ISO 9612-2016	«Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах» (с поправкой)
10.	ГОСТ 24940-2016	ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ Методы измерения освещенности
11.	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

10.8 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Средства защиты и пожаротушения

Система защиты и пожаротушения предназначена для:

- предотвращения нежелательных событий, которые могут перерасти в ситуации, представляющие угрозу персоналу и оборудованию;
- останова производственных установок при обнаружении неисправностей;
- предотвращения эскалации аварийных ситуаций;
- обеспечения дополнительной защиты в случае пожара.

Средства пожаротушения

При проектировании систем пожарозащиты приоритет отдавался недопущению выброса углеводородов, затем - сведению к минимуму вероятности возгорания, и, наконец, недопущению распространения через зоны разделения основных продуктов установки. Тем не менее, там, где это признано необходимым, предусмотрены средства активной и пассивной противопожарной защиты.

10.8.1 Активная пожарная защита

Вокруг участка подготовки нефти установлена противопожарная распределительная сеть для подачи пожарной воды в следующие стационарные ручные и автоматические системы и оборудование пожаротушения:

- Ручные пожарные лафетные стволы
- Пожарные гидранты
- Системы орошения

Пожарная вода распределяется вокруг установок подготовки нефти и компрессора газа мгновенного испарения через подземную кольцевую магистраль из ПТФЭ, которая является частью большой кольцевой основной системы, охватывающей весь наземный комплекс. Проектирование и поставка противопожарного кольца вокруг завода и вдоль дорог осуществляется сторонними организациями.

Противопожарная кольцевая магистраль оборудована стратегически расположенными запорными клапанами для обеспечения максимальной готовности противопожарного

оборудования/систем в случае повреждения или технического обслуживания участков магистральной сети. Все клапаны зарыты непосредственно в землю и оснащены удлиненными шпинделями для эксплуатации из нержавеющей стали.

В целях общей противопожарной защиты предусмотрены стационарные лафетные стволы с ручным управлением и регулируемыми насадками. Лафетные стволы установлены в стратегических местах вокруг технологических установок на расстоянии не менее 15 м от защищаемого опасного оборудования и доступны с дорог.

Насадки для распыления теплозащитной воды снабжены лафетными стволами, если лафетные стволы установлены на расстоянии не более 15 м от защищенного опасного оборудования.

Кроме лафетных стволов предусмотрены сухие надземные гидранты условным диаметром 6 дюймов для дополнительной защиты с помощью пожарных рукавов. Гидранты расположены вдоль дорог и в отдельных указанных местах.

Шкафы для хранения пожарных рукавов и насадок расположены в стратегических местах на всей территории установки. Каждый шкаф содержит пожарные шланги, сопла и т.д.

Автоматические системы орошения устанавливаются в отдельных местах, содержащих оборудование, используемое для переработки, транспортировки или хранения больших запасов углеводородов. Управление каждой дренчерной системой осуществляется при помощи специального блока, установленного в безопасном и доступном месте вдали от защищаемого участка.

Контроль над работой системы осуществляется с главной панели управления системы ПиГ, которая инициирует исполнительные действия и автоматический запуск рабочего пожарного насоса. Дренчерные системы также могут быть включены вручную с помощью нажимных кнопок, установленных в центральной диспетчерской и возле каждого блока дренчерных клапанов, а также с помощью ручных выпускных клапанов, установленных на каждом блоке дренчерных клапанов, или автоматически - при обнаружении пожара установленными на месте пожарными извещателями пламени. Распределительные трубопроводы дренчерной системы надежно закреплены с учетом начальных скачков давления в трубопроводах при пуске системы. Все трубопроводы имеют соответствующий уклон и оборудованы дренажными клапанами в нижних точках. Тип используемых дренчерных клапанов и напорных головок должен быть утвержден признанной испытательной организацией.

Компрессоры газа мгновенного испарения устанавливаются внутри здания, каждый компрессор расположен в отдельном помещении. Каждый компрессор защищен автоматической системой орошения. Впускные и нагнетательные каплеотбойные сепараторы расположены снаружи компрессорного помещения и защищены также (отдельными) системами орошения.

Полустационарная (полустационарная означает, что линия подачи пенной воды не подключена к постоянному источнику воды, а в случае пожара раствор будет поставляться пожарным автомобилем пенного тушения) защита насосов углеводородной нефти для установок очистки нефти обеспечивается пенным распылением. Насосы перекачки нефти расположены в частично закрытых помещениях. Пенный раствор будет подаваться в полустационарную систему из пожарного автомобиля с собственной встроенной системой подачи пены. Давление подачи пенного раствора из этого транспортного средства в полустационарные системы должно быть порядка 4,5-5,0 бар изб. для правильной работы систем. Поэтому давление пенных растворов должно регулироваться в месте слива, как в пожарном автомобиле. На пожарном автомобиле пенного тушения должны быть предусмотрены соответствующие средства контроля давления для регулирования давления пенного раствора, подаваемого в полустационарную систему пенного тушения.

Максимальная потребность в воде (внутри установок НГС) возникает на установке подготовки нефти, которая потребляет большую часть воды из системы орошения - около 858 м³/час. Расход пожарной воды и воды для участка резервуарного парка (поставляется другими организациями) определяет производительность пожарных насосов и объем запаса пожарной воды.

Оборудование, защищаемое дренчерной системой в установке подготовки нефти, перечислено в следующей таблице.

Таблица 10.8.1

Номер блока орошения (С префиксом "А1-730-")	Маркировочные номера защитного оборудования: (с префиксом 'А1-')	Описание защитного оборудования	Пожарная зона
SO-012 (DV 1)	210-VC-101	Экстракционная колонна извлечения метанола из нефти	3045
SO-012 (DV 2)	200-VS-101	Входной сепаратор нефти на наземном комплексе	3024
SO-015 (DV 1)	210-VC-201	Экстракционная колонна извлечения метанола из нефти	3165
SO-015 (DV 2)	200-VS-201	Входной сепаратор нефти на наземном комплексе	3170
SO-033 (DV 1)	210-VC-301	Экстракционная колонна извлечения метанола из нефти	3231
SO-033 (DV 2)	200-VS-301	Входной сепаратор нефти на наземном комплексе	3150
SO-027	210-HA-101, 210-HA-102, 210-HA-103, 210-VE-101 и 210-VE-102**	Ребойлер стабилизационной колонны / подогреватель сырья стабилизационной колонны / ребойлер нафтоотгонной колонны / стабилизатор сырой нефти / нафтоотгонная колонна	3021
SO-014	210-HA-201, 210-HA-202, 210-HA-203, 210-VE-201 и 210-VE-202	Ребойлер стабилизационной колонны / подогреватель сырья стабилизационной колонны / ребойлер нафтоотгонной колонны / стабилизатор сырой нефти / нафтоотгонная колонна	3180
SO-034	210-HA-301, 210-HA-302, 210-HA-303, 210-VE-301 и 210-VE-302	Ребойлер стабилизационной колонны / подогреватель сырья	3150

		стабилизационной колонны / ребойлер нафтоотгонной колонны / стабилизатор сырой нефти / нафтоотгонная колонна	
SO-007 (DV 1)	360-VN-011, 360-VN-012, 360-VN-013	Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения / Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени / выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3140
SO-007 (DV 2)	360-KC-010	2-я ступень компрессора газа мгновенного испарения	3120
SO-011 (DV 1)	360-VN-033	Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3143
SO-011 (DV 2)	360-KC-030	2-я ступень компрессора газа мгновенного испарения	3122
SO-013 (DV 1)	360-VN-021, 360-VN-022, 360-VN-023	Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения / Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени / выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	3145
SO-013 (DV 2)	360-KC-020	2-я ступень компрессора газа мгновенного испарения	3130
SO-035 (DV 1)	360-VN-041, 360-VN-042, 360-VN-043		
SO-035 (DV 2)	360-KC-040		

SO-016	210-НА-101А/103А	Ребойлер ТЛ1	
SO-017	210-НА-201А/203А	ребойлер ТЛ2	
SO-018	210-НА-301А/303А	ребойлер ТЛ3	

Автоматической системой орошения защищены только нижние 10 м этих колонн. В целях соблюдения нормативно-правовых актов РК участки каждой колонны выше 30 м защищены системами орошения с ручным управлением. Эти системы не зависят ни от каких автоматических систем, защищающих соответствующий сосуд.

10.8.2 Пассивная противопожарная защита

Основными задачами пассивной пожарной защиты являются:

- обеспечение целостности маршрутов покидания;
- предотвращение выброса токсичных веществ;
- защита персонала во временных убежищах до момента, когда будет возможна безопасная эвакуация;
- защита оборудования, зданий, сооружений;
- предотвращение распространения пожара вследствие прогрессирующего обрушения несущих конструкций/опор, приводящему к последующему высвобождению запасов;
- защита основных систем обеспечения безопасности;
- защита ответственного оборудования, такого как клапаны аварийного сброса давления и клапаны системы аварийного останова и т.д.;
- сведение к минимуму повреждения установки за счет защиты ответственных элементов конструкции, чтобы не допустить разрушения конструкции во время отсечения технологической установки для обеспечения безопасной продувки.

Таблица 10.8.2

Номер оборудования	Описание оборудования	Тип оборудования	Огнестойкость в пределах ППЗ	Участки ППЗ
200-НА-101 А/В 200-НА-201 А/В 200-НХ-301 А, В	Входной теплообменник нефти	Кожухотрубчатый теплообменник	*Н60/J45	Платформа и опоры
200-НА-102 200-НА-202 200-НА-302	Входной пусковой подогреватель нефти	Кожухотрубчатый теплообменник	*Н60/J45	Платформа и опоры
200-VS-101 200-VS-201 200-VS-301	Входной сепаратор нефти на наземном комплексе	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-НА-101 210-НА-201 210-НА-301	Ребойлер стабилизатора	Кожухотрубчатый теплообменник (Испарительного типа)	*Н60/J45	Платформа и опоры
210-НА-102 210-НА- 202 210-НА- 203	Подогреватель сырья стабилизационной колонны	Кожухотрубчатый теплообменник	*Н60/J45	Платформа и опоры
210-НА-103 210-НА-203 210-НА-303	Ребойлер нафтоотгонной колонны	Кожухотрубчатый теплообменник (Испарительного типа)	*Н60/J45	Платформа и опоры

Номер оборудования	Описание оборудования	Тип оборудования	Огнестойкость в пределах ППЗ	Участки ППЗ
210-VA-101 210-VA-201 210-VA-301	Емкость орошения нафтоотгонной колонны	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-VE-101 210-VE-201 210-VE-301	Стабилизационная колонная сырой нефти	Колонны	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
210-VE-102 210-VE-202 210-VE-302	Нафтоотгонная колонна	Колонны	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
210-VH-101 210-VH-201 210-VH-301	Емкость пластовой воды / емкость ГФУ пластовой воды	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Платформа и опоры
210-VU-101 210-VU-201 210-VU-301	Дегидратор	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-VX-101 210-VX-201 210-VX-301	Гидроциклон пластовой воды	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-VC-101 210-VC-201 210-VC-301	Экстракционная колонна	Колонны	*Н60/J45	Платформа и опоры
210-VS-101 210-VS-202	Сепаратор дисульфида	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-VF-102 210-VF-202 210-VF-302	Окислитель	Вертикальные емкости	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
210-VA-106 210-VA-206 210-VA-306	Емкость извлечения каустика	Горизонтальные емкости	*Н60/J45	Опоры
210-VA-105 210-VA-205 210-VA-305	Емкость дегазации отработанного каустика	Вертикальные емкости	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
210-HF-104 210-HF-204 210-HF-304	Подогреватель каустика	Тип сдвоенной трубки	*Н60/J45	Н/П

Номер оборудования	Описание оборудования	Тип оборудования	Огнестойкость в пределах ППЗ	Участки ППЗ
360-VN-011 360-VN-021 360-VN-031 360-VN-041	Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	Вертикальные емкости	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
360-VN-012 360-VN-022 360-VN-032 360-VN-042	Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	Вертикальные емкости	*Н60/J45	Опоры нижнего звена
360-VN-013 360-VN-023 360-VN-033 360-VN-043	Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	Вертикальные емкости	*Н60/J45	Опоры нижнего звена

Противопожарная зона определяется по большему из: 1) размера факела пламени в течение 5 минут, при котором через 5 минут прямого воздействия пламени происходит разрушение, или 2) контура теплоизлучения 37,5 кВт/м² от пожара пролива или факела пламени в течение 10 минут, при котором разрушение происходит через 10 минут воздействия.

В горизонтальной плоскости огнезащита определяется радиусом противопожарной зоны (ППЗ). Внутри противопожарных зон (см. [Е.69] «Отчет о пассивной пожарной защите» – Установка подготовка нефти), огнезащита применяется для всех несущих стальных конструкций, разрушение которых может привести к травмированию людей или потере герметичности и, соответственно, эскалации пожара и (или) выбросу токсичных веществ.

Требования к огнезащите зданий (подстанций, блок-боксов насосов и компрессорной ГМИ) зависят от местоположения здания (внутри или вне установленной ОЗЗ) и категории пожароопасности здания (зависит от его назначения и воспламеняемости обрабатываемых в нем веществ) в соответствии с отчетом об исследовании ОЗЗ.

Наружные поверхности юбочных опор вертикальных аппаратов и колонн, расположенных в пределах ОЗЗ, имеют огнезащитное покрытие. Внутренние поверхности юбок или глухих днищ неизолированных сосудов снабжаются огнезащитой при наличии фланцев или клапанов внутри юбок или негерметизированных проемов с эквивалентным диаметром более 24 дюймов (600 мм) в юбках в соответствии с API 2218.

Огнезащита также предусматривается для стальных седловидных опор сосудов внутри ОЗЗ, на которые опираются горизонтальные теплообменники, холодильники, конденсаторы, емкости, приемники и сборники и которые имеют диаметр более 300 мм.

Опорные конструкции оборудования, содержащего углеводороды, снабжаются огнезащитой до уровня опор, если находятся внутри ОЗЗ.

Все клапаны системы аварийного останова и клапаны аварийного сброса давления внутри ОЗЗ снабжаются огнезащитой. Стальные металлоконструкции насосных и трансформаторных, расположенные внутри ОЗЗ, имеют запас огнестойкости на 120 минут, а крыши снабжены обшивкой из металлического профиля.

Для укрытий анализаторов в пределах ППЗ со стальными конструкциями с изолированной, малообслуживаемой профилированной металлической обшивкой стен и крыши предусмотрена огнестойкость на 120 минут.

Таблица 10.8.2.2 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

№	Название блока	Вещества, используемые в процессе	Категория пожаровзрывоопасности и воспламеняемости по ТР-14	Класс пожаровзрывоопасной зоны по ПУЭ
1	ТУ 200. Сепарация НД сырой нефти	Высокосернистая нефть, сернистый газ	Ан	В – 1г
2	ТУ 210. Подготовка сырой нефти	Высокосернистая нефть, Высокосернистый газ	Ан	В – 1г
4	ТУ 360. Компримирование газа мгновенного испарения	Высокосернистый газ	А	В – 1а

10.8.3 Переносное и передвижное противопожарное оборудование

Переносные и передвижные огнетушители стратегически расположены по всей территории завода. Тип и мощность имеющихся огнетушителей соответствуют предполагаемым опасностям, выявленным на каждом участке.

Огнетушители распределены по всей установке подготовки нефти таким образом, чтобы персонал, находящийся на участке, где находятся горючие продукты, находился от ближайшего огнетушителя на расстоянии не более 15 м. Для тушения пожаров в многоэтажных зданиях на каждом этаже предусмотрены огнетушители.

Колесные (передвижные) установки расположены в местах с высокой степенью пожарной опасности, где техническая мощность ручного огнетушителя недостаточна. Установки распределены на уровне земли по всей территории установки подготовки нефти; расстояние до передвижной установки должно составлять от 30 до 50 метров.

Внутри зданий (помещение компрессора газа мгновенного испарения и электрическая подстанция) огнетушители установлены на подпорной стенке вдоль путей эвакуации и рядом с входными дверями.

10.9 СИСТЕМА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДОЛЖНА ОБЕСПЕЧИВАТЬ НАДЕЖНУЮ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ УСТАНОВКИ

10.9.1 Система аварийной сигнализации

Установка оснащена системой аварийной сигнализации о потенциальных чрезвычайных ситуациях и автоматической аварийной блокировкой, обеспечивающей защиту объекта и минимальное воздействие на окружающую среду. Устройство оснащено световой и звуковой сигнализацией, которая активируется при выходе параметров процесса из нормального режима работы. Наземная установка подготовки нефти оборудована системами сигнализации и блокировки, параметры которых приведены в Перечне уставок сигнализации и блокировок в главе 5 настоящего Регламента.

Все участки Установки подготовки нефти (очистка нефти, компрессор газа мгновенного испарения и здания подстанций) будут оборудованы звуковой сигнализацией, которая будет немедленно оповещать персонал о возникновении опасности.

Система ГС/ОО считается критически важной для обеспечения безопасности системой и все основные подсистемы и установки выполняются в дублированной конфигурации А + В, причем обе системы А и В всегда включены и всегда работают, чтобы в случае отказа одной из систем другая система могла быть использована для оповещения или подачи сигналов тревоги на производственных участках и в офисных помещениях.

В состав системы ГС/ОО УКПНИГ входят стойки центральной панели управления, расположенные в здании центральной диспетчерской. Узлы системы ГС/ОО предусмотрены в соответствующих местных блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи установок подготовки нефти, газа и серы. Эти узлы связаны с каждым зданием на производственных участках, формируя общую дублированную систему, обозначенную как «система А» и «система В». Поскольку система ГС/ОО предназначена для обеспечения безопасности, трассы кабелей и полевое оборудование «системы А» и «системы В» разделены и подключены к разным распределительным коробкам.

В зонах, где уровень окружающего шума превышает 85 дБ(А), будут предусмотрены проблесковые маячки, т.е. будет обеспечена видимость не менее двух проблесковых маячков из любого места с высоким уровнем окружающего шума. Маяки подключаются к «системе А» и «системе В» с соблюдением тех же основных принципов, что используются при проектировании размещения громкоговорителей. Каждый контур маяка подключается к узлу «системы А» или «системы В» в соответствующем блок-боксе для КИПиА и средств спутниковой связи в аппаратной. Проблесковые маяки получают питание от ИБП соответствующего блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи.

Громкоговорители и, при необходимости, проблесковые маяки устанавливаются во всех помещениях, коридорах и на открытых участках на территории установки подготовки газа для обеспечения трансляции объявлений и сигналов тревоги. В маячках используются красные линзы для сигнализации утечки токсичных газов и желтые линзы для объявления тревоги и общего оповещения. Если объявление тревоги или общее оповещение совпадает по времени со срабатыванием сигнализации утечки токсичных газов, предпочтение отдается красным проблесковым маячкам перед желтыми. Перед каждым сообщением передается сигнал привлечения внимания, причем для аварийных и обычных сообщений используются разные сигналы.

Сигнал тревоги подается вручную с панели управления доступом или автоматически системой обнаружения пожара и газа. Подаваемые вручную сигналы тревоги и аварийные сообщения не делятся по зонам, т.е. и сигналы тревоги и сообщения транслируются во всех зонах.

Система конфигурируется так, чтобы не допустить общего отказа системы в случае внезапного отказа в любой одной или нескольких рабочих зонах. В случае отказа центральной панели управления А или В либо отказа межузловой системы передачи, каждый удаленный распределенный узел работает автономно, а сигналы тревоги подаются автоматически посредством системы обнаружения пожара и газа.

При подаче сигнала тревоги местной системой ПиГ распределенный узел ГС/ОО передает этот сигнал тревоги полевым устройствам, подключенным к данному узлу. Система ПиГ передает сигнал другим узлам системы ПиГ, которые, в свою очередь, транслируют сигнал тревоги через систему ГС/ОО.

Система громкой связи и общего оповещения будет подключена к телефонной сети с целью быстрого выбора зоны для стандартных устных объявлений с телефонов на производственных площадках с соответствующим классом обслуживания, установленным на весь период эксплуатации Установки.

10.9.2 Общее оповещение

Автоматическое общее оповещение через систему ГС/ОО инициируется системой ПиГ посредством системы защиты после:

- подтвержденного обнаружения горючих газов;
- подтвержденного обнаружения пожара (ручной пожарный извещатель), или
- вручную от устройств доступа ГС/ОО в помещении ЦД или помещении охраны.

Система защиты передает сигнал тревоги в систему ГС/ОО. Автоматическая или ручная сигнализация сбрасывается только с устройства доступа системы ГС/ОО в операторной.

Звуковая сигнализация: синусоидальный звуковой сигнал частотой 1000 Гц, включающийся/выключающийся с интервалом в 1 секунду.

Визуальная сигнализация: желтый проблесковый световой сигнал.

10.9.3 Пожарная сигнализация

Система обнаружения пожара и газа основана на действии следующих элементов:

- тепловые датчики;
- датчики дыма;
- ультрафиолетовые и инфракрасные датчики пламени;
- ручные пожарные извещатели и кнопки.

Система обнаружения пожара и газа предназначена для быстрого оповещения о возгорании и накоплении воспламеняющихся и токсичных газов.

В каждом здании установлены, как минимум, два датчика. Предупреждающие сигналы подаются на пульт управления и систему пожаротушения, активирующую РСУ.

В случае пожара срабатывает громкое оповещение об аварийной ситуации на территории всего завода при особой тональности.

Кнопки ручного оповещения об аварийной ситуации устанавливаются на выходах из зданий, аварийных выходах и вокруг установок завода в соответствии с нормативными требованиями.

При активации ручных кнопок аварийной сигнализации происходит следующее:

- срабатывание сигнала тревоги в помещении ЦД;
- срабатывание локального сигнала пожарной тревоги.

На панели управления изменится цвет, который будет указывать на расположение установки.

10.9.4 Сигнал покидания установки

Подается вручную из системы ГС/ОО через систему обеспечения безопасности и защиты (СБЗ). Сброс сигнала покидания установки производится вручную в операторной.

Звуковая сигнализация: непрерывный звуковой сигнал с качающейся частотой от 1200 Гц до 500 Гц с длительностью свип-сигнала 1 секунда.

Визуальная сигнализация: красный проблесковый световой сигнал.

10.9.5 Средства обеспечения безопасности

Эвакуационные дыхательные аппараты хранятся в электрических подстанциях в четко обозначенных специальных настенных шкафах.

На всей территории участка подготовки нефти вывешиваются знаки безопасности. Знаки безопасности обозначают противопожарное/безопасное оборудование и содержат предупреждения и т.д.

10.9.6 Система обнаружения токсичных и пожароопасных газов в воздухе рабочей зоны

Автоматическая подача сигнала утечки токсичного газа через систему ГС/ОО производится системой ПиГ в систему обеспечения безопасности после подтверждения обнаружения токсичного газа. Система защиты передает сигнал тревоги в систему ГС/ОО.

Данная сигнализация передается звуковым сигналом частотой 1000 Гц и красным проблесковым световым сигналом. Сброс сигнализации должен осуществляться только с блока доступа ГС/ОО в помещении ЦД.

Устройство оснащено детекторами газа для предупреждения о повышении концентрации газа до 20% (сигнализация уровня 1) и 50% (сигнализация уровня 2) от нижнего предела взрываемости (НПВ).

Кроме того, установки оборудованы стационарными системами контроля содержания сероводорода в окружающем воздухе.

Средства обнаружения H_2S/SO_2 устанавливаются на внешних блоках для предупреждения в случае, если концентрация H_2S/SO_2 превышает 10 мг/м^3 (сигнализация уровня 1) и 20 мг/м^3 (сигнализация уровня 2).

Детекторы расположены в таких стратегических точках, где при утечках газа они могут быстро обнаружить их и включить звуковые и световые сирены в зоне аварийной ситуации и панели в Центральной диспетчерской. Сигналы детекторов при обнаружении загрязнения газами H_2S/SO_2 или УВ газами направляются на пульт центральной диспетчерской и местных диспетчерских установки, после чего в различных местах срабатывают общезаводские сирены и световые маячки. На пульт центральной диспетчерской поступают все цифровые и аналоговые данные с показаний каждого детектора.

Целью системы обнаружения пожара и газа является раннее предупреждение персонала о потенциально-опасных ситуациях, например, выбросе горючего или токсичного (H_2S) газа или пожаре, для обеспечения возможности автоматического/ручного начала выполнения мер по устранению последствий, чтобы избежать или свести к минимуму ухудшение ситуации (например, начало соответствующих остановов). Сигнал раннего предупреждения также оповестит персонал о возникновении опасных ситуаций, требующих эвакуации. Это имеет особое значение при выбросе H_2S , когда быстрое реагирование персонала имеет первоочередное значение для снижения возможного риска.

Установка разделена на ряд пожарных зон с установленными пожарными границами, такими как края дорог, границы систем противопожарной защиты или здание и его помещения. Система обнаружения пожара и газа постоянно следит за противопожарным состоянием и содержанием горючих или токсичных газов в технологических зонах, технологических зданиях, подстанциях и укрытиях анализаторов, и предупреждает персонал о возникновении опасных условий. Система также постоянно отслеживает неисправность в системе обнаружения пожара и газа, инициирует системы защиты и генерирует сигналы для запуска пожарных водяных насосов.

Детекторы дыма обнаруживают содержание частиц возгорания (дыма) в закрытых помещениях, таких как мастерские, фойе, помещение ОВКВ и в пространстве над потолком. Оптические дымовые извещатели используются для обнаружения дыма, образующегося в результате перегрева электрического/электронного оборудования и других пожаров.

Защита электрощитовых помещений в подстанциях обеспечивается высокочувствительными системами обнаружения дыма (ВЧСОД). Данное устройство обнаружения работает по принципу аспирации воздуха из защищаемых зон и последующего анализа присутствия дымовых частиц посредством лазерного сканирования. Это устройство помогает персоналу станции получить раннее предупреждение о пожаре в электрощитовом помещении. Возгорание может быть обнаружено еще на стадии предварительного возгорания посредством обнаружения продуктов термического разложения с помощью ВЧСОД.

Инфракрасные (ИК) детекторы пламени установлены на стратегических участках на технологической установке для обнаружения углеводородных пожаров. Контроль за оборудованием, защищенным автоматической дренажной системой, осуществляется с помощью детекторов пламени. При обнаружении пожара системой обнаружения пожара и газа в одной группе голосования (т.е. с использованием схемы голосования 2 из N) дренажная система автоматически приводится в действие системой обнаружения пожара и газа.

Детекторы горючего газа расположены на участке установки для обнаружения утечек из потенциальных источников разгерметизации, учитывая их близость к зонам потенциального скопления газа, возможным источниками возгорания и рабочим участкам. Точечные инфракрасные детекторы горючих газов расположены рядом с оборудованием, работающим с горючими жидкостями и газами (например, уплотнительный газ в здании компрессора газа мгновенного испарения). Кроме того, средства обнаружения горючих газов предусмотрены на воздухозаборниках подстанции, здания компрессорной и укрытий анализаторов.

Инфракрасные детекторы воспламеняющихся газов с открытым оптическим трактом расположены по периметру установок подготовки нефти для обнаружения газовых облаков, которые относятся от технологической установки или от соседней установки.

Детекторы токсичных газов (H_2S) расположены стратегически по всей территории установки (установки очистки нефти и компрессоров газа мгновенного испарения) для обнаружения утечек из потенциальных источников разгерметизации с учетом концентрации H_2S в технологическом потоке, численности персонала, расположения источников утечек и т.д. При размещении детекторов должным образом учитывалось возможное рассеивание выбрасываемого материала. Детекторы токсичного газа электромеханического типа используются на участках с высоким риском утечек, в воздухозаборных узлах зданий (подстанций, компрессорных и укрытиях анализаторов), на выходах вытяжек воздуха из компрессорных помещений. Установленные на площадке детекторы H_2S срабатывают при концентрации 5 ч/млн и 10 ч/млн в воздухе. Используется схема голосования 2 из N по месту, где N равно или больше двух.

Ультразвуковые детекторы утечек были установлены на установке очистки нефти и компрессорах газа мгновенного испарения специально для обнаружения утечек из технологических систем с высоким содержанием H_2S . Установка ультразвуковых детекторов утечек ограничивается системами, содержащими газ (скорости утечки жидкостей будут дозвуковыми), которые работают при давлении выше 5 бар изб. (пороговый минимальный массовый расход был определен для определения зоны покрытия детектора, с тем чтобы компенсировать риск утечки токсичного материала количеством детекторов, необходимых для обеспечения надлежащего покрытия установки). Все фитинги, соединения, инструменты и клапаны, из которых состоят технологические системы, отвечающие этим критериям, контролируются ультразвуковыми детекторами утечек. Обнаружение утечки одним детектором приводит к срабатыванию общезаводской сигнализации через систему ГС/ОО. Голосование детекторов не требуется.

Детекторы газообразного водорода будут установлены в аккумуляторных помещениях, где существует вероятность скопления водорода от перезаряженных батарей и во время ускоренной зарядки в случае выхода из строя системы вытяжки. Детекторы подадут сигнал тревоги в систему обнаружения пожара и газа и остановят ускоренную зарядку аккумуляторов (при которой выделение водорода будет максимальным).

Голосование сигналов состояния от извещателей обычно осуществляется по схеме 2 из N, где N равно или больше 2, если не указано иное, до начала любых исполнительных действий, чтобы предотвратить ложные отключения установки. Логические решающие устройства применяются в технологии программируемых логических контроллеров. Все основные технологические установки должны оснащаться системами с тройной модульной избыточностью (ТМИ) со схемой голосования «2 из 3».

При ручном обнаружении опасной ситуации, такой как выброс углеводородов, токсичных газов или пожара, персонал может включить сигнализацию, используя любой из ручные пожарные извещатели (РПИ). РПИ расположены на стратегических участках по всей территории установки подготовки газа и в зданиях компрессора газа мгновенного испарения. В целом РПИ размещены вдоль маршрутов эвакуации и вблизи от выходов из зон или помещений. Оператор пульта управления определит причину активации РПИ и примет соответствующие меры. Включение извещателя вызывает срабатывание сигнализации в центральной диспетчерской и срабатывание общезаводской общей пожарной сигнализации (через систему ГС/ОО).

Система обнаружения пожара и газа передает данные в РСУ для оповещения оператора о состоянии установки. Места расположений детекторов ПиГ отображаются на графических дисплеях РСУ и данные об их статусе обновляются в режиме реального времени.

Вентиляторы системы аварийной вытяжной вентиляции включаются автоматически при поступлении сигнала о концентрации сероводорода. 10 мг/м^3 . Поскольку H_2S тяжелее воздуха, анализаторы H_2S размещаются в Установках непосредственно на уровне земли, а анализаторы опасных взрывоопасных газов - на высоте 1,5-2 м над уровнем земли.

10.10 ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Эвакуационно-спасательные мероприятия преследуют следующие цели:

- Система обнаружения пиг и ГС/ОО предусмотрена для незамедлительного информирования персонала об опасном происшествии;

- Предоставление персоналу портативных комплектов ДА, детекторов H_2S и средства коммуникаций;
- Обеспечение свободных и отличных друг от друга маршрутов покидания, чтобы персонал мог быстро покинуть место аварии.
- Обеспечение пунктов сбора и убежищ для персонала, имеющих достаточную степень защиты, на время, необходимое для осуществления управляемой эвакуации в безопасное место.

10.11 РЕАГИРОВАНИЕ НА ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Характер, место возникновения и масштабы происшествия обуславливают уровень и степень оперативности реагирования, требуемого компанией «НКОК Н.В.» для восстановления контроля над ситуацией, защиты людей и возврата деятельности в нормальный рабочий режим. Определение каждого уровня происшествий, способы управления ими на уровне производственного участка наземного комплекса, а также тактическую процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций см. в [I.4].

В вышеуказанной процедуре содержатся указания для Тактической Группе Ликвидаций Чрезвычайных Ситуации (ТГЛЧС) производственного участка, касающиеся уровней ЧС, а также описан порядок взаимодействия между ТГЛЧС производственного участка и вспомогательной Группой управления происшествиями или Группой по управлению кризисными ситуациями.

Управление всеми ЧС на производственном участке осуществляется ТГЛЧС производственного участка в соответствии с данными процедурами, а также по усмотрению РОММП (Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия); однако в зависимости от уровня происшествия ТГЛЧС может работать при поддержке Группы управления происшествиями или Группы по управлению кризисными ситуациями.

11. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕДУРЫ ОСТАНОВА

11.1 ВЕРОЯТНЫЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Аварийный останов - это останов, инициированный оператором с помощью кнопки аварийного останова или датчика АО, рабочее значение которого превышает пороговый предел. В зависимости от причины аварийного отключения выполняются одновременные последующие действия для предотвращения риска возникновения опасной ситуации.

Аварийный останов - это полный останов установки в результате очень серьезных сбоев, которые могут привести к небезопасным условиям на установке и вредной для персонала ситуации.

Аварийный останов установки требует немедленного полного прекращения работы с отключением и сбросом давления, как минимум, в части установки, а также, в большинстве случаев, с максимально возможным удалением углеводородов в кратчайшее время, обусловленное срочностью и аварийной ситуацией.

Система аварийного останова является частью ИСУ. Все основные технологические установки оснащаются системами программируемых логических контроллеров (ПЛК) с тройной модульной избыточностью (ТМИ) с логической схемой «2 из 3». Проектирование, изготовление и установка системы АО производится в соответствии с требованиями МЭК 61508. [Е.133]

Замена неисправных резервных модулей производится без прерывания работы.

Системы останова являются автономными, находятся в блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи и в здании главной операторной при необходимости, и обеспечиваются первичными чувствительными элементами и конечными исполнительными устройствами. Информация (сигналы тревоги, пуск/останов электродвигателей, открытие/закрытие клапанов) и средства ручной активации (блокировка, сброс, тестовые нажимные кнопки) выведены на станции управления РСУ через шины обмена данными. Ручная активация АО производится путем нажатия жестко смонтированных кнопок на пульте управления РСУ. Все системы аварийного останова оснащаются индикатором причины автоматической остановки и самописцем последовательности событий (СПС).

Системы АО обеспечиваются выключателями перерегулирования для техобслуживания для проведения ремонта / калибровки первичных элементов без останова. Клапаны АО обеспечены оперативной системой работы с неполным ходом для периодических проверок фактического хода клапанов.

Пуск оборудования возможен только после ручного сброса. Предусмотрены средства перехода на ручное управление при пуске, а также автоматические средства возврата в исходное состояние после выхода на нормальный рабочий режим.

Системы АО имеют отказоустойчивую конфигурацию, при которой отказ системы или контуров защиты технологического процесса приводит к переходу в безопасное состояние. Требования отказоустойчивости не распространяются на выключатели перерегулирования для техобслуживания и местные индикаторные лампы.

Система АО передает данные в РСУ для оповещения оператора о статусе установки. Предусмотрены динамически обновляемые причинно-следственные диаграммы и передача данных системы АО/ПиГ на рабочую станцию оператора РСУ. Рабочие станции РСУ могут быть оборудованы средствами сброса АО/ТО. Возможность дистанционного сброса после АО, данная оператору, накладывает на оператора дополнительные обязательства. Аварийный останов Уровня 2 может быть сброшен дистанционно. Перед сбросом АО необходимо на месте установить причины АО и убедиться, что эти причины устранены и обеспечена безопасность повторного пуска.

При отказе подачи воздуха КИП на клапаны АО клапаны АО переходят в безопасное положение.

САО используется в следующих целях:

- защита персонала;
- охрана окружающей среды;

- сведение к минимуму производственных потерь и ущерба активам.

Система АО достигает этих целей за счет:

- автоматического обнаружения нештатных условий работы или неисправного состояния оборудования;
- автоматического реагирования на возникновение опасных технологических условий путем обесточивания электрического оборудования, останова и (или) отключения технологического оборудования и, при возможности, отключения и сброса давления из установки для предотвращения последствий таких нештатных условий;
- ручного инициирования работы САО;
- реагирования на возникновение пожара или присутствие газа, обнаруженное системой ПиГ;
- включения звуковой или световой сигнализации для соответствующего оповещения оператора и (или) прочего персонала;
- применения систем, проверки технического состояния которых могут производиться без производственных потерь, насколько это целесообразно.

Система аварийного сброса давления используется в следующих целях:

- отвода технологической среды (только газ) при возникновении аварийной ситуации;
- предотвращения избыточного давления на оборудовании установки из-за попадания тепла в случае пожара;
- снижения опасности последствий утечки;
- безопасной утилизации отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Система аварийного останова и сброса давления состоит из:

- специальных технологических датчиков с собственными технологическими отводами и импульсными линиями (при необходимости);
- отсекающих клапанов;
- факельных коллекторов;
- клапаны сброса, ведущие к факельным оголовкам.

Различают следующие уровни аварийного останова:

- АО 1а — посредством ручного включения из центральной диспетчерской при прекращении подачи воздуха КИП, критически высоком уровне в факельном сепараторе. Ручное инициирование сброса давления;
- АО 1b — при подтверждении обнаружения газа в технологических зонах;
- АО 2 — посредством ручных нажимных кнопок в Центральной диспетчерской или по месту при подтверждении обнаружения пожара в технологической зоне, автоматическом отключении важных технологических параметров;
- АО 3 (или технологический останов, ТО) — посредством ручных нажимных кнопок при нарушении технологических параметров и прекращении поступления уплотняющей среды компрессора.

11.1.1 КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)

В случае кратковременного резкого падения напряжения положение всех переключателей не меняется, так что при восстановлении электропитания возобновляется и нормальная работа. Все двигатели набирают скорость, и технологический процесс не нарушается.

При отключении одного из фидеров шины автоматически переключаются. Электродвигатели высокого напряжения должны быть запущены вручную. Электродвигатели низкого напряжения либо запускаются автоматически по группам, и приоритет при этом определяется технологическими требованиями, или вручную.

11.1.2 ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ (НА ПЕРИОД ОТ БОЛЕЕ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)

Если в течение 5 секунд не возобновляется электропитание, то отменяются ранее настроенные уставки запуска двигателя.

Если электропитание отключается менее чем на одну минуту, все низковольтные двигатели запускаются вручную в определенной последовательности. В этом случае можно избежать полного отключения, направить выходную продукцию в линию некондиционного продукта и восстановить переменные технологического процесса. Если электропитание отключается более чем на одну минуту, выполните действия в соответствии с «Планом ликвидации чрезвычайных ситуаций».

11.1.3 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Отсутствие питания на обоих фидерах рассматривается как полное отключение питания. В данном случае все потребители отключены от электропитания. Для подачи электропитания на технологическое оборудование, которое будет использоваться для безопасного останова, аварийного освещения и систем управления технологическими процессами запускается дизельный электрический генератор.

После полного отключения электропитания Система управления заводом переключается на питание от аккумуляторов (на 1 час работы). Данные, полученные в течение этого часа, сохраняются в памяти системы и клапаны остаются в положении, в котором они находились до останова. В течение данного периода систему необходимо перевести в безопасное положение.

Прекращение электропитания на установку подготовки нефти приведет к остановке вентиляторов, насосов и вентиляторов воздушного охладителя.

В дополнение к вышесказанному, отключение электроэнергии приведет к отключению теплоспутников. Если предполагается, что отключение электропитания будет продолжительностью более 4 часов и произойдут условия, при которых температура упадет ниже точки замерзания, установка должна быть полностью сдренирована для предотвращения выхода из строя оборудования.

11.1.4 ОТКАЗ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИП

В случае сбоя подачи воздуха КИП будет инициирован АО уровня 1, и все регулирующие клапаны, отсечные клапаны и клапаны АО переведут в отказоустойчивое положение.

11.1.5 Пожар или пожарная опасность

Установка подготовки нефти оснащена системой обнаружения пожара, а также тепловыми и инфракрасными извещателями.

При возникновении пожара на Установке уведомите диспетчера завода и руководство завода. Вызвать группу ликвидации аварий, используя ближайший извещатель с разбиваемым стеклом или по телефону / радиации.

Изолируйте зону возгорания от остального технологического оборудования Установки, в котором может находиться источник топлива. Сбросьте давление с изолированного участка. При возгорании фланца направить пар на утечку.

При наличии подтвержденного сигнала обнаружения пожара в здании система пенного пожаротушения активируется автоматически. Систему пенного пожаротушения можно также активировать вручную. Ниже приведена последовательность действий персонала:

- отключить питание на оборудование в зоне, в которой происходит пожар;
- использовать все доступные клапаны для изоляции оборудования / трубопроводов в зоне пожара.;
- инициировать мероприятия по тушению пожара с использованием стационарных средств пожаротушения.

Если на Установке возникает пожар, а угроза технологическому оборудованию делает невозможным поддержание нормальных условий эксплуатации, отключите Установку подготовки нефти, нажав кнопку АО на панели управления.

Стационарные дренчерные системы используются вместе с существующими системами пожаротушения.

Вышеперечисленные причины требуют аварийного останова Установки подготовки нефти во избежание возможного повреждения (или уменьшить степень повреждения) технологического оборудования с последующим выбросом токсичных веществ в атмосферу. Уведомление об аварийной ситуации должно быть направлено руководству завода, операторам пульта в ЦД и операторам в местной операторной. Аварийный останов производится оперативным персоналом смены под контролем заместителя супервайзера по эксплуатации установки.

11.2 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

11.2.1 Сценарии аварийного останова Уровня 3

В этом разделе описаны основные сценарии АО Уровня 3 и меры, которые необходимо принять для минимизации объема произведенного некондиционного продукта и обеспечения быстрого перезапуска.

11.2.2 Установка 200

Пусковой подогреватель нефти 200-НА-102

Критически высокое давление на 2001-РТ-018 свидетельствует о разрыве трубы в теплообменнике, которое ведет в загрязнению конденсата пара НД углеводородами. При отключении в подобной ситуации закрывается клапан в линии конденсата НД для предотвращения загрязнения конденсата НД углеводородами. Рекомендуется изолировать и надлежащим образом опорожнить теплообменник. С учетом возможного загрязнения конденсата углеводородом рядом с заглушенным сливом линии конденсата НД размещается предупреждение «Toxic Gas» (токсичный газ). Этим сливом, который открывается в атмосферу, необходимо пользоваться с осторожностью, учитывая присутствие H₂S в случае прорыва трубы.

Установка подготовки нефти может работать с производительностью 150000 барр./сутки нефти без данного теплообменника, поэтому крупных производственных потерь не предполагается.

Входной сепаратор нефти 200-VS-101

Критически низкий уровень нефти на 2001-LT-002 приводит к срабатыванию сигнализации на морском комплексе, отключению насосов 200-РА-101А/В/С и закрытию клапана АО в линии отвода нефти из сепаратора. Низкий уровень свидетельствует о недостаточном потоке от морского комплекса. Блоки, расположенные ниже по потоку, подвергаются непосредственному влиянию, так как отключение насосов приведет к прекращению подачи пара как в стабилизационную колонну, так и в ребойлер фракционной колонны. Блоки, расположенные ниже по потоку, начнут охлаждаться и терять давление в отсутствие теплоносителя. Оператор должен выяснить у сотрудников морского комплекса, будет ли подобное снижение подачи сырья кратковременным или длительным. Если снижение будет длительным, необходимо выполнить действия, соответствующие нормальному останову установки.

При критически низком уровне воды на 2001-LT-007 закрывается КАО в линии отвода воды из отстойника входного сепаратора нефти. Оператор должен проверить подачу подпиточной воды, межфазные уровни в дегидраторе. Установку можно не останавливать, при этом чаще проводя анализ ВГО на выходе дегидратора, чтобы предотвратить серьезные нарушения качества нефти.

При критически высоком уровне на 2001-РТ-010 во входном сепараторе нефти на морском комплексе срабатывает сигнализация и прекращается подача всего сырья в установку. Высокое давление может образоваться в результате отключения компрессоров ГМИ. В этом случае необходимо запустить резервную линию компримирования. Попытаться снизить давление в сепараторе путем сжигания на факеле и перезапуска установки подготовки нефти в режиме минимальной производительности. О продолжительности периода сниженного расхода нефти необходимо сообщить на наземный комплекс.

Входной сепаратор нефти 200-РА-101А/В/С

Неисправность механического уплотнения в любом из работающих насосов приводит к его отключению. Однако логическая схема управления обеспечивает автоматическое включение

резервного насоса. Оператор должен следить за уровнем во входном сепараторе нефти, пока не включится резервный насос. Очень малый поток через насос приведет к прекращению работы установки 210 в связи с индикацией неисправности в работе насоса. Впускной запорный клапан пара закроется, прервав поток как в стабилизационную, так и во фракционную колонну. Это также приведет к прекращению работы насоса кубового продукта фракционной колонны.

11.2.3 Установка 210

Дегидратор 210-VU-101

Отключение циркуляционного насоса воды не окажет немедленного влияния на работу дегидратора. В качестве меры корректировки следует увеличить подачу подпиточной воды для промывки, чтобы обеспечить подачу в установку дегидратации не менее 3% воды. Крупных производственных потерь для установки подготовки нефти не предполагается.

Отключение трансформаторов по любой причине может привести к попаданию соледержащей воды в стабилизационную колонну, загрязнению и отложению соли на тарелках стабилизационной колонны. По этой причине необходимо избегать работы в обход дегидратора. Существует вероятность, что нефть также станет некондиционной; при этом следует рассмотреть вариант направления нефтяного продукта в резервуар для некондиционной нефти. В подобном режиме необходимо увеличить подачу воды во входной сепаратор нефти для удаления большего количества соли из сепаратора НД.

Стабилизационная колонна 210-VE-101

Стабилизационная колонна предназначена для удаления H₂S обеспечения соответствия значения упругости паров по Рейду поступающей сырой нефти техническим условиям. Температура в нижней части колонны при заданном давлении является показателем бесперебойной работы колонны. При пониженной температуре в колонне увеличится содержание H₂S в нижней части, и более легкие компоненты останутся в системе, что приведет к превышению требований ТУ к упругости паров по Рейду. Более легкие компоненты во фракционной колонне не представляют проблемы, так как данная колонна обеспечивает фракционирование более легкого сырья; но секция стабилизационной колонны, расположенная ниже по потоку, не предназначена для серосодержащего сырья, и, таким образом, сырье не должно содержать H₂S. Критически низкая температура паров на входе, поступающих от ребойлера, приведет к срабатыванию выпускного клапана стабилизационной колонны 2101-ESV-005. Оператор должен проверить положение регулирующего клапана. Оператор может открыть обходной клапан в случае неисправности регулирующего клапана. В случае загрязнения ребойлера солями необходимо провести техобслуживание установки подготовки нефти.

При критически низком уровне на 2101-LT-024 в стабилизационной колонне отключается клапан в нижней части колонны, через который во фракционную колонну подается сырье. Фракционную колонну можно не останавливать, переведя ее в режим полного орошения на период, пока не будет восстановлен поток от стабилизационной колонны. При критически высоком уровне на 2101-LT-050 в стабилизационной колонне отключается клапан в линии подачи сырой нефти в установку дегидратации. Оператор должен убедиться, что нижняя часть стабилизационной колонны функционирует и что регулирующий клапан 2101-LCV-0006A/006B в линии к фракционной колонне не заклинило в закрытом положении.

При критически низком расходе на 2101-FT-018B в насосе воды стабилизационной колонны этот насос отключается. Двухпозиционный клапан закроется в целях безопасности. Оператор должен проверить стабильность колонны и температуру у тарелок отвода воды. Это не повлияет на работу установки.

Фракционная колонна 210-VE-102

Нарушение работы конденсатора орошения 210-NC-101: Неисправность вентиляторов воздушного холодильника приводит к снижению эффективности охлаждения. В зимний период подобная неисправность не является серьезной проблемой, так как работающие вентиляторы воздушного холодильника могут справиться с нагрузкой. Однако в летний период

производительность установки подготовки нефти необходимо снизить, чтобы компенсировать потерю эффективности охлаждения.

В случае нарушения работы системы орошения вследствие нарушения работы всех конденсаторов орошения или обоих насосов орошения подача пара в ребойлер стабилизационной колонны прекращается и производительность установки подготовки нефти снижается до уровня, обеспечивающего возможность откачки кубового продукта стабилизационной колонны из нижней части фракционной колонны. Нефтяной продукт будет некондиционным по содержанию меркаптанов и, соответственно, его необходимо направлять в резервуар для некондиционного продукта.

Предусмотрены соединения для организации обхода фракционной колонны в будущем и производства кондиционной нефти за счет подачи реагента для поглощения меркаптанов; однако для этого потребуется установить необходимые трубы, клапаны и т. д.

Основные принципы прекращения расхода каустика в установке Mercox

Прекращение расхода насыщенного каустика наступает при возникновении серьезных нарушений в экстракторе, которые приводят к критически низкому уровню каустика (блок извлечения) или в сепараторе дисульфидов, в результате чего в трубе устанавливается критически высокий уровень.

В случае прекращения расхода каустика следует остановить подачу воздуха (см. раздел выше).

Циркуляционный насос каустика поддерживается в рабочем состоянии для направления потока в подогреватель каустика через регулирующий клапан 2101-FCV-205, так как эта цепь может быть сохранена.

Подпитка каустика, подаваемого дозировочными насосами каустика, прекращается при обнаружении критически высокого уровня в трубе сепаратора дисульфидов.

Основные принципы прекращения подачи технологического воздуха в установку Mercox

Подача технологического воздуха прекращается в любом случае возникновения риска установления концентрации кислорода выше взрывоопасного предела в выходящем отработанном воздухе после разбавления топливным газом.

Воздух используется для регенерации насыщенного каустика. В процессе регенерации кислород вступает в реакцию с меркаптанами, а оставшийся отработанный воздух разбавляется топливным газом перед выходом из установки. Таким образом, основные причины повышения концентрации кислорода в отработанном воздухе на выходе сепаратора дисульфидов связаны с изменением расхода каустика (прекращением), изменением потока на входе технологического воздуха или очень высоким давлением в сепараторе дисульфидов и изменением содержания меркаптанов в каустике. Их можно обобщить следующим образом:

- Подача избыточного количества технологического воздуха в отношении содержания меркаптанов в насыщенном каустике. Это может быть вызвано нарушением работы системы регулирования подвода технологического воздуха.
- Прекращение расхода насыщенного каустика. Происходит внезапное нарушение поступления меркаптанов в окислительную колонну, что вызвано установлением критически низкого уровня каустика в нижней части экстрактора (блок извлечения).
- Прекращение расхода нефти, что приводит к низкому содержанию меркаптанов в насыщенном каустике. Это происходит в случае остановки нефтяных операций или отключения экстрактора.

Все вышеуказанные нештатные ситуации вызывают потенциальное увеличение концентрации кислорода в выходящем отработанном воздухе, которое обнаруживается анализатором кислорода 2101-AT-201. Во время планового техобслуживания анализатора оператор должен внимательно следить за тем, чтобы не возникло ни одной из вышеупомянутых нештатных ситуаций.

Для предотвращения возникновения опасных ситуаций, которые вызваны высокой концентрацией кислорода в технологическом воздухе, обеспечивается останов впускного

клапана 2101-ESV-202 для сведения к минимуму объема выброса воздуха с высоким содержанием кислорода из сепаратора дисульфидов и окислительной колонны.

Еще одной причиной прекращения подачи воздуха является высокое давление в сепараторе дисульфидов. Создание избыточного давления в блоке регенерации обеспечивается только воздухом, в связи с чем при прекращении подачи воздуха можно избежать ненужной продувки предохранительного клапана. Даже в случае возникновения пожара прекращение подачи воздуха (прекращение подачи возникает, когда давление намного ниже заданного давления предохранительного клапана) позволяет избежать направления паров, содержащих воздух, в факельный коллектор.

Устройство взаимной блокировки переключения с отработанного воздуха на топливный газ НД установки Мегох

Устройство взаимной блокировки переключения с отработанного воздуха на топливный газ НД приводится в действие в случае очень высокого давления в сепараторе дисульфидов или по причине поступления сигнала отключения из колонны теплового окисления.

Это устройство взаимной блокировки позволяет управлять открытием одного из двух КАО и направлять отработанный воздух, выходящий из установки, в печь для сжигания (2101-ESV-204) или в атмосферу (2101-ESV-203). Одновременное закрытие обоих клапанов в трубопроводе отработанного воздуха невозможно. Кроме того, устройство взаимной блокировки не позволяет открывать КАО на трубопроводе топливного газа НД (2101-ESV-205), если 2101-ESV-203 находится в открытом положении.

Конфигурация системы дает возможность избежать случайного открытия 2101-ESV-203.

Для клапанов предусмотрено два возможных положения:

Выброс отработанного воздуха в атмосферу:

- 2101-ESV-203 открыт (отвод отработанного воздуха в атмосферу);
- 2101-ESV-204 закрыт (отвод отработанного воздуха в печь для сжигания); и
- 2101-ESV-205 закрыт (подача топливного газа НД в линию отработанного воздуха).

Это «безопасное» положение клапанов, которое устанавливается в случае останова.

Направление отработанного воздуха в печь для сжигания:

- 2101-ESV-204 открыт (отвод отработанного воздуха в печь для сжигания);
- 2101-ESV-205 открыт (подача топливного газа НД в линию отработанного воздуха); и
- 2101-ESV-203 закрыт (отвод отработанного воздуха в атмосферу).

Это положение является рабочим в том случае, если печь для сжигания находится в рабочем состоянии.

Аварийный останов установки Мегох

Мегох являются искробезопасными установками, которые, как правило, не требуют аварийного останова. Согласно главе, приведенной выше, две причины, вызывающие беспокойство, включают:

- чрезмерное содержание кислорода в трубопроводе отработанного воздуха;
- присутствие углеводорода в блоке регенерации.

Как бы то ни было, ни в одном из этих случаев останов установки не требуется, поскольку специальные системы останова обеспечивают работу установки в безопасном режиме.

Тем не менее, в случае подачи системой аварийного останова сигнала 2-го уровня обеспечивается полный останов, при этом все отсекающие задвижки приводятся в закрытое положение (за исключением клапана, используемого для выброса отработанного воздуха в атмосферу), в результате чего происходит отключение всего основного оборудования, остановка всех насосов, а автоматические регуляторы устанавливаются вручную на нулевой уровень выпуска. Это осуществляется путем приведения в действие всех прочих основных устройств блокировки при останове.

С помощью устройств блокировки выполняются следующие действия:

- закрытие всех отсекающих задвижек;
- отключение всех электродвигателей, что позволит уменьшить риск возгорания;
- прекращение подачи топливного газа для разбавления воздуха, при этом также прекращается подача технологического воздуха;
- закрытие трубопровода отработанного воздуха, идущего к печи для сжигания; открытие трубопровода отработанного воздуха, идущего к продувочной емкости.

В результате выполнения вышеперечисленных действий обеспечивается полный останов и отключение установки.

Воздушный холодильник 210-НС-102 экспортной нефти

Неисправность вентиляторов воздушного холодильника приводит к снижению эффективности охлаждения. В зимний период подобная неисправность не является серьезной проблемой, так как работающие вентиляторы воздушного холодильника могут справиться с нагрузкой. Однако в летний период производительность установки подготовки нефти необходимо снизить, чтобы компенсировать потерю эффективности охлаждения.

11.2.4 Установка 360

Компрессор газа мгновенного испарения

Отключение одной из линий компримирования ГМИ приведет к сжиганию газа, поступающего от установки подготовки нефти, на факеле, пока не будет запущена резервная линия компримирования.

11.2.5 Взаимодействия при останове

Общие примечания:

Следующие общие примечания подлежат применению в отношении устройств взаимной блокировки системы аварийного останова.

- Все КАО снабжаются кнопками сброса РСУ для возврата клапанов в нормальное рабочее положение. Выполнению подлежат следующие действия:
- Осуществляется сброс логической схемы взаимной блокировки, которая вызвала останов, при этом возврат клапана в исходное положение обеспечивается посредством программируемого переключателя РСУ.
- В случае отсутствия каких-либо иных сигналов об останове клапан возвращается с нормальное рабочее положение.
- Всякий раз при изменении положения клапана, а также когда при активации логической схемы требуемое положение клапана не достигается, на что указывают соответствующие сигналы ZSH/ZSL от разомкнутого/замкнутого концевого переключателя, подается сигнал о возникновении несоответствия. Воздействие на графические страницы зависит от принятого стандартного представления. Представление сигнала тревоги на графической странице соответствует принятому стандартному представлению.
- Предполагается, что сигналы от концевых переключателей КАО направляются непосредственно на систему аварийного останова, а от системы аварийного останова на РСУ.
- Все программируемые сигналы, приводящие устройства взаимной блокировки в действие, шунтируются на время выполнения ремонта. Предлагается предусмотреть так называемые выключатели перерегулирования для техобслуживания (ВПТ) для всех программируемых сигналов, активирующих устройства взаимной блокировки. ВПТ объединяются в группу на специальной графической странице, которая обычно является недоступной для операторов (т. е. она защищена паролем). Основные принципы, подлежащие выполнению, должны соответствовать общим системам управления и останова, которые применяются в узле управления.

При останове наблюдаются следующие взаимодействия установки подготовки нефти с другими участками:

Останов АО 1а происходит при прекращении подачи воздуха КИП, критически высоком уровне в факельном сепараторе. Для систем инженерного обеспечения и внеплощадочных сооружений инициирующие сигналы поступают от интерфейсов сопряжения с другими установками.

Останов установки подготовки нефти оказывает влияние на вышестоящие и нижестоящие установки. Оператор обязан:

- немедленно сообщить на морскую платформу об останове установки подготовки нефти;
- сообщить операторам нижестоящих сооружений транспортировки и хранения сырой нефти о том, что нефть не будет поступать в связи с остановом установки подготовки нефти;
- сообщить операторам установки подготовки газа о том, что газ немедленно перестанет поступать в связи с остановом установки подготовки нефти и что не нужно направлять конденсат с установки подготовки газа в установку подготовки нефти.
- сообщить операторам систем инженерного обеспечения и внеплощадочных сооружений о необходимости принятия мер для немедленного останова установки подготовки нефти.

11.2.6 Сценарии и взаимозависимости при АО 2

В этом разделе описаны основные сценарии останова АО 2 и взаимозависимости с другими технологическими установками.

Отключение технологической линии подготовки нефти

Останов любой технологической линии подготовки нефти в связи с остановом АО 2 приводит к снижению подачи сырой нефти от морского комплекса.

Компрессоры ГМИ не отключаются, а сниженная нагрузка распределяется между компрессорами ГМИ посредством системы распределения нагрузки компрессорного модуля. В условиях, когда работает только одна технологическая линия подготовки нефти и одна линия компримирования ГМИ, отключение линии подготовки нефти приведет к переходу линии компримирования ГМИ в режим рециркуляции.

Нагрузка на установку подготовки газа снизится, и она будет работать при минимальной производительности. Если работает только одна технологическая линия подготовки нефти и одна технологическая линия подготовки газа, останов линии подготовки нефти приведет к отсутствию потока к установке подготовки газа; установку подготовки газа необходимо перевести в режим полной рециркуляции.

Отключение компрессоров газа мгновенного испарения:

В случае отключения всех компрессоров ГМИ все установки подготовки нефти необходимо остановить, чтобы предотвратить сжигание на факеле НД больших объемов насыщенного углеводородом газа. Это приведет к отсутствию потока к установке подготовки газа; установку подготовки газа необходимо перевести в режим полной рециркуляции. Оператор, исходя из времени, необходимого для повторного пуска системы, принимает решение о сбросе давления в установке подготовки газа.

11.2.7 Система сброса давления

Эксплуатируемые установки разделены на отключаемые секции за счет оснащения клапанами аварийного останова (КАО), приводимыми в действие системой аварийного останова (АО). Все отключаемые секции, содержащие газообразные углеводороды или газы и жидкости под рабочим давлением более 17,25 бар изб. и (или) более 4 м³ бутана или более летучей жидкости, оснащаются средствами продувки для обеспечения возможности сброса давления из каждой из них. В отношении установки подготовки нефти это означает, что продувка предусмотрена только для входного сепаратора 200-VS-001; остальная часть установки работает при слишком низком давлении.

Продуваемые участки сгруппированы в продуваемые зоны, что позволяет системе АО продувать участки в пределах одной зоны одновременно. Продувка таких зон осуществляется автоматически после обнаружения пожара и АО уровня 2 или вручную (индивидуально или последовательно на всей установке) после АО уровня 1а, как описано в «Основных принципах аварийного останова и сброса давления», (ссыл. [Е.74]). Кроме того, технологическая линия

компримирования газа мгновенного испарения будет продуваться автоматически при потере уплотняющей среды.

Зоны продувки продуваются последовательно так, чтобы не допустить превышения расчетной производительности факела. Все образующиеся при продувке потоки направляются в общий факельный сепаратор ВД, факельную трубу и оголовок факела.

В общем случае все требующие продувки секции должны быть изолированы со снижением давления до половины их расчетного давления или до 6,9 бар изб., в зависимости от того, что меньше, в течение 15 минут при пожаре снаружи. Во входном газожидкостном сепараторе давление сбрасывается до 7 бар изб. за 30 мин.

11.2.8 Факельная система

Факельная система состоит из двух отдельных факелов — НД и ВД. Нагрузки на факел разделяются на основе критериев, указанных в исходных данных для проектирования наземных систем инженерного обеспечения.

Производительность факела НД определяется исходя из того, что две установки извлечения серы не работают (251 649 кг/ч, 4,1 млн. ст. м³/сутки). При отключении/останове второй установки извлечения серы линия подготовки газа должна быть остановлена либо оператором, либо средствами КИПиА для предотвращения перегрузки факела НД в случае еще одного отключения.

На оборудовании, содержащем углеводороды с максимальным допустимым рабочим давлением ниже 10 бар изб., предусмотрена защита от превышения давления со сбросом на факел НД. Сбросовые нагрузки на факел НД снижены за счет установки на линии подготовки нефти отказоустойчивой системы защиты от избыточного давления, которая срабатывает при возникновении высокого давления на линии подготовки нефти ниже входного регулятора расхода в случае блокировки выходного отверстия линии подготовки нефти или в линии газа мгновенного испарения от входного сепаратора нефти А1-200-VS-101 наземного комплекса. Клапаны отказоустойчивой системы защиты от избыточного давления также закрываются при обнаружении высокого уровня жидкости во входном сепараторе нефти наземного комплекса, чтобы предотвратить направление больших объемов нефти на факел НД. Весь газ мгновенного испарения после отработки в уплотнении направляется на факел НД, что ограничивает противодействие на уплотнениях до 1,75 бар изб. и предотвращает повреждение уплотнений. Насосы (насосы сепаратора факела НД — предусматриваются третьей стороной) обеспечиваются резервным питанием от резервного генератора и не должны отключаться при АО Уровня 1 для обеспечения перекачки в условиях сброса. Насосы направляют содержимое факельного сепаратора НД в дренажную систему для влажных углеводородов.

На оборудовании, содержащем углеводороды с максимальным допустимым рабочим давлением свыше 10 бар (изб.) и температурой разгрузки свыше -40°C, предусмотрена защита от превышения давления со сбросом на факел ВД. Сбросовые нагрузки на факел ВД снижены за счет установки на линии подготовки газа отказоустойчивой системы защиты от избыточного давления, которая срабатывает при возникновении высокого давления на линии подготовки газа ниже входного регулятора давления в случае блокировки выходного отверстия линии подготовки газа или неисправности входного отверстия. Насосы (насосы сепаратора факела ВД — предусматриваются третьей стороной) обеспечиваются резервным питанием от резервного генератора и не должны отключаться при АО уровня 1 для обеспечения перекачки в условиях сброса. Насосы направляют содержимое факельного сепаратора ВД в дренажную систему для влажных углеводородов.

11.3 ПРИ ПОЖАРАХ ИЛИ ИХ ВОЗНИКНОВЕНИИ НА УСТАНОВКАХ

В случае пожара на Установке, должны быть уведомлены диспетчер и руководство установки. Позвоните из ближайшего места с помощью радиации или телефона.

Изолируйте зону пожара от остального оборудования Установки, содержащей горюче-смазочные вещества. Сбросьте давление в зоне пожара. Если воспламеняются утечки из фланцев, направьте струю пара на фланец.

Характер, местоположение и масштаб происшествия определяют уровень и скорость реагирования группой НКОК Н.В. для восстановления контроля, защиты людей и восстановления нормальных производственных уровней.

См. ссыл.[1.4], «Процедура по ликвидации аварий на наземном комплексе» для получения информации об уровнях на площадке наземного комплекса и тактической процедуре ликвидации чрезвычайной ситуации.

В вышеуказанной процедуре содержатся указания для ГЛА производственного участка, касающиеся уровней ЧС, а также описан порядок взаимодействия между ГЛА производственного участка и вспомогательной Группой управления происшествием или Группой по управлению кризисной ситуацией.

Управление всеми ЧС на производственном участке осуществляется ГЛА производственного участка в соответствии с данными процедурами, а также по усмотрению РОММП; однако в зависимости от уровня происшествия Группе по ликвидации аварий может оказывать необходимую поддержку Группа управления происшествиями или Группа по управлению кризисными ситуациями.

Кроме того, в Процедуре ликвидации аварий на наземном комплексе (ссыл. [1.4Error! Reference source not found.]) дается определение каждого уровня происшествия и описывается, как следует ее устранять.

11.4 В СЛУЧАЕ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ СОСУДОВ

При нарушении герметичности резервуаров и трубопроводов произойдет прорыв и выброс большого количества горячих газов и легковоспламеняющихся жидкостей.

Выброс газа из технологических линий и сосудов может привести к высокой концентрации газа на установке, что очень опасно для персонала. Для быстрого обнаружения утечки газа на всей Установке должны быть установлены детекторы газа. Правильность действий описана в Плане действий персонала по ликвидации аварий (ссыл. [1.4]).

В чрезвычайных ситуациях, когда существует потенциальная угроза жизни сотрудников, вероятность повреждения оборудования и невозможности локализовать пожар без полного или частичного останова установки, принимается решение об отключении оборудования или установки с целью предотвращения дальнейшей эскалации ситуации. Установка отключается нажатием на кнопку АО.

12. ОТХОДЫ, СТОКИ И ВЫБРОСЫ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ**12.1 ОТХОДЫ**

В процессе эксплуатации отходы не образуются. Отходы будут рассматриваться на этапе технического обслуживания и капремонта. Данные по отходам представлены в Таблице 12.1.1.

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Метод утилизации
Нефтешлам (отходы для утилизации)	-	во время работ по техническому обслуживанию	собирается в специальный контейнер под водой, а затем передается третьей стороне.
Нефтесодержащие отходы	-	во время работ по техническому обслуживанию	собирается в специальный контейнер, а затем передается третьей стороне.
Химические остаточные вещества (жидкость)	-	во время работ по техническому обслуживанию или при аварийных ситуациях	Сбор и передача третьим лицам.

12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ

Следующие потоки сточных вод образуются и удаляются в ПРЖТО после очистки:

- сбор промывочной воды в дренажную емкость и откачка ее на Установку-570 для дальнейшей очистки.
- Пластовая вода с Установки 210 проходит очистку на установке GATE и/или отпарной колонне кислой воды Установки 560.
- Отработанный каустик из установок Мерох обрабатывается на установке очистки отработанного каустика Установки 570.

Описание	Объем, м³/год	Период	Метод утилизации
Промышленные сточные воды	-	Периодически	Отправлены на дополнительную очистку на очистные сооружения Компании

12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

- Установка 200
Каждая из трех технологических линий Установки 200 имеет один источник загрязнения воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: APS № 6200+6202 для первой, второй и третьей технологических линий соответственно. Загрязнителями Установки 200 являются: сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C1-C5, насыщенные углеводороды C6-C10, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутил меркаптан, метил меркаптан, смесь природных меркаптанов, пропил меркаптан, этил меркаптан, насыщенный углеводороды C12-C19.
- Установка 210
Каждая из трех технологических линий Установки 210 имеет один источник загрязнения воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: APS № 6220+6222 для первой, второй и третьей технологических линий соответственно. ТЛ 1 и 2 оснащены источниками выбросов от нового дополнительного оборудования, описанного выше. Загрязнителями Установки 210 являются: сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C1-C5, насыщенные углеводороды C6-C10, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутил меркаптан,

метил меркаптан, смесь природных меркаптанов, пропил меркаптан, этил меркаптан, насыщенные углеводороды C12-C19.

- Установка 360

Каждая из четырех технологических линий Установки 360 имеет по одному стационарному источнику загрязнения воздуха: APS № 0500÷0503: вентиляционные трубы зданий с компрессорами, утечки клапанов и фланцевых соединений, охладители смазочного масла для первой, второй, третьей и четвертой технологической линии соответственно. Четвертая технологическая линия находится в режиме ожидания. Загрязняющие вещества на установке 360: сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C1-C5, насыщенные углеводороды C6-C10, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные углеводороды C12-C19, минеральное масло.

Название выброса	Объем эмиссий, тонн/год	Метод нейтрализации и утилизации	Частота	Нормативы по загрязняющим веществам, мг/нм3	Примечание:
Наземный комплекс					
Выброс летучих веществ					
Установка 200 - Сепарация нефти					
ПОТОКИ ID 174-180, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ*					
Сероводород	0.3196608			Н/П	2023
Дисульфид углерода	0.0001206			Н/П	2023
Сероокись углерода	0.0001788			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C1-C5	1.0010598			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C6-C10	1.7480556			Н/П	2023
Бензол	0.0082488			Н/П	2023
Ксилол	0.0636477			Н/П	2023
Толуол	0.0303507			Н/П	2023
Этилбензол	0.0106599			Н/П	2023
Бутилмеркаптан	0.0030201			Н/П	2023
Диметилсульфид	0.00000003			Н/П	2023

Метилмеркапт ан	0.0008829			Н/П	2023
Пропилмеркап тан	0.0021051			Н/П	2023
Этилмеркапта н	0.0015813			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C12-C19	5.5230762			Н/П	2023
Установка 210 очистки нефти и воды					
ПОТОКИ ID 178 190-193 197 200, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ*					
Сероводород	3.4932222			Н/П	2023
Дисульфид углерода	0.0008754			Н/П	2023
Сероокись углерода	0.0022242			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C1-C5	12.9049665			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C6-C10	9.5482188			Н/П	2023
Бензол	0.0739074			Н/П	2023
Ксилол	0.3374835			Н/П	2023
Толуол	0.2030895			Н/П	2023
Этилбензол	0.0566352			Н/П	2023
Бутилмеркапта н	0.0168156			Н/П	2023
Диметилсульф ид	0.0000012			Н/П	2023
Метилмеркапт ан	0.0095679			Н/П	2023
Пропилмеркап тан	0.0127071			Н/П	2023
Этилмеркапта н	0.0117012			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C12-C19	26.0929173			Н/П	2023
Установка 360 - Компримирование газа мгновенного испарения					

ПОТОКИ ID 234 237, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ*					
Сероводород	7.931121			Н/П	2023
Дисульфид углерода	0.000756			Н/П	2023
Сероокись углерода	0.004832			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C1-C5	23.28317			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C6-C10	1.093774			Н/П	2023
Бензол	0.076768			Н/П	2023
Ксилол	0.015846			Н/П	2023
Толуол	0.113027			Н/П	2023
Этилбензол	0.003096			Н/П	2023
Бутилмеркаптан	0.002827			Н/П	2023
Диметилсульфид	2.8E-06			Н/П	2023
Метилмеркаптан	0.01302			Н/П	2023
Пропилмеркаптан	0.004196			Н/П	2023
Этилмеркаптан	0.009311			Н/П	2023
Минеральные нефтяные масла	3.504			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C12-C19	0.401879			Н/П	2023

* Общий объем эмиссии

13. ПЕРЕЧНИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

В данном разделе представлен табличный список технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов, показанный на ПТС и СТКИП и краткая характеристика.

Перечни технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов представлены здесь в виде следующих таблиц:

13.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ

ТАБЛИЦА 13.1.1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Марк. номер техн. оборудования	Размеры, мм	Теплопроизводительность, кВт	Тип/Класс по ТЕМА	Давление, бар изб.	Температура, °С	Материал	Флюид	Примечания
				P _{расч.}	T _{расч.}			
Установка 200 - Сепарация нефти								
A1-200-НА-101.201.301A/B Входной теплообменник нефти	1070 (ВД кожуха) X 5200 (длина трубки)	25058 (заданная теплопроизводительность распределена по двум теплообменникам в пропорции 2 x 50%)	AES / R	13,3 межтрубное пространство/ Полный вакуум (100) 12 трубное пространство/ Полный вакуум (100)	215/-36 межтрубное, трубное пространство	Межтрубное пространство: SA 516 марки 70 70N + S5 Трубное пространство: ЛС 179	Межтрубное пространство: Товарная нефть Трубное пространство: Сырая нефть	Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм для межтрубного пространства и 50 мм для трубного пространства).
A1-200-НА-102/202,302 Входной пусковой подогреватель нефти	1050 (ВД кожуха) X 3000 (длина трубки)	10189	AES / R	9,3 межтрубное пространство/ Полный вакуум (100) 12 трубное пространство/ Полный вакуум (100)	185/-36 межтрубное, трубное пространство	Межтрубное пространство: SA 516 марки 70 70N + S5 Трубное пространство: ЛС 179	Межтрубное пространство: Пар НД Трубное пространство: Сырая нефть	Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм для межтрубного пространства и 50 мм для трубного пространства).
Установка 210 - Подготовка сырой нефти								

А1-210-НА-102.202.302 Подогреватель сырья стабилизационной колонны	1550 ВД кожуха X 6700 длина трубки	30956	AES/ 'R'.	8 межтрубное пространство/ польный вакуум (100) 31 трубное пространство (ТП)/ польный вакуум (100)	245/-36 межтрубное, трубное пространство (ТП)	Межтрубное пространство: SA 516 марки 70 N (НТУС) Трубное пространство: Сплав Incoloy 825 (бесшовный).	Межтрубное пространство: Стабилизированная нефть Трубное пространство: Сырая нефть	1.Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 100 мм для межтрубного пространства и 80 мм для трубного пространства). 2. Трубное пространство спроектировано в соответствии с требованиями NACE
РЕБОЙЛЕР СТАБИЛИЗАЦИОННОЙ КОЛОННЫ А1-210-НА-101	1370/ 2350 ВД кожуха X 7000 длина трубки	42132	BKU / R	7 и польный вакуум при 200°C межтрубная сторона 47 & польный вакуум при 340°C (ТП)	200/-36 межтрубная сторона 340/ -36 (ТП)	Межтрубное пространство: SA 516 марки 70 70N + S5 Трубное пространство: ЛС 179	Межтрубное пространство: Сырая нефть Трубное пространство: Пар ВД	Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм для межтрубного пространства и 100 мм для трубного пространства)
РЕБОЙЛЕР НАФТООТГОННОЙ КОЛОННЫ А1-210-НА-103	1650/ 3104 ВД кожуха X 8000 длина трубки	43144	BKU / R	7 и польный вакуум при 240°C межтрубная сторона 47 и польный вакуум при 340°C	240/ -36 Межтрубное пространство 340/ -36 ТС	Межтрубное пространство: SA 516 марки 70 70N + S5 Трубное пространство: ЛС 179	Межтрубное пространство: Сырая нефть Трубное пространство: Пар ВД	Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм для межтрубного пространства и 100 мм для трубного пространства)

Установка 210 - Подготовка сырой нефти**Охладители воздуха**

Маркировочный номер технологического оборудования	Тепловая нагрузка, кВт	Площадь поверхности, м ²	Количество отсеков	Мощность вентилятора, кВт	ДАВЛЕНИЕ, бар изб.		ТЕМПЕРАТУРА, °C		Флюид	Примечания
						Р _{расч.}		Т _{расч.}		

Верхний конденсатор нафтоотгонной колонны А1-210-НС-101	18253	46 070	5 отсеков каждый с 2 пучками	10 вентиляторов мощностью 37 кВт каждый	7/Полный вакуум	200/-36	Легкая фракция нефти	Для каждого отсека предусмотрен паровой змеевик
А1-210-НС-102 Охладитель экспортной нефти	36129		6 отсеков каждый с 2 пучками	12 вентиляторов мощностью 37 кВт каждый	14,5	170/-36	Нефтепродукт	Для каждого отсека предусмотрен паровой змеевик

Установка 210 - MEROX

Технологическое оборудование Маркировочный номер	Тепловая нагрузка, кВт	Площадь поверхности, м²	Размеры, мм	Тип	Давление, бар изб.	Температура, °С	Флюид	Скорость, кг/ч	Материал	Примечания
					Р _{РАСЧ.}	Т _{РАСЧ.}				
А1-210-НФ-104 Подогреватель каустика	549	4,02	146,4 (ВД кожуха) Х 2852 (длина трубки)	Много трубный	9 и FV межтрубное пространство 11,6 ТП	185/-36 межтрубная сторона 185 / -36 ТП	Каустик	956 межтрубная /37544 трубная сторона	SA 333, кл. 6 межтрубная сторона/ MONEL 400	Следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм для межтрубного пространства и 50 мм для трубного пространства)

Установка 360 компрессор газа мгновенного испарения**Охладители воздуха**

Технологическое оборудование Маркировочный номер	Среда	Давление, бар изб.	Температура, °С	Расчетная теплопередача, кВт	Материал	Мощность двигателя вентилятора, кВт
		Р _{РАСЧ.}	Т _{РАСЧ.}			

Охладитель смазочного масла КГМИ А1-360-НС- 014	Смазочно е масло	9	-40 /120	180	Трубная сторона SB163 UNS N08825 Головка SB424 UNS N08825	7,3
А1-360-НС-011 Охладитель рециркуляции компрессора газа мгновенного испарения 1-й ступени	газа мгновенн ого испарени я	16,75/полный вакуум (118)	-36 /185	3376		2 * 37
Входной охладитель 2-й ступени КГМИ А1- 360-НС-012	газа мгновенн ого испарени я	42	-36 /185	6042		2*45
Дополнительный охладитель 2-й ступени КГМИ А1- 360-НС-013	газа мгновенн ого испарени я	80	-36 /185	3248		2*11

ТАБЛИЦА 13.1.2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОЛОНН, ЕМКОСТЕЙ И СОСУДОВ

Технологическое оборудование Маркировочный номер	Размеры, мм	Объем, м³	Давление, бар изб.	Температура, °C	Материал	Флюид	Примечание
			P _{РАСЧ.}	T _{РАСЧ.}			
Установка 200 - Сепарация нефти							
A1-200-VS-101/201/301 Входной сепаратор нефти	4500 ВД X 17500 длина цилиндрической части 1200 ВД X 2000 длина цилиндрической части (отстойник)	302	12/ полный вакуум	75/-36	SA 516 марки 70N (NACE и N1C) (Углеродист ая сталь)	Сырая нефть с H2S	Емкость предназначена для пропарки, т.е. 1 бар изб. при 120°C/ Полный вакуум при 100°C. 2. В отстойнике должны быть предусмотрены искусственные аноды для катодной защиты. 3. Емкость имеет внутреннюю облицовку (Система 7 или Система 3). 4. Для всей емкости и отстойника следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев.
Установка 210 - Подготовка сырой нефти							
A1-210-VU-101 Дегидратор	3650 ВД X15550 длина цилиндрическо й части	175,5	31/ полный вакуум (100)	75/-36	Кожух / головка SA 516, кл. 60N + внутренняя облицовка (система 5 — армировани е чешуйчаты м стеклом) Незакрепле нные внутренние	сырая нефть (углеводор од), H2S, вода	

					устройства: Incoloy 825/нерж. сталь 316 L		
А1-210-VN-101 Емкость конденсата ребойлера стабилизационной колонны	610 ВД X 4900 длина цилиндрическо й части	1,19	47(340)/ полный вакуум (340)	340/-36	SA 333, кл. 6 (НТУС)	Пароконде нсат ВД	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев.
Конденсатная емкость ребойлера нафтоотгонной колонны А1-210-VN-102	610 ВД X 4200 длина цилиндрическо й части	0,97	47(340)/ полный вакуум (340)	340/-36	SA 333 марки 6 (НТУС)	Пароконде нсат ВД	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев.
Емкость орошения нафтоотгонной колонны А1-210-VA-101	3400 ВД X 6800 длина цилиндрическо й части	72,03	7/ полный вакуум (170)	170/-36	SA 516 марки 70N (НТУС)	Жидкий углеводоро д	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм).
А1-210-VA-103 Вентиляционный резервуар	1200 ВД X 2100 S/S	2,8	14,5	75/-36	A516 марки 70N	Нефть	
Расходные емкости флокулянта А1-210-TA- 101A/B	1392 ВД X 1605 S-S	2 (дневная нагрузка)	14,5	120/-40	Нерж. сталь 316L	Cleartron Раствор ZB-172	
Сосуд для добавления катализатора А1-210-VN- 103	12 ВД X 450 длина цилиндрическо й части в заполн. сост.	0,04	10	120/-36	SA 333 марки 6/ SA 420 WPL6	Деминерал изованная вода, катализато р Мегох и технически й воздух	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев.

A1-210-VF-102 Окислительная колонна	1700 ВД X 1168 длина цилиндрическо й части	28,5	10,3	100/-36	SA 516 марки 70 N	Каустик + технически й воздух	1. Емкость должна быть снабжена графитовыми насадочными кольцами. 2. Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев.
A1-210-VA-102 Продувочная емкость	1300 ВД X 1800 длина цилиндрическо й части	3	10	120/-36	SA 516 марки 70 N	Отработан ный воздух	1. Емкость должна быть снабжена графитовыми насадочными кольцами. 2. Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до 750 мм над нижним трубопроводом емкости.
Сепаратор дисульфидов A1-210-VS-101	2400 ВД X 11500 длина цилиндрическо й части (гориз. емкость) 1300 ВД X 2375 (верт. труба)	60	10	100/-36	SA 516 марки 70 N (гориз. емкость) Incoloy 825 (UNS N08825) SB424 (вертик. труба)	Дисульфид ная нефть и каустик	1. Емкость должна быть снабжена насадочными кольцами из сплава 825 в трубной секции и антрацитовой загрузкой в горизонтальной секции. 2. Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до высокого уровня жидкости.
A1-210-VA-105 Емкость дегазации отработанного каустика	1100 ВД X 4300 длина цилиндрическо й части	4,5	3,5	100/-36	SA 516 марки 70 N	Отработан ный каустик	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию

							(толщина 50 мм) и электрообогрев до 2650 мм выше днища.
A1-210-VA-103 Буферная емкость воды	900 ВД X 1500 длина цилиндрическо й части	1	атм.	120/-36	SA 240 марки 316	Деминерал изованная вода	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до 1300 мм выше днища.
A1-210-VA-104 Прямом каустика	1200 ВД X 3000 длина цилиндрическо й части	4	3,5/ПВ	80/-36	SA 516 марки 70 N	Отработан ный каустик	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев (20°C) до критически высокого уровня жидкости.
Емкость извлечения каустика A1-210-VA-106	1225 ВД X 2600 длина цилиндрическо й части	3,546	16,5	100/-36	SA 516 марки 70	Каустик / нафта	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев (20°C) до критически высокого уровня жидкости.
Емкость хранения шлама ТЖГЦ и ГФУ A1-210-VA- 111A/B	1900 ВД X 5300 S/S	15,9	10 и ПВ при 105°C	75 /-36	SA516 Марка 70N	Нефтесоде ржащие твердые частицы	
Резервуар хранения ингибитора коррозии A1- 210-TA-109	1000 ВД X 1300 длина	1	0,06	135/-36	Нерж. сталь 316L	Ингибитор коррозии	

	цилиндрическо й части						
Блок очистки воды Установки 210							
Технологическое оборудование Маркировочный номер	Размеры, мм	Мощность, м³/ч	Давление Р _{Расчетное} , бар изб.	Температура Т _{РАСЧЕТНАЯ} , °С	ПРИМЕЧАНИЯ		
A1-210-VH-101 Емкость ГФУ пластовой воды	2254 ВД X 7416,8 длина цилиндрической части	75	5, Полный вакуум	+75 /-36, +100 (Полный вакуум)	1.12 шт. эдукторов и 6 шт. блоков коагуляции		
A1-210-VX-102 Жидкостно-жидкостной гидроциклон пластовой воды	609,6 ВД X 1168 длина цилиндрической части	75	14,5, Полный вакуум	+75 /-36	1.52 шт. защитных слоев		
A1-210-VA-116 Твердо-жидкостный гидроциклон	610 ВД X 2397 длина цилиндрической части		17,5	+75 /-36			
Колонны Установки 210							
Технологическое оборудование Маркировочный номер	Размеры, мм	Объем, м³	Давление, бар изб.	Температура, °С	Материал	Флюид	Примечания
			Р _{РАСЧ.}	Т _{РАСЧ.}			
A1-210-VE-101 Стабилизационная колонная сырой нефти	3000 ВД в верхней части X 4900 ВД в нижней части Общая высота 41590 (длина цилиндрическ ой части)	680	7 и полный вакуум при 200°С	200/-36	Верхняя часть корпуса/днище/конус: SA 516, кл. 70N + S5 + обшивка Inconel 625 Нижняя часть корпуса: SA 516 марки 70 70N (HIC) + S5 Тарелки, переточные трубы и глухие панели: SA 240 316L	Нафта /H2S /Легкий углеводор од	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм).

					Приварные внутренние устройства (неплакированные): SA516 марки 70N (HIC) + S5 Приварные внутренние устройства (плакированные): Сплав Inconel 625 Незакрепленные внутренние устройства (неплакированные): SA 240 316L / SA 312 316L Незакрепленные внутренние устройства (плакированные): SA 240 316L		2. Рассчитана на режим продувки паром при полном вакууме при 100°C и при 1 бар изб. при 120°C. 3. Информация о тарелках: тип — 2-проходная клапанная тарелка, 7 шт. (тарелки с 1 по 7, в верхней секции), тип — 4-проходная клапанная тарелка, 32 шт. (тарелки с 8 по 39, в нижней секции), тип — тарелка с патрубками для прохода газа, 4 шт.
A1-210-VE-102 Нафтоотгонная колонна	3200 ВД в верхней части X 5300 ВД в нижней части Общая высота 30 230 (длина цилиндрической части)	556,33	7 и полный вакуум при 240°C	240/-36	Верхняя часть корпуса/днище/конус: SA 516, кл. 70N. + S5 Тарелки, переточные трубы и глухие панели: Нержавеющая сталь марки 316 Приварные внутренние устройства: SA516 марки 70N/ SA 333 марки 6 Незакрепленные внутренние устройства: Легир. сталь 516 марки 70	Нафта /Легкий углеводород	1. Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 80 мм). 2. Рассчитана на режим продувки паром при полном вакууме при 100°C и при 1 бар изб. при 120°C. Информация о тарелках: тип — 1-проходная клапанная тарелка, 13 шт. (тарелки с 1 по 13 в верхней секции).

							Тип — 4-проходная клапанная тарелка, 18 шт. (тарелки с 14 по 31 в нижней секции) тип — тарелка с патрубками для прохода газа, 1 шт.
Установка подготовки нефти с применением процесса Мегох, Уст.-210							
Технологическое оборудование Маркировочный номер	Размеры, мм	Объем, м ³	ДАВЛЕНИЕ, бар изб.	ТЕМПЕРАТУРА, °C	Материал	Флюид	Примечания
			Р _{расч.}	Т _{расч.}			
A1-210-VC-101 Экстракционная колонна	3100 ВД X 22500 длина цилиндрической части	178	16,5	100/-36	SA 516 марки 70 N	Каустик / нефть	1. Емкость должна быть снабжена коалесцирующим сепаратором. 2. Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до высокого уровня жидкости
Установка -360 - Компрессор газа мгновенного испарения							
КАПЛЕОТБОЙНЫЕ СЕПАРАТОРЫ							
A1-360-VN-011 Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	2800 ВД X 5000 мм (длина цилиндрической части)	36,5	16,75 / ПВ при 118°C	118/-36	Легир. сталь 516 марки 70N (НТУС) + обшивка Inconel 625	Сернистый газ	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до критически высокого уровня жидкости
A1-360-VN-012 Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	2100 ВД X 5000 мм (длина цилиндрической части)	19,73	42/ПВ при 156 °C	156/ -36	Легир. сталь 516 марки 70N (НТУС) + обшивка Inconel 625	Сернистый газ	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до критически высокого уровня жидкости

А1-360-VN-013 Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени	1500 ВД X 3150 мм (длина цилиндрической части)	7,81	68	80/ПВ при 155 °С	96	144/-36	Легир. сталь 516 марки 70N (НТУС) + S5 + обшивка Inconel 625	Сернистый газ	Для всей емкости следует предусмотреть теплоизоляцию (толщина 50 мм) и электрообогрев до критически высокого уровня жидкости
--	---	------	----	------------------	----	---------	--	---------------	--

ТАБЛИЦА 13.1.3 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСОВ

Технологическое оборудование Маркировочный номер	№ модели / произво дитель	Вмести мость, м³/ч	Высота напора, м	Высота столба жидкости на всасыва ющей стороне насоса, м	Эффективн ость закачки, %	ДАВЛЕНИЕ, бар изб.	ТЕМПЕРАТУ РА, °С	Материал	Информаци я о двигателе (мощность /об/мин)	Примечания
						Расч.	Расч.			
Установка 200 - Сепарация нефти										
Входные насосы нефти A1-200-PA-101A/B/C	8 X 29 DSTHF /2-й ступени /Nuovo Pignone	690,5	241,4	3,8	71,5	31	-36/ 75	Корпус – низкотемпер атурная углеродиста я сталь Рабочее колесо - Incoloy 825	630 кВт / 1490 об./мин	Автозапуск, 2 рабочий + 1 резервный, NACE MR 0175
Установка 210 - Подготовка сырой нефти										
Насосы кубового продукта нафтоотгонной колонны A1-210-PA- 101/201 A/B	10HP X 23A / Flowserv е.	1209,8	91,4	7	82,9	13.3	-36/ 215	Корпус – A352 LCB Рабочее колесо – A352 CA6NM	30 кВт / 1485 об./мин	Автозапуск
Насосы рециркуляции воды A1-210-PA-102/202 A/B	3HP X 15 A / Flowserv е.	39,6	32,9	12	43,9	34,7	-36/ 75	Корпус – A494 CU 5 MCU.	11 кВт / 1450 об./мин	Соответствие NACE-MR-01- 75

Технологический регламент на установку подготовки нефти на наземном комплексе (установки 200, 210 и 360)

								Рабочее колесо – A494 CU 5 MCU		
Насосы промывки парафина A1-210-PA-109 A/B/C	4 HP X 18 A / Flowserve	76	243,4	2,8	41,6	29,5	-36/ 85°	Корпус – A352 LCB (НТУС) Рабочее колесо – A352 CA6NM	90 кВт / 2950 об./мин	
Насосы воды стабилизационной колонны A1-210-PA-110 A/B	1,5 HP X 9 A / Flowserve	24,7	33,2	1,7	45,2	12,6	-36/ 200	Корпус – A352 LCB. Рабочее колесо – A 351 CF3M.	5,5 кВт / 2950 об./мин	Соответствие требованиям NACE-MR-01-75
Насосы орошения нафтоотгонной колонны A1-210-PA-104 A/B	6 HP X 21 B / Flowserve	275,5	103	1,9	63,5	14	-36/170	Корпус – A352 LCB. Рабочее колесо – A 352 CA6NM.	110 кВт / 1450 об./мин	Автозапуск
Насосы нефти ГФУ A1-210-PC-111 A/B	NM 045 SY 02 S / Netzsch.	8	98,9	1,4	65	11	-36 /75	Корпус – AISI 316 Ti. Статор – VITON покрытый с нерж. сталь 316. Ротор(ы) - AISI 316 Ti.	5,5 кВт / 1435 об./мин	Поршневой насос прямого вытеснения - вращающийся Автозапуск
A1-210-PA-115 A/B Входные бустерные насосы	ZF 100-2250 / Sulzer Pumpen	82	20		72,8	17,5	-36/75	Корпус - Углеродистая сталь Рабочее колесо - НС	11 кВт / 1465 об./мин	Соответствие требованиям NACE-MR-01-75 Автозапуск

Насосы дозирования флокулянта A1-210-PC-101 A/B	SEEPEx / MD 012-24 / ATEX	82-90 л/ч				24	от -36 до 75	Нерж. сталь 316L, Viton, 316 нерж. сталь		
Марк. номер техн. оборудования	Производитель / модель	Мощность, м³/ч	Требуемая высота столба жидкости на всасывающей стороне насоса, м	Материал	ДАВЛЕНИЕ, бар изб.		ТЕМП., С°	Флюид	Примечания	
					Р _{дифф.}	Р _{расч.}	Т _{расч.}			
Насос дисульфидной нефти A1-210-PD-102 A/B	LEWA/ EL1/ M511S	0,77	3	Корпус – 316 нерж. сталь Диафрагма – ПТФЭ	4,4	12	-36/ 100	Дисульфидная нефть	Двухдиафрагменный насос, 1 рабочий + 1 резервный	
Насос закачки каустика A1-210-PD-103 A/B	LEWA/ LDB1/ M910S	0,0818	2,5	Корпус - 316 нерж. сталь Диафрагма – ПТФЭ	5,5	7,2	-36 /60	46% масс. КАУСТИК	Двухдиафрагменный насос, 1 рабочий + 1 резервный	
A1-210-PD-104 A/B Насос закачки воды	LEWA/ LDD/ M910S	0,206	3	Корпус - 316 нерж. сталь Диафрагма – ПТФЭ	5,4	7,1	-36 /60	Деминерализованная вода	Двухдиафрагменный насос, 1 рабочий + 1 резервный	

Насос циркуляции каустика А1-210-РА-105 А/В	FLOWSE RVE / 1.5HPX12 А	35	64	Корпус - НТУС ASTM- А-352 марки LCB Рабочее колесо – А352 СА6NM Вал - А276 316L	7,15	18,8	-36/100	Каустик	Рабочий + 1 резервный
Насос добавления воды / каустика А1-210-РА- 106	FLOWSE RVE / 1HPX11А	10	1,6	Корпус - НТУС ASTM- А-352 марки LCB Рабочее колесо – А352 марки СА6NM Вал - А276 316L	8,82/ 11,11	19,6	36 / 120	Вода / 46% масс. каустик	
Насос перекачки отработанного каустика А1-210-РА-108	FLOWSE RVE/ 1HPX9А	5,7	1,2	Корпус - НТУС ASTM- А-352 марки LCB Рабочее колесо – А352 СА6NM Вал - А276 316L	4,47	8,2	-36/100	20 Be ' КАУСТИКА	
Насос прямка каустика А1-210-РА-107	FLOWSE RVE/ ECPJ32- 200	10	2	Корпус – НТУС (А 352, кл. LCB) Рабочее колесо – А 351 CF3М Вал - А276 ТИП 316L	5,4	19	-36 /80	Раствор каустика (14% масс.)	
А1-210-PD-109 А/В Насосы закачки ингибитора коррозии		0,07 - 0,45		Нерж. сталь 316L, Teflon и Kalrez		15	От -36 до 75		

Насосы перекачки шлама ТЖГЦ А1-210- РА-121 А/В/С/Д		30 м3/ч							
Технологическое оборудование Маркировочный номер	№ модели / произво дитель	Вмест имост ь, М³/ч	Высо та напор а, м	Высота столба жидкости на всасывающе й стороне насоса, м	Эффективн ость закачки, %	ДАВЛЕНИЕ, бар изб.	ТЕМПЕРАТУ РА, °С	Материал	Информация о двигателе (мощность /об/мин)
						Расч.	Расч.		
Насосы каплеотбойной емкости Установки 360									
А1-360-РА-011 А/В Насосы рециркуляции входной емкости конденсата 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения	HWM2/ Flowserve .	10	206,9	1,1	22	42	- 36 / 125 °С	Корпус - Incoloy 825 Рабочее колесо - Incoloy 825	30 кВт / 2939 об./мин

Таблица 13.1.4 Технические характеристики компрессора газа мгновенного испарения Уст.-360 (А1-360-КС-010)

Компрессор газа мгновенного испарения Установки 360							
Марк. номер техн. оборудования	Расход (кг/ч)	ДАВЛЕНИЕ бар изб.	ТЕМПЕРАТУРА °С	Материал	Флюид	Информация о двигателе (кВт/об/мин)	Примечания
		Р _{РАСЧ.}	Т _{РАСЧ.}				
А1-360-КС-010 Компрессор газа мгновенного испарения	99311	87,5	-36 /200		Сернистый газ УВ	7980/ 1488	

ТАБЛИЦА 13.1.5. ВЕДОМОСТЬ РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ

Маркировочный номер клапана	Местоположение клапана	Назначение клапана	Тип регулирующего клапана (марка)	Тип действия в случае неисправности
Установка сепарации нефти Установка 200				
A1-2001-FCV-004A	Ссыл. [Е.1]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	Логический контроллер потока
A1-2001-FCV-004B	Ссыл. [Е.1]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	Логический контроллер потока
A1-2001-HCV-002	Ссыл. [Е.1]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	Логический контроллер потока
A1-2001-HCV-003	Ссыл. [Е.1]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	Логический контроллер потока
A1-2001-TCV-004A	Ссыл. [Е.1]	Контроль температуры сырой нефти	(дроссельный)	НО
A1-2001-TCV-004B	Ссыл. [Е.2]	Контроль температуры сырой нефти	(шаровой)	НО
A1-2001-FCV-007	Ссыл. [Е.3]	Контроль расхода некондиционной нефти	(шаровой)	НО
A1-2001-PCV-014A	Ссыл. [Е.3]	Контроль давления газа мгновенного испарения	(шаровой)	НЗ
A1-2001-PCV-014B	Ссыл. [Е.3]	Контроль давления газа мгновенного испарения	(дроссельный)	НО
A1-2001-FCV-002A	Ссыл. [Е.4]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НЗ
A1-2001-FCV-002B	Ссыл. [Е.4]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НЗ
A1-2001-FCV-002C	Ссыл. [Е.4]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НЗ
A1-2001-TCV-015	Ссыл. [Е.5]	Контроль температуры пара НД	(шаровой)	НО
Установка подготовки нефти и воды Уст.-210				
A1-2101-FCV-001	Ссыл. [Е.8]	Контроль расхода промывочной воды	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-002A	Ссыл. [Е.8]	Контроль расхода сернистой воды	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-003	Ссыл. [Е.8]	Контроль расхода сернистой воды	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-009	Ссыл. [Е.9]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НЗ
A1-2101-TCV-003	Ссыл. [Е.9]	Контроль температуры сырой нефти	(шаровой)	НО

Маркировочный номер клапана	Местоположение клапана	Назначение клапана	Тип регулирующего клапана (марка)	Тип действия в случае неисправности
A1-2101-FCV-004A	Ссыл. [E.10]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-004B	Ссыл. [E.10]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-005	Ссыл. [E.10]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-097A	Ссыл. [E.10]	Контроль давления газа мгновенного испарения	(дроссельный)	НЗ
A1-2101-PCV-097B	Ссыл. [E.10]	Контроль давления газа мгновенного испарения	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-006	Ссыл. [E.11]	Контроль расхода пара ВД	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-011	Ссыл. [E.11]	Контроль уровня конденсата ВД	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-006A	Ссыл. [E.12]	Контроль уровня сырой нефти	(дроссельный)	НО
A1-2101-LCV-006B	Ссыл. [E.12]	Контроль уровня сырой нефти	(дроссельный)	НО
A1-2101-FCV-007	Ссыл. [E.13]	Контроль расхода пара ВД	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-016	Ссыл. [E.13]	Контроль уровня конденсата ВД	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-030	Ссыл. [E.14]	Контроль давления газа в верхней части	(дроссельный)	НЗ
A1-2101-PDCV-174	Ссыл. [E.14]	Контроль давления газа в верхней части	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-039	Ссыл. [E.15]	Контроль давления сырого газа	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-008	Ссыл. [E.16]	Контроль расхода сырой нефти	(шаровой)	НЗ
A1-2101-FCV-201	Ссыл. [E.116]	Контроль расхода товарной нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-012	Ссыл. [E.17]	Контроль уровня товарной нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-018A	Ссыл. [E.19]	Контроль расхода пластовой воды	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-027	Ссыл. [E.25]	Контроль расхода пластовой воды	(шаровой)	НЗ
A1-2101-PCV-167	Ссыл. [E.25]	Контроль давления нефтесодержащей воды	(шаровой)	НЗ
A1-2101-LCV-041	Ссыл. [E.25]	Контроль уровня нефтесодержащей воды	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-046	Ссыл. [E.25]	Контроль уровня нефтесодержащей воды	(шаровой)	НО
A1-2101-TCV-081	Ссыл. [E.26]	Контроль температуры пара НД	(шаровой)	НО

Маркировочный номер клапана	Местоположение клапана	Назначение клапана	Тип регулирующего клапана (марка)	Тип действия в случае неисправности
A1-2101-PCV-203	Ссыл. [E.27]	Контроль давления нефти	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-202	Ссыл. [E.27]	Клапан расхода каустика	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-204	Ссыл. [E.27]	Клапан уровня каустика	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-203	Ссыл. [E.29]	Контроль расхода технического воздуха	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-204	Ссыл. [E.29]	Контроль расхода конденсата НД	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-205	Ссыл. [E.30]	Клапан расхода каустика	(шаровой)	НЗ
A1-2101-FCV-206	Ссыл. [E.31]	Контроль расхода УВ	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-216	Ссыл. [E.31]	Контроль давления отработанного воздуха	(шаровой)	НО
A1-2101-FCV-208	Ссыл. [E.32]	Клапан расхода каустика	(шаровой)	НО
A1-2101-LCV-210	Ссыл. [E.32]	Деминерализованная Регулирование уровня воды	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-231A	Ссыл. [E.33]	Контроль расхода азота	(шаровой)	НО
A1-2101-PCV-231B	Ссыл. [E.33]	Контроль расхода азота	(шаровой)	НЗ
Установка компримирования газа мгновенного испарения Уст. 360				
A1-3600-PCV-103	Ссыл. [E.40]	Контроль давления сырого сернистого газа	(дроссельный)	НО или НЗ
A1-3600-LCV-104	Ссыл. [E.44]	Контроль уровня сернистого конденсата ВД	(шаровой)	НО
A1-3600-LCV-112	Ссыл. [E.47]	Контроль уровня сернистого конденсата ВД	(шаровой)	НО

ТАБЛИЦА 13.1.6 СПИСОК ПРЕДАХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установл енное давлени е, бар изб.	Рабочее давление в сосуде/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Установка сепарации нефти Установка 200										
Входной теплообменник газа А1-200-НА-101А выход сырой нефти	A1-2001-PSV-040	Условный	14,5	13,30	8,5	164	УВ газ	На факел НД	1,3	1
Входной теплообменник газа А1-200-НА-101В выход сырой нефти	A1-2001-PSV-043	Условный	14,5	13,30	8,5	164	УВ газ	На факел НД	1,3	1
Входной теплообменник газа А1-200-НА-101В выход сырой нефти	A1-2001-PSV-005	С уравнивающим сильфоном	12	12	8,8	55	УВ газ	На факел НД	3,6	1
Входной теплообменник газа А1-200-НА-101А выход сырой нефти	A1-2001-PSV-006	С уравнивающим сильфоном	12	12	8,8	55	УВ газ	На факел НД	3,6	1
Входной теплообменник газа А1-200-НА-102 выход сырой нефти	A1-2001-PSV-008	С уравнивающим сильфоном	12	12	7,3	53	УВ газ	На факел НД	3,6	1
Наземный входной сепаратор нефти А1-200-VS-101	A1-2001-PSV-012	Условный	12	12	6,5	54	УВ газ	На факел НД	1,2	1
Наземный входной сепаратор нефти А1-200-VS-101	A1-2001-PSV-013	Условный	12	12	6,5	54	УВ газ	На факел НД	1,2	1
Установка подготовки нефти и воды Уст.-210										
Дегидратор А1-210-VU-101	A1-2101-PSV-002	Условный	31	29,50	22	54	УВ газ	На факел НД	3	1
Дегидратор А1-210-VU-101	A1-2101-PSV-003	Условный	31	29,50	22	54	УВ газ	На факел НД	3	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуда/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Стабилизационная колонна сырой нефти А1-210-VE-101	А1-2101-PSV-015	С уравновешивающим сильфоном	7	7	5,1	55	УВ газ	На факел НД	2,1	1
Стабилизационная колонна сырой нефти А1-210-VE-101	А1-2101-PSV-016	С уравновешивающим сильфоном	7	7	5,1	55	УВ газ	На факел НД	2,1	1
Конденсатная емкость ребойлера стабилизационной колонны А1-210-VN-101	А1-2101-PSV-040	Условный	47	47	42	275	Пар ВД	Атм.	4,2	1
Конденсатная емкость ребойлера стабилизационной колонны А1-210-VN-101	А1-2101-PSV-041	Условный	47	47	42	275	Пар ВД	Атм.	4,2	1
Нафтоотгонная колонна А1-210-VE-102	А1-2101-PSV-024	С уравновешивающим сильфоном	6,5	6,5	3,1	99	УВ газ	На факел НД	1,95	1
Нафтоотгонная колонна А1-210-VE-102	А1-2101-PSV-025	С уравновешивающим сильфоном	6,5	6,5	3,1	99	УВ газ	На факел НД	1,95	1
Конденсатная емкость ребойлера стабилизационной колонны А1-210-VN-102	А1-2101-PSV-042	Условный	47	47	42	275	Пар ВД	Атм.	4,2	1
Конденсатная емкость ребойлера стабилизационной колонны А1-210-VN-102	А1-2101-PSV-043	Условный	47	47	42	275	Пар ВД	Атм.	4,2	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосудах/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Емкость орошения нафтоотгонной колонны А1-210-VA-101	A1-2101-PSV-036	С уравнивающего силфона	7	6,5	2,3	55	УВ газ	На факел НД	1,95	1
Емкость орошения нафтоотгонной колонны А1-210-VA-101	A1-2101-PSV-037	С уравнивающего силфона	7	6,5	2,3	55	УВ газ	На факел НД	1,95	1
Гидроциклон пластовой воды А1-210-XX-101	A1-2101-PSV-133	Условный	13	13	7	54	УВ газ	На факел НД	1,2	1
Гидроциклон пластовой воды А1-210-XX-101	A1-2101-PSV-198	Условный	14,5	13	7	54	УВ газ	На факел НД	1,2	1
Емкость ГФУ пластовой воды А1-210-VH-101	A1-2101-PSV-134	С уравнивающего силфона	5	5	1,5	55	УВ газ	На факел НД	1,5	1
Емкость ГФУ пластовой воды А1-210-VH-101	A1-2101-PSV-135	С уравнивающего силфона	5	5	1,5	55	УВ газ	На факел НД	1,5	1
Выход насосов нефти ГФУ А1-210-PC-111А	A1-2101-PSV-169А	С уравнивающего силфона	11	11	6,5	54	Жидкий УВ	А1-200-VS-101	6,5	1
Выход насосов нефти ГФУ А1-210-PC-111В	A1-2101-PSV-169В	С уравнивающего силфона	11	11	6,5	54	Жидкий УВ	А1-200-VS-101	6,5	1
Экстракционная колонна А1-210-VC-101	A1-2101-PSV-201	С уравнивающего силфона	16,5	16,4	7,2	53	УВ газ	На факел НД	3	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуда/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Экстракционная колонна А1-210-VC-101	А1-2101-PSV-250	С уравновешивающим сильфоном	16,5	16,4	7,2	53	УВ газ	На факел НД	3	1
Выход насосов дисульфидной нефти А1-210-PD-102А	А1-2101-PSV-212	С уравновешивающим сильфоном	16,5	11	8,1	53	Дисульфидная нефть	Всас А1-210-PD-102А	4,3-4,8	1
Выход насосов дисульфидной нефти А1-210-PD-102В	А1-2101-PSV-213	С уравновешивающим сильфоном	16,5	11	8,1	53	Дисульфидная нефть	Всас А1-210-PD-102В	4,3-4,8	1
Выход насосов закачки воды А1-210-PD-104А	А1-2101-PSV-221	С уравновешивающим сильфоном	11	7,1	5,4	15	Демин. вода	Всас А1-210-PD-104А	0,8-1,3	1
Выход насосов закачки воды А1-210-PD-104А	А1-2101-PSV-227	С уравновешивающим сильфоном	11	7,1	5,4	15	Демин. вода	Всас А1-210-PD-104В	0,8-1,3	1
Выход насосов закачки каустика А1-210-PD-103А	А1-2101-PSV-222	С уравновешивающим сильфоном	11	7,20	5,5	20	Щелочной раствор	Всас А1-210-PD-103А	1,5-2	1
Выход насосов закачки каустика А1-210-PD-103В	А1-2101-PSV-223	С уравновешивающим сильфоном	11	7,20	5,5	20	Щелочной раствор	Всас А1-210-PD-103В	1,5-2	1
Емкость катализатора А1-210-VN-103	А1-2101-PSV-205	С уравновешивающим сильфоном	10	9,9	7	38	Водяной пар	Открытая емкость	3	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуда/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Сепаратор дисульфидов А1-210-VS-101	А1-2101-PSV-211	С уравновешивающим сильфоном	10	10	3,5	60	УВ газ	На факел НД	3	1
Сепаратор дисульфидов А1-210-VS-101	А1-2101-PSV-251	С уравновешивающим сильфоном	10	10	3,5	60	УВ газ	На факел НД	3	1
Прямомк каустика А1-210-VA-104	А1-2101-PSV-232	Управляемый золотником	ПВ / 3,5	3,5	0,01-0,15	Окруж.	Азот	На факел НД	0,3-2,3	1
Емкость извлечения каустика А1-210-VA-106	А1-2101-PSV-253	С уравновешивающим сильфоном	16,5	15	6,5	53	УВ газ	На факел НД	4,95	1
Емкость извлечения каустика А1-210-VA-106	А1-2101-PSV-255	С уравновешивающим сильфоном	16,5	15	6,5	53	УВ газ	На факел НД	4,95	1
Насос дозирования флокулянта Выход А1-210-PC-101А	А1-2101-PSV-048А	Условный	24	14,5	3	25	Химреагент	Всас А1-210-PC-101А	0,2	1
Насос дозирования флокулянта Выход А1-210-PC-101В	А1-2101-PSV-048В	Условный	24	14,5	3	25	Химреагент	Всас А1-210-PC-101В	0,2	1
Насосы извлечения нефти Выход А1-210-PC-102А	А1-2101-PSV-021А	Условный	14,5	14,5	10	55	Извлеченная нефть	Всас А1-210-PC-102А	1,7-1,9	1
Насосы извлечения нефти Выход А1-210-PC-102В	А1-2101-PSV-021А	Условный	14,5	14,5	10	55	Извлеченная нефть	Всас А1-210-PC-102В	1,7-1,9	1
Емкость шлама ТЖГЦ и ГФУ А1-210-VA-111А	А1-2101-PSV-024А	С уравновешива	10	10	1,5	54	Пластовая вода	Факел НД	1,1	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосудах/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
		С уравновешивающим сильфоном								
Емкость шлама ТЖГЦ и ГФУ А1-210-VA-111В	A1-2101-PSV-024В	С уравновешивающим сильфоном	10	10	1,5	54	Пластовая вода	Факел НД	1,1	1
Емкость шлама ТЖГЦ и ГФУ А1-210-VA-111А	A1-2101-PSV-027А	С уравновешивающим сильфоном	10	10	1,5	54	Пластовая вода	Факел НД	1,1	1
Емкость шлама ТЖГЦ и ГФУ А1-210-VA-111В	A1-2101-PSV-027В	С уравновешивающим сильфоном	10	10	1,5	54	Пластовая вода	Факел НД	1,1	1
Установка компримирования газа мгновенного испарения Уст. 360										
Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения А1-360-VN-011	A1-3600-PSV-100	Условный	16,7	16,70	4,6	49	УВ газ	На факел ВД	1,67	1
Входная емкость 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения А1-360-VN-011	A1-3600-PSV-101	Условный	16,7	16,70	4,6	49	УВ газ	На факел ВД	1,67	1
Выход компрессора газа мгновенного испарения (1-й ступени) А1-360-KC-010	A1-3600-PSV-112	С уравновешивающим сильфоном	26	26	22	143	УВ газ	На факел ВД	7	1
Выход компрессора газа мгновенного испарения (1-й ступени) А1-360-KC-010	A1-3600-PSV-113	С уравновешивающим сильфоном	26	26	22	143	УВ газ	На факел ВД	7	1
Входная емкость компрессора газа	A1-3600-PSV-115	Условный	42	42	21	55	УВ газ	На факел ВД	4,2	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуда/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
мгновенного испарения 2-й ступени А1-360-VN-012										
Входная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени А1-360-VN-012	А1-3600-PSV-116	Условный	21	42	21	55	УВ газ	На факел ВД	4,2	1
Компрессор газа мгновенного испарения (2-й ступени) А1-360-KC-010	А1-3600-PSV-127	Условный	80	80	69	144	УВ газ	На факел ВД	7	1
Компрессор газа мгновенного испарения (2-й ступени) А1-360-KC-010	А1-3600-PSV-128	Условный	80	80	69	144	УВ газ	На факел ВД	7	1
Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени А1-360-VN-013	А1-3600-PSV-145	Условный	80	80	68	96	УВ газ	На факел ВД	7	1
Выходная емкость компрессора газа мгновенного испарения 2-й ступени А1-360-VN-013	А1-3600-PSV-146	Условный	80	80	68	96	УВ газ	На факел ВД	7	1
Насосы рециркуляции конденсата входной емкости 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения А1-360-РА-011А/В	А1-3600-PSV-124	Условный	42	42	19	96	УВ газ	На факел ВД	4,2	1
Насосы рециркуляции конденсата входной емкости 1-й ступени компрессора газа мгновенного испарения А1-360-РА-011А/В	А1-3600-PSV-126	Условный	42	42	19	96	УВ газ	На факел ВД	4,2	1
Манифольд сбора конденсата	А1-3600-PSV-007	Условный	42	42	18	49	Жидкий УВ	На факел ВД	4,2	1

Место расположения клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Р _{расч.} защитного сосуда / линии, бар изб.	Установленное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуда/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Кол-во
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °С	Среда			
Манифольд сбора конденсата	A1-3600-PSV-008	Условный	42	42	18	49	Жидкий УВ	На факел ВД	4,2	1

14. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

К технологической и нормативной документации относятся:

14.1 ОПИСАНИЕ ДОЛЖНОСТНЫХ ОБЯЗАННОСТЕЙ

- Должностная инструкция супервайзера установки 200/210/360;
- Должностная инструкция старшего инженера-технолога / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция инженера-технолога / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция старшего оператора технологической / производственной установки;
- Должностная инструкция оператора технологической / производственной установки.

14.2 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Номер документа в системе
KE01-A1-200-AK-O-PR-0013-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0010-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0011-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0012-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0061-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0014-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0015-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0062-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0063-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0064-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0065-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0066-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0067-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0054-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0053-000
07-O01-WI-02110-000
07-O01-WI-02113-000
07-O01-WI-02107-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0055-000
07-O01-WI-02112-000
07-O01-WI-02111-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0070-000
07-O01-WI-02104-000
07-O01-WI-02105-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0073-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0074-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0075-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0076-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0077-000
07-O01-WI-02106-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0028-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0029-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0030-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0031-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0032-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0033-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0034-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0035-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0036-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0037-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0038-000

KE01-A1-360-AK-O-PR-0039-000
KE01-A1-360-AK-O-PR-0040-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0009-000
07-001-WI-02114-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0017-000
KE01-A1-200-AK-O-PR-0008-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0058-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0078-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0079-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0080-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0081-000
KE01-A1-210-AK-O-PR-0082-000

14.3 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Инструкции по технике безопасности и нормативная документация	
1	Безопасность при огневых работах 01-H20-GL-00723-00
2	Программа Производственного Контроля для объектов ОПР месторождения Кашаган наземный комплекс HSE-H40-PL-0001-000
3	Минимальные требования и стандарты для СИЗ 01-H20-GL-01846-000
4	Management and Utilisation of Respiratory Protective Equipment Procedure CER-O40-PR-0002-000
5	Процедура управления средствами защиты органов дыхания и их использования CER-O40-PR-0002-000
6	Общее описание технологического процесса УКПНГ KE01-A1-000-AK-R-ZZ-0001-000
7	Система наряда-допуска к работе 01-H20-GL-02172-000
8	Директива по контролю за опасными для здоровья веществами 01-H40-GL-00914-000
9	Проверка и техническое обслуживание противопожарного оборудования 01-O44-RC-00498-00
10	Руководство по оценке и управлению рисками для здоровья 02-H40-GL-00874-00
11	Руководство по оценке и управлению рисками 02-H40-GL-00874-00
12	Отключение от источника энергии 01-O20-GL-00218-000
13	Авторизованный газовый тестер 01-H20-GL-00275-000
14	Регламент работы по контролю за пломбируемой обычно в открытом / закрытом положении трубопроводной арматурой AMP-T01-PR-0004-000
15	Правила безопасной эксплуатации электроустановок HSE-T64-PR-0001-000
16	Процедура управления блокировками систем обеспечения технологической безопасности, технологической аварийной сигнализацией и контурами управления в ручном режиме AMP-O01-PR-0007-000
17	Процедура управления проектами изменений MCP-T71-PR-0001-000
18	Процедура входа в замкнутое пространство HSE-H20-PR-0007-000
19	Философия эксплуатации и технического обслуживания FIM-T14-YT-0001-000
20	Работа на высоте 01-H01-GL-01439-000
21	План реагирования на чрезвычайные ситуации на Наземном комплексе GEN-O40-PL-00657-000
22	Руководство по управлению усталостью и социальному обеспечению работников на предприятиях компании HSE-H40-GL-0002-000
23	Безопасное выполнение грузоподъемных и такелажных работ HSE-H20-PR-0002-000
24	Руководство по правилам спасения жизни 01-H25-GL-01800-000
25	Руководство по ликвидации разливов химических веществ на Наземном комплексе 01-O44-GL-00690-000
26	Процедура Действий в Неотложных Медицинских Ситуациях CER-K16-PR-0006-000
27	Управление радиационной защитой HSE-K16-PR-0003-000
28	Порядок предотвращения разливов HSE-H30-PR-0004-000
29	Обеспечение безопасности производственных операций – прием-передача смены - AMP-O01-PR-0003-000

15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 570

15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)

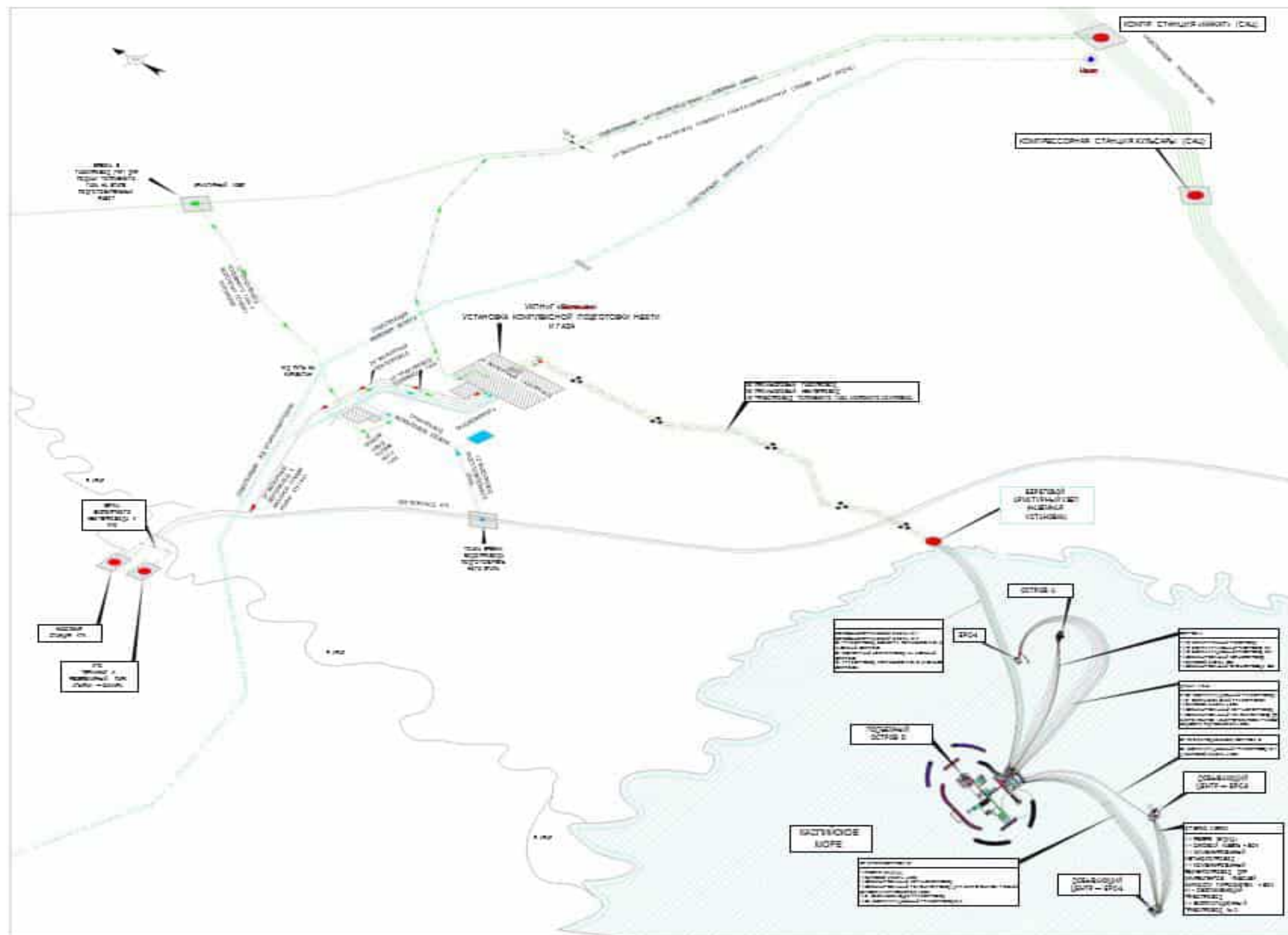
Ссыл. от [Е.53] до [Е.57] и [Е.124].

15.2 СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИПИА)

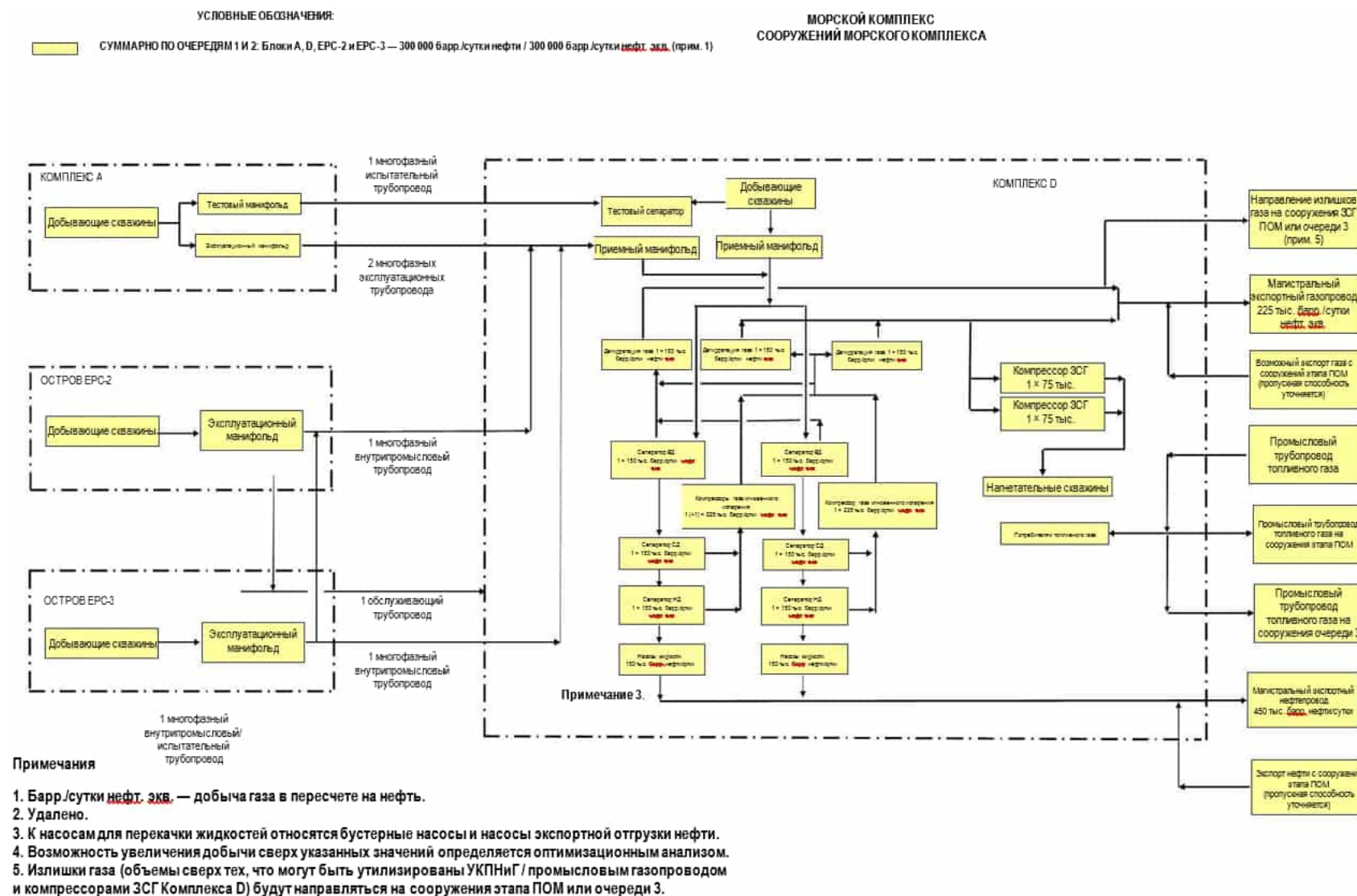
Ссыл. от [Е.1] до [Е.52] и от [Е.115] до [Е.123].

- 16. СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСУ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И СООРУЖЕНИЙ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОБЪЕКТАМ**
- 16.1 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 1
см. Ссыл. **[Е.128]**
- 16.2 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 360 - КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ 1 И 2, 200-СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 2
См. Ссыл. **[Е.129]**
- 16.3 ОБЩИЙ ГЕНПЛАН - УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 200 - СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ УСТАНОВКА 210 - ОЧИСТКА СЫРОЙ НЕФТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЛИНИЯ 3 УСТАНОВКА 360 - КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА МГНОВЕННОГО ИСПАРЕНИЯ ТЛ 4
См. ссыл. **[Е.130]**

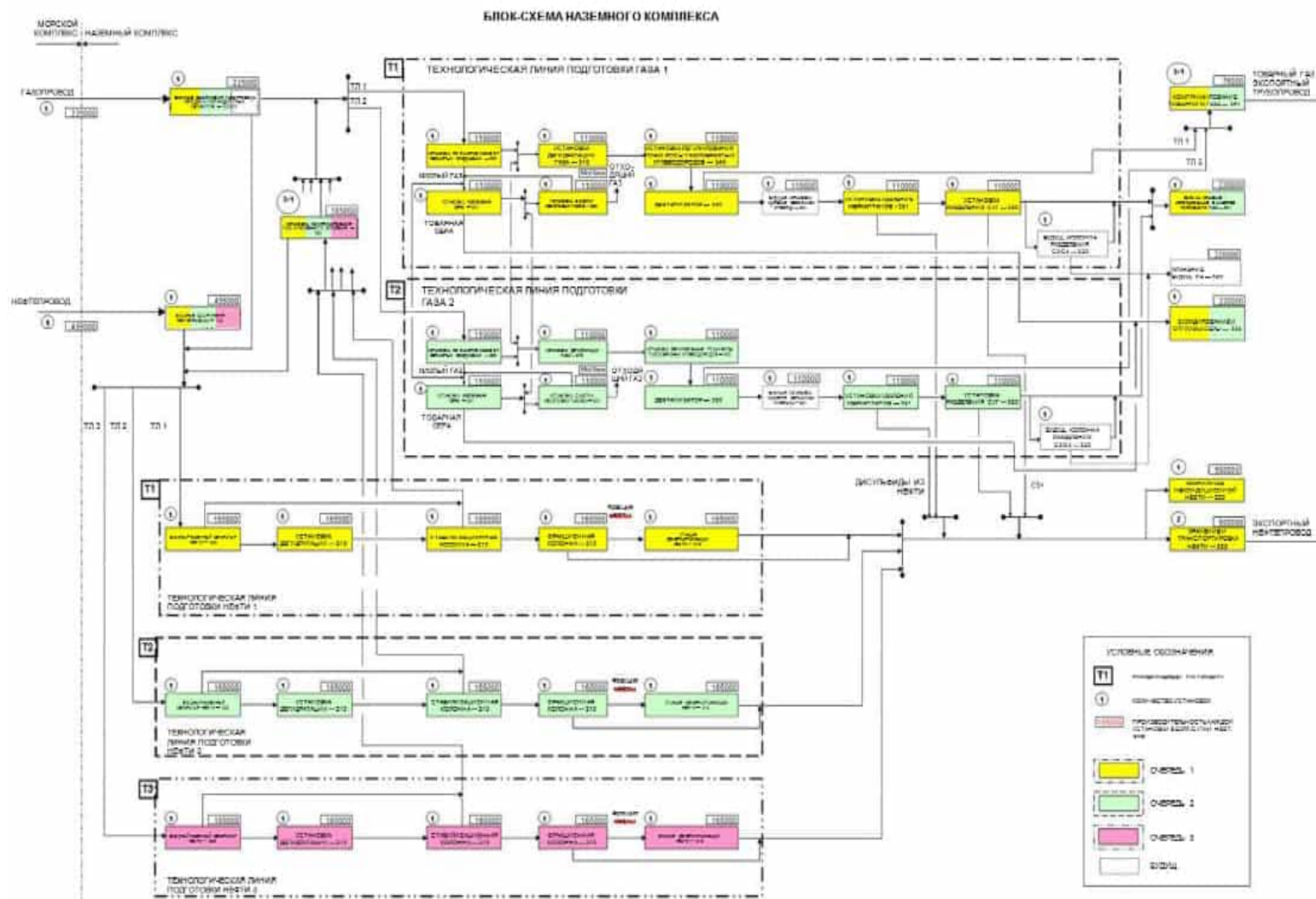
ДОПОЛНЕНИЕ А. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТА ОПР



ДОПОЛНЕНИЕ В. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА



ДОПОЛНЕНИЕ С.БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА



ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
Be	Градусы Боме
CAS	Chemical Abstracts Service Справочный номер химического вещества
DLN	Технология сухого подавления NOx
MCM	Мониторинг состояния машины
SIL	Класс безопасности эксплуатации оборудования
SIS	Блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи
UOP	Компания Universal Oil Product
АДА	АДА
АО	Аварийный останов
АУП	Автоматическая установка подготовки
барр. воды/сутки	Баррелей воды в сутки
барр. нефт. экв. в сутки	Добыча газа, связанного с добычей нефти в барр. нефти/сутки
барр./сутки нефти	Стандартные баррели нефти в сутки
БП	Базовое проектирование
БПК	Биологическая потребность в кислороде
ВД	Высокое давление
ВИСЗИД	Высокоинтегрированная система защиты от избыточного давления
ВКМ	Загрязненная поверхностная вода
Вн.Д	Внутренний диаметр
Вода замкн. сис. охл.	Вода замкнутой системы охлаждения
ВПТ	Выключатель перерегулирования для техобслуживания
ВР	Водорастворимый
ВТС	Высшая теплота сгорания
ВЧ	Взвешенные частицы
ВЧСОД	Высококчувствительная система обнаружения дыма
ГВГ	Генератор восстановительного газа
ГНФ	Газонапорная флотация
ГС/ОО	Система громкой связи и общего оповещения
ГТ	Газовая турбина
ГУ	Граница установки
ГФ	Газовый фактор
ДОВ	Донный осадок и вода
ДПО	Директорат производственных операций
ДЭА	Диэтаноламин
ЕЭС	Европейское экономическое сообщество
ЗСГ	Закачка сырого газа
изб.	избыточное
ИСУиАЗ	Интегрированная система управления и аварийной защиты
КАО	Клапан аварийного останова
КАСД	клапан аварийного сброса давления
КВД	Критически высокое давление
КВУЖ	Критически высокий уровень жидкости
КГМИ	Компрессор газа мгновенного испарения
КДПК	Кашаган Девелопмент Проджект Контракторс
КНУЖ	Критически низкий уровень жидкости
КОК	Крупнообъемный контейнер
КПВ	Котловая питательная вода
МАВ	Миниатюрный автоматический выключатель
макс.	максимум
МДМ	Максимальная длительная мощность
МДРД	Максимально допустимое рабочее давление
млрд м³ в год	Миллиард кубических метров в год
МПУ	Местная панель управления
МУГ	Модернизация установки газа
МУН	Модернизация установки нефти

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
МЭГ	Моноэтиленгликоль
НД	Низкое давление
НКОК	Норт Каспиан Оператинг Компани
НУЖ	Нормальный уровень жидкости
ОВКВ	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
ОД	Обратный осмос
ОККВ	Отпарная колонна кислой воды
ОКОС	Общее количество органических соединений
ОПУ	Оператор пульта управления
ОСВВ	Общее содержание твёрдых взвешенных частиц
ОТК	отдел Технического контроля
ПД	Продувка
Пиг	Система обнаружения пожара и газа
ПК	Предохранительный клапан
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПОМ	Полномасштабное освоение месторождения
ППЗ	Противопожарная зона
ПРС	Привод с регулируемой скоростью
ПСИ	Принципиальная схема систем инженерного обеспечения
ПТ	Паровая турбина
ПТС	Принципиальная технологическая схема
ПУД	Пульт управления двигателем
ПУУ	Блочная панель управления
РВУЖ	Рабочий высокий уровень жидкости
РНУЖ	Рабочий низкий уровень жидкости
РОММП	Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия
РСУ	Распределенная система управления
СБП	Система бесперебойного питания
СД	Среднее давление
СКС	Система контроля состояния
СКУ	Соотношение каустика к углеводороду
СНСВ	Система нефтесодержащей воды
СРП	Адсорбция с перепадом давления
ст. куб. м/сутки	Стандартных кубических метров в сутки
ст. куб. фут/сутки	Стандартных кубических футов в сутки
СТКИП	Схема трубопроводов и КИПиА
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
СУТП	Система управления технологическим процессом
ТГЛЧС	тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций
ТЖГЦ	Твердо-жидкостный гидроциклон
ТЛ	Технологическая линия
ТМИ	Система тройной модульной избыточности
ТН	Технический надзор
ТП	Трубное пространство
ТФЭ	Тоталь-Фина-Эльф
УВ	Углеводород
УВО	Устройство визуального отображения
УИС	Установка извлечения серы
УКГ	Удаление кислых газов
УОПВ	Установка очистки пластовой воды
УОСВ	Установка очистки сточных вод
УОХГ	установку очистки хвостовых газов;
УПР	Упругость паров по Рейду
УС	Уравнение состояния
УСО	Установка санитарной очистки
ф./тыс. барр.	фунтов на тысячу баррелей
Фильтр WSF	Фильтр с наполнителем из скорлупы грецкого ореха
ЦТК	Центр комплексной подготовки

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
ч/млн	Частей на миллион
ч/млрд	Частей на миллиард
ЧВ	Число Воббе
ЧМИ	Человекомашинный интерфейс
ЭДИ	Электродеионизация
ЭУ	Энергоустановка
эУИ	электронной системе Управлению Изменениями