

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ ¹ : Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА ⁸ : Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА ² : 07-001-RC-01306-000	ДАТА ВЫПУСКА ³ : 29.10.2024	РЕДАКЦИЯ ⁴ : A04
ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕДАКЦИЙ ⁵ : 3 года	КОД СОСТАВИТЕЛЯ ⁶ : ДПО – Общие производственные операции	БИЗНЕС-ПРОЦЕСС ⁷ : Выполнение производственных операций	ПРОЦЕДУРА: Безопасность производственных операций	

Технологический регламент для входных газосепараторных объектов (Установка 300)

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 входных газосепараторных объектов (Установка 300), целью которого является обеспечение соответствия требованиям РК.

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

СОГЛАСОВАНИЯ:

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



29.10.2024

Функциональное/Техническое согласование: Миргуль Бекмуратова [АТ]
Менеджер по технической поддержке производственных операций



29.10.2024

Составитель документа: Алимжан Кадыров [АТ]
Составитель технической документации



29.10.2024

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	5
1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	6
2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ	7
2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР	7
3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВХОДНОЙ ГАЗАСЕПАРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	8
3.1 ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ ВХОДНЫХ ГАЗАСЕПАРАТОРНЫХ ОБЪЕКТОВ УСТАНОВКИ 300. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ДАТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.	8
3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ	8
3.3 ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ-СОБСТВЕННИК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	9
4. ОПИСАНИЕ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, ПОТОКОВ ПРОДУКТА, КАТАЛИЗАТОРОВ, ХИМИКАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ	10
4.1 СВОЙСТВА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ	10
4.1.1 Входной поток	10
4.1.2 Характеристики входных потоков	10
4.1.3 Характеристики материалов для различных вариантов, используемых в таблице 4.1.2.3	13
4.2 СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ	19
4.2.1 Свойства выходного потока из Установки 300	19
4.3 ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНЕЧНОГО ПРОДУКТА (ЕСЛИ УСТАНОВКА УДАЛЕНИЯ РТУТИ В РАБОТЕ)	22
4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АБСОРБЕНТЫ, АДсорбЕНТЫ, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ (ЕСЛИ УСТАНОВКА УДАЛЕНИЯ РТУТИ В РАБОТЕ)	22
4.5 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ	22
5. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УСТАНОВКИ 300	24
5.1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	24
5.2 ЛИЦЕНЗИРОВАННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС	25
6. РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ	26
6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ	26
6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ	27
6.2.1 Контроль коррозии	27
6.2.2 Точки контроля коррозии	28
6.3 НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА УСТАНОВКИ	29
7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	36
7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	37
7.2 УСТРОЙСТВА СИГНАЛИЗАЦИИ И БЛОКИРОВОК	39
7.3 УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ СИГНАЛАМИ	39

7.3.1	Приоритеты	39
7.3.2	Подтверждение аварийных сигналов	40
7.3.3	7.3.3 Подавление	40
7.3.4	Повторение аварийных сигналов	40
7.3.5	Аварийные сигналы АО и ПиГ, поступившие первыми	40
7.3.6	Блокировка САО	40
7.3.7	Перечень аварийных сигналов и блокировок	41
8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ		62
8.1	НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ	62
8.2	ПУСК УСТАНОВКИ 300	64
8.2.1	Пуск установки 300, впускной газосепарационной установки	64
8.2.2	Сборка линий инженерных сетей и дренажной системы	68
8.3	ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ	68
8.4	ПРОЦЕДУРЫ НОРМАЛЬНОГО ОСТАНОВА	69
8.4.1	Установка 300. Впускная сепарационная установка. Описание останова	70
8.4.2	Останов установки 300 (впускная газосепарация)	70
8.4.3	Останов установки 300 (Установка удаления ртути - если в работе)	71
9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СБОИ, ПОИСК И УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ		73
9.1	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	73
10. РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ		77
10.1	ПОТЕНЦИАЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ	78
10.2	ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ	78
10.3	ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ — МЕРЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ	89
10.3.1	Сероводород (H ₂ S)	89
10.3.2	Сырая нефть	90
10.3.3	Бензол	92
10.3.4	Метилмеркаптан	93
10.3.5	Газообразные углеводороды (C1-C5)	94
10.3.6	Материал для удаления ртути (CMG-271)	95
10.3.7	Метанол	96
10.3.8	Ингибитор коррозии	97
10.4	СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	98
10.5	ЗАЩИТА ОТ ИОНИЗИРОВАННОГО ИЗЛУЧЕНИЯ	98
УРОВЕНЬ ФОНА ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ		99
УРОВЕНЬ ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ НА РАССТОЯНИИ 1 М ОТ ИСТОЧНИКА		99
УРОВЕНЬ ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ НА РАССТОЯНИИ 0,1 М ОТ ИСТОЧНИКА		99

УРОВЕНЬ ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ НА ПЛОТНОСТИ РАСХОДОМЕРА	99
ОСМОТР ЗАМКА И ВИЗУАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ЦЕЛОСТНОСТИ	99
10.6 ЗАЩИТА ОТ МОЛНИИ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	99
10.7 УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	100
10.8 МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ В УПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ	102
10.8.1 Меры по предотвращению потери герметичности и аварийного выброса опасных веществ	102
10.8.2 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ	102
10.8.3 Система обнаружения пожара и газа	104
10.9 ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	106
10.10 ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	106
11.СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ДЕЙСТВИЯ В ОПАСНОЙ СИТУАЦИИ	107
11.1 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ	108
11.1.1 Аварийный останов Установки 300	110
11.2 КРАТКОВРЕМЕННЫЙ СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)	112
11.3 ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (БОЛЕЕ ЧЕМ НА 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)	113
11.4 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ	113
11.5 НАРУШЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИА	113
12.ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА, СТОКИ И СЖИГАНИЕ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ	114
12.1 ОТХОДЫ	114
12.2 СТОКИ	114
12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	114
13.КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ, СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ	116
14.ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	120
14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ	120
14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	120
14.3 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	120
14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	120
15.ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 300	122
15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)	122
15.2 СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИПИА)	122
16.СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСУ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И СООРУЖЕНИЙ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОБЪЕКТАМ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЗАПИСКА. ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О КОМПЕНСАЦИИ РАСХОДОВ	123
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	124

1. ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Кашаган Восточный расположено в казахстанском секторе Каспийского моря на расстоянии примерно 80 км к югу от г. Атырау. Месторождение расположено на мелководье (глубина составляет менее 4 м) и характеризуется суровыми погодными условиями: зимой море сковано льдом, а для лета типична высокая температура воздуха. Кроме того, уровень воды в Каспийском море подвержен сезонным и ежегодным колебаниям, а также Каспийское море относится к экологически чувствительной зоне. Коллектор месторождения Кашаган представляет собой крупную залежь нефти легкой фракции (38-45° по API) под аномально высоким пластовым давлением с высоким содержанием сероводорода (H₂S).

Объекты наземного комплекса:

Технологические линии 1 и 2 будут иметь следующую рабочую конфигурацию:

Установки подготовки газа:

- 1 x 231,000 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте (эУИ 26440), установка приема газа (входной газосепаратор);
- 2 ТЛ x 115,500 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте (эУИ 26440), для каждой ТЛ предусматривается:
 - Удаление кислых газов (обессеривание газа);
 - осушка газа;
 - регулирование точки росы (турбодетандер);
 - извлечение жидких УВ;
 - очистка СУГ;
- 3 компрессора товарного газа производительностью 75 000 барр./сутки нефти в газовом эквиваленте каждый;
- хранилище СУГ;
- установка для хранения и экспорта жидкой серы;
- экспортный газопровод;
- линия топливного газа до острова Д.

Установки комплексной подготовки нефти:

- 3 ТЛ по 150 000 баррелей нефти в сутки, для каждой ТЛ предусматривается:
 - наземный сепаратор нефти;
 - осушка;
 - стабилизатор;
 - нафтоотгонная колонна;
 - установка удаления меркаптанов из легких фракций (блок Мерох);
 - компрессор газа мгновенного испарения;
- Установки для хранения и экспорта нефти
- трубопровод экспорта нефти;

Сооружения ОПР могут оперировать в нескольких режимах:

- Добыча в полном объеме посредством 2-х технологических линий сепарации нефти + 2 КГМИ, 2-х компрессоров закачки сырого газа (ЗСГ) и отправка Газа на УКПНиГ;
- частичная добыча посредством 2-х технологических линий нефти + 2 КГМИ, 2-х/1-го ЗСГ без отправки Газа на УКПНиГ;

- частичная добыча посредством 2-х технологических линий нефти + 2 КГМИ и промысловый газопровод без ЗСГ;
- частичная добыча посредством 1-ой технологической линии нефти + 1 КГМИ с 2-мя/1-им компрессор ЗСГ и отправкой Газа на УКПНИГ.

1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Целью настоящего документа является описание безопасных условий эксплуатации и ведение технологических режимов технологической установки 300 входных газосепарационных объектов.

Настоящий документ представляет собой Технологический регламент для входных газосепараторных объектов Установки 300 в соответствии с требованиями Главы 5 Приказа № 355 Министерства Инвестиции и Индустриального Развития Республики Казахстан от 30.12.2014 г. **См. ссылку [Е.66].**

Данный Технологический регламент связан с этапом 5.1 Процедуры безопасных производственных операций. **См. ссылку [I.4]**

2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Лицо, ответственное за настоящий документ, несет ежедневную ответственность за применение и соблюдение рабочих условий и технологических режимов работы входных газосепараторных объектов (Установка 300).

Ответственным за технологический процесс (и составителем документа) является группа по проектированию технологического процесса. В их обязанность входит активное участие в разработке документа, его рассмотрении и предоставлении своевременного ответа на поступающие запросы и рассмотрение комментариев.

Суперинтендант по производственным операциям наземного комплекса несет ответственность за выполнение работ, связанных с эксплуатацией установок газа согласно всех параметров и спецификаций, указанных в настоящем документе.

Супервайзер по инженерно-техническим работам на наземном комплексе несет ответственность за оказание технической поддержки производственным операциям и надзор за группой разработки технологических процессов.

2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

Все перечисленные ниже специалисты по техническому надзору (ТН) ДПО несут ответственность за оказание поддержки и предоставление информации, необходимой в ходе разработки / обновления Технологического регламента:

- группа по разработке технологического процесса;
- супервайзеры диспетчерской / установок;
- группа по поддержке производственных операций;
- группа промысловой химии;
- персонал лаборатории;
- группа по охране окружающей среды;
- группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- группа промышленной санитарии;
- группа по обеспечению технологической безопасности;
- группа по автоматизации и управлению;
- группа инженеров по вращающемуся оборудованию;
- группа КИП;
- отдел Технического контроля (ОТК);
- группа инспекции.

Специалисты по техническому надзору несут ответственность за пересмотр Технологических регламентов в рамках своей профессиональной компетенции, обеспечивают правильность и актуальность значений в таблицах и описаниях, следят за тем, чтобы изменения в соответствии с эУИ и УИП были отражены в данном документе.

3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВХОДНОЙ ГАЗАСЕПАРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

3.1 ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ ВХОДНЫХ ГАЗАСЕПАРАТОРНЫХ ОБЪЕКТОВ УСТАНОВКИ 300. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ДАТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.

Входная газосепарационная установка (Установка 300) является частью установки комплексной подготовки нефти и газа в составе проекта Опытно-промышленной разработки месторождения Кашаган Восточный в рамках освоения месторождения Кашаган, оператором которого является Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (НКОК Н.В.). Цель данной установки заключается в сепарации углеводородного газа, конденсата и воды от сернистого газа. Для каждой очереди подготовки газа (две технологические линии) имеется одна входная газосепарационная установка с пропускной способностью 115 500 барр. нефтяного эквивалента в сутки на каждой технологической линии. После внедрения рекомендаций группы по оптимизации добычи и модернизации установок на Кашагане (ОДМК) в ходе ППР-2019 мощность установки подготовки газа увеличилась на 5% согласно эУИ 26440. Увеличенная пропускная способность эквивалентна расходу 375 тыс. ст. м³/ч при стандартных условиях 1,013 бар атм. и 15 °С и 382 тыс. ст. м³/ч при стандартных условиях 1,013 бар атм. и 20 °С, которые используются в Республике Казахстан.

Система входной сепарации газа является общей для обеих технологических линий, идущих от газожидкостного сепаратора до впуска теплообменников «сырьевой газ / влажный газ», где трубная обвязка разделяется на две технологические линии обработки газа.

На установке 300 обрабатывается сернистый газ, поступающий из морского трубопровода сернистого газа. Сырьевой газ содержит H₂S, CO₂ и органические соединения серы (в основном, меркаптаны). На установке 300 осуществляется регулирование потока газа, направленного в УПГ, извлечение жидкости и для потенциального удаления ртути из входящего потока сернистого газа. В состав установки входит оборудование, указанное в разделе 3.2 ниже.

Дата ввода в эксплуатацию:

В составе УКПНИГ «Болашак» Установка 300 была введена в эксплуатацию в сентябре 2013 года в своей первоначальной проектной конфигурации. С момента пуска в Установку 300 были внесены некоторые модификации.

Акт приемки объекта в эксплуатацию на наземном комплексе был подписан в декабре 2018 года.
См. ссылку [Е.67]

3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ

Входная газосепараторная установка включает следующее оборудование и блоки:

- входной газосепаратор (A1-300-VQ-001);
- фильтры конденсата (A1-300-ZL-001A/B);
- теплообменник «влажный газ / сырьевой газ» (A1-300-NA-103/203 A/B/C/D);
- статический миксер сернистого газа (A1-300-ZE-101/201);
- каплеотбойный сепаратор сернистого газа (A1-300-VN-101/201);
- пароперегреватель подачи сернистого газа (A1-300-NA-101/202);
- емкость конденсата пароперегревателя подачи сернистого газа (A1-300-VN-102/202);
- емкость удаления ртути (A1-300-VJ-101/201) - на консервации;
- сменный фильтр (A1-300-ZL-101/201A/B).

Сводные данные по ключевому оборудованию Установки 300 приведены в разделе 13.

Основные технологические потоки для Установки 300 представлены следующим образом:

- сернистый газ, поступающий из морского газопровода в газожидкостный сепаратор;
- сернистый газ, поступающий из газожидкостного сепаратора в технологическую линию каждой УПГ (теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»);
- конденсат, извлеченный из газожидкостного сепаратора, который поступает через фильтры конденсата на манифольд подачи нефти;
- поток сернистого газа из теплообменника «влажный газ / сырьевой газ», поступающий в статический миксер сернистого газа и отбойный сепаратор сернистого газа;
- поток сернистого газа из отбойного сепаратора сернистого газа, поступающий в пароперегреватель подачи сернистого газа;
- жидкая фаза, извлекаемая из каплеотбойного сепаратора сернистого газа в манифольд подачи нефти;
- сернистый газ, поступающий из пароперегревателя сернистого газа в емкость удаления ртути и сменные фильтры - в консервации;
- сернистый газ, поступающий из емкости удаления ртути в Установку 330 обессеривания газа;
- обессеренный газ, поступающий из теплообменника «влажный газ / сырьевой газ» в Установку 310 дегидратации газа;
- подача пара НД в емкость конденсата пароперегревателя поступающего сернистого газа;
- подача пароконденсата НД из емкости конденсата пароперегревателя поступающего сернистого газа в возвратный коллектор пароконденсата НД.

3.3 ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ-СОБСТВЕННИК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

Первоначальный вариант проектирования и технологический процесс были разработаны компанией «Кашаган Девелопмент Проджект Компани» (КДПК). Компания Petrofac была консультантом по проектированию и инженерно-техническим вопросам этой установки.

На Установке 300 не предусмотрены лицензированные технологические процессы.

4. ОПИСАНИЕ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, ПОТОКОВ ПРОДУКТА, КАТАЛИЗАТОРОВ, ХИМИКАТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

4.1 СВОЙСТВА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ

4.1.1 Входной поток

Сернистый газ поступает с морского комплекса в виде двухфазного потока (из-за охлаждения и падения давления) по 28-дюймовому магистральному газопроводу на наземную УПГ.

Ниже представлены параметры среды:

Рабочее давление у границы установки	65–85 бар (изб.)
Расчетное давление	96,35 бар (изб.)
Рабочая температура (на входе наземного комплекса)	от -15 °С до 30 °С, в зависимости от пропускной способности по газу и температурного режима в летних/зимних условиях
Расчетная температура	от -45 до +75 °С

4.1.2 Характеристики входных потоков

Компонентный состав газа, подаваемый на установку, зависит от времени года, а также меняется ежегодно. Но для целей проектирования ниже в таблице 4.1 приведен типовой расчетный состав сырьевого газа с указанием предполагаемой температуры для следующих расчетных вариантов.

Таблица 4.1.2.1 Нормальный режим: ЗСГ в работе

Установка 300 - Состав сернистого газа с морского комплекса в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса при 370 тыс. баррелей в сутки)			
Параметр	Ед. изм.	370-220 летнее время	370-220 зимнее время
Температура, (°С)	°С	29,70	13,45
Давление, (бар)	бар	70,00	70,00
Состав			
Азот	% мол.	0,013389	0,014402
CO ₂	% мол.	0,048605	0,046935
H ₂ S	% мол.	0,143181	0,124461
Метан	% мол.	0,649855	0,682416
Этан	% мол.	0,078191	0,076384
Пропан	% мол.	0,034984	0,031088
i-C ₄ *	% мол.	0,005446	0,004518
n-C ₄ *	% мол.	0,011125	0,009019
i-C ₅ *	% мол.	0,003523	0,002613
n-C ₅ *	% мол.	0,003560	0,002646
C ₆ *	% мол.	0,003482	0,002385
Бензол	% мол.	0,000078	0,000055
C ₇ *	% мол.	0,002133	0,001403
Толуол	% мол.	0,000132	0,000092
C ₈ *	% мол.	0,001215	0,000786
п-ксилол	% мол.	0,000118	0,000083
Е-бензол	% мол.	0,000022	0,000015
C ₉ *	% мол.	0,000374	0,000254
C ₁₀ *	% мол.	0,000212	0,000153
C ₁₁ *	% мол.	0,000103	0,000081
C ₁₂ *	% мол.	0,000050	0,000043

C13*	% мол.	0,000026	0,000024
C14*	% мол.	0,000011	0,000011
CN1*	% мол.	0,000007	0,000009
CN2*	% мол.	0,000000	0,000000
CN3*	% мол.	0,000000	0,000000
М-меркаптан	% мол.	0,000056	0,000041
Е-меркаптан	% мол.	0,000045	0,000031
п-пропилмеркаптан	% мол.	0,000024	0,000015
п-бутилмеркаптан	% мол.	0,000017	0,000010
CS ₂	% мол.	0,000003	0,000002
COS	% мол.	0,000024	0,000016
H ₂ O	% мол.	0,000008	0,000008

Примечание: в составе флюида также присутствует ТЭГ, который поступает из морской установки дегидратации.

Таблица 4.1.2.2 В случае сбоя режима: вариант без ЗСГ

Установка 300 - Состав сернистого газа с морского комплекса в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-теплогового баланса при 180 тыс. баррелей в сутки)			
Параметр	Ед. изм.	Летнее время	Зимнее время
Температура, (°C)	°C	28,9	13,54
Давление, (бар)	бар	70,00	70,00
Состав			
Азот	% мол.	0,011259	0,011695
CO ₂	% мол.	0,050142	0,050976
H ₂ S	% мол.	0,169547	0,159227
Метан	% мол.	0,600851	0,623383
Этан	% мол.	0,087648	0,088198
Пропан	% мол.	0,043375	0,039217
i-C4*	% мол.	0,006786	0,005527
n-C4*	% мол.	0,013841	0,010861
i-C5*	% мол.	0,004151	0,002875
n-C5*	% мол.	0,004149	0,002872
C6*	% мол.	0,003772	0,002366
Бензол	% мол.	0,000087	0,000057
C7*	% мол.	0,002128	0,001283
Толуол	% мол.	0,000133	0,000085
C8*	% мол.	0,001130	0,000680
п-ксилол	% мол.	0,000108	0,000072
Е-бензол	% мол.	0,000020	0,000013
C9*	% мол.	0,000322	0,000209
C10*	% мол.	0,000176	0,000123
C11*	% мол.	0,000084	0,000064
C12*	% мол.	0,000040	0,000034
C13*	% мол.	0,000021	0,000019
C14*	% мол.	0,000009	0,000009
CN1*	% мол.	0,000006	0,000007
CN2*	% мол.	0,000000	0,000000
CN3*	% мол.	0,000000	0,000000
М-меркаптан	% мол.	0,000075	0,000054
Е-меркаптан	% мол.	0,000057	0,000037
п-пропилмеркаптан	% мол.	0,000028	0,000015
п-бутилмеркаптан	% мол.	0,000018	0,000010
CS ₂	% мол.	0,000003	0,000003
COS	% мол.	0,000029	0,000022
H ₂ O	% мол.	0,000008	0,000008

Примечание: в составе флюида также присутствует ТЭГ, который поступает из морской установки дегидратации.

Компонентный состав газа, подаваемый на установку, будет различаться в зависимости от времени года, а также изменяться ежегодно. Но для целей проектирования ниже приведен типовой расчетный состав сырьевого газа с указанием предполагаемой температуры для следующих расчетных вариантов:

Таблица 4.1.2.3 Варианты, используемые в моделировании БП

Вариант	Нефть (барр. /сутки нефти)	Газ (барр. / сутки нефт. экв.)	Смешанный газ / Газ ВД	Лето / Зима	Номера документов KE01.A1.000.PG. R. HE / KE01.A1. 000.PO.R.HE	Примечания
Расчетные варианты						
1	150 000	75 000	ВД	Лето / Зима	0201/0202 (0252/0251)	Очередь 1 (4)
2	300 000	75 000	ВД	Лето / Зима	0221/0222	(2)
Рабочие варианты						
3	75 000	75 000	Смешанный	Лето / Зима	0232/0233	
4	180000	180000	Смешанный	Лето / Зима	Приложение 4С - МТБ 180-180 ЕР BOD в летнее время / Приложение 4В - МТБ 180-180 ЕР BOD в зимнее время	(7)
5	300 000	150 000	ВД	Лето / Зима	0236/0237 (0260/0261)	Очередь 2 (4)
6	450 000	150 000	ВД	Лето / Зима	0238/0239 (0262/0263)	Очередь 3 (4)
7	450 000	225 000	ВД	Лето / Зима	0240/0241 (0264/0265)	(4)
Рабочие варианты в условиях ухудшения характеристик						
8	300 000	75 000	ВД	Лето / Зима	0242/0243	(3)
Расчетный вариант для модернизации установки газа (МУГ)						
9	370 000	220 000	ВД	Лето / Зима	Приложение 4Е - МТБ 370-220 ЕР BOD в летнее время / Приложение 4D - МТБ 370-220 ЕР BOD в зимнее время	(5)
Рабочий вариант для модернизации установки нефти						
10	450 000	220 000	ВД	Лето / Зима	Приложение 4I - МТБ 450-200 в летнее время / Приложение 4H - МТБ 450-200 в зимнее время	(6)

Примечание:

1. Расчетные варианты (1–2) являются определяющими для выбора размеров большинства позиций оборудования. При необходимости типоразмеры оборудования могут быть увеличены для обеспечения соответствия расчетным вариантам 5-7. Типоразмеры оборудования для варианта 3 не определены, однако при необходимости в данном варианте должна применяться пониженная производительность, чтобы обеспечить соответствие размерам оборудования, выбранным на основании остальных вариантов. Вариант 7 является определяющим для расчета входного газожидкостного сепаратора и общих газопроводов.
2. Данный вариант основывается на первоначальном варианте Р01 для этапа БП, который определяет исходные данные для проектирования принятой на настоящий момент лицензированной системы удаления кислых газов. Он был сохранен для того, чтобы обеспечить соответствие секций установки подготовки газа ниже по потоку параметрам системы удаления кислых газов.
3. Данный вариант является обычным расчетным вариантом 300/75 с использованием самых последних данных об условиях на морском комплексе. Две ступени компримирования и температура на входе в морской сепаратор ВД 50°C. Расчетный вариант 8 не используется для определения размеров производственных объектов.
4. Производительность каждой технологической линии подготовки нефти оптимизирована до 165 тыс. барр. /сутки нефти по варианту В3, описанному в «Отчете об исследовании увеличения производительности по подготовке нефти на 10%», док. KE01-A1-000-PO-R-YD-0002–000, представленном компанией Petrofac в октябре 2004 г.
5. Данный вариант представляет собой вариант модернизации установки газа. Для данного варианта в установку подготовки газа наземного комплекса внесены модификации. Подробную информацию о модификациях см. в «Отчете о модернизации установки газа» **Ссыл. [Е.63]**
6. Рабочим вариантом является вариант с производительностью 450 000 барр. /сутки нефти в зимний период. Для варианта с производительностью 450 000 барр. /сутки нефти в летний период потребовались модификации установки подготовки нефти. Подробную информацию о модификациях см. в «Отчете о модернизации установки нефти» **Ссыл. [Е.64]**
7. Вариант без вовлечения ЗСГ. Весь добытый газ отправляется на УКПНИГ.

4.1.3 Характеристики материалов для различных вариантов, используемых в таблице 4.1.2.3

Характеристики сырьевого газа, подаваемого на впускную газосепарационную установку, указаны в таблице 4.1.3.1 ниже.

Свойства	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 3
		Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Паровая фаза	молярная доля	0,9706	0,9388	0,9606	0,9058	0,9553	0,8843
Температура	°C	10,8	0	10,8	0	13,5	1,8
Давление	бар абс.	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Компонент							
Азот	мол. %	1,4748	1,4770	1,3910	1,3859	1,1725	1,1732
CO ₂	мол. %	4,7558	4,7578	4,8532	4,8554	5,1189	5,1215
H ₂ S	мол. %	12,8896	12,8781	13,8884	13,9331	16,3191	16,3213

Метан	мол. %	68,3098	68,3848	66,2414	66,1357	62,4382	62,4749
Этан	мол. %	7,3360	7,3345	7,6975	7,7120	8,6640	8,6670
Пропан	мол. %	2,9333	2,9261	3,3192	3,3401	3,7444	3,7418
IC4*	мол. %	0,4232	0,4210	0,5007	0,5055	0,5166	0,5153
NC4*	мол. %	0,8306	0,8247	0,9993	1,0108	0,9948	0,9910
IC5*	мол. %	0,2444	0,2410	0,2957	0,3004	0,2650	0,2625
NC5*	мол. %	0,2469	0,2433	0,2980	0,3029	0,2638	0,2612
C6*	мол. %	0,2285	0,2219	0,2582	0,2633	0,2215	0,2167
Бензол	мол. %	0,0049	0,0047	0,0053	0,0053	0,0049	0,0048
C7*	мол. %	0,1391	0,1318	0,1345	0,1369	0,1237	0,1183
Толуол	мол. %	0,0086	0,0079	0,0072	0,0072	0,0077	0,0072
C8*	мол. %	0,0810	0,0741	0,0631	0,0635	0,0677	0,0626
п-ксилол	мол. %	0,0083	0,0071	0,0047	0,0046	0,0069	0,0060
Е-Бензол	мол. %	0,0015	0,0013	0,0009	0,0009	0,0013	0,0011
C9*	мол. %	0,0280	0,0234	0,0137	0,0133	0,0221	0,0187
C10*	мол. %	0,0180	0,0137	0,0060	0,0056	0,0138	0,0106
C11*	мол. %	0,0103	0,0070	0,0023	0,0020	0,0077	0,0053
C12*	мол. %	0,0060	0,0035	0,0009	0,0008	0,0044	0,0026
C13*	мол. %	0,0038	0,0019	0,0004	0,0003	0,0027	0,0014
C14*	мол. %	0,0021	0,0008	0,0001	0,0001	0,0015	0,0006
CN1*	мол. %	0,0027	0,0005	0,0000	0,0000	0,0019	0,0003
CN ₂ *	мол. %	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
М-Меркаптан	мол. %	0,0039	0,0039	0,0048	0,0049	0,0052	0,0052
Е-Меркаптан	мол. %	0,0030	0,0029	0,0036	0,0037	0,0035	0,0035
п-пропилмеркаптан	мол. %	0,0015	0,0014	0,0016	0,0016	0,0015	0,0015
п-бутилмеркаптан	мол. %	0,0011	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0009
CS ₂	мол. %	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
COS	мол. %	0,0022	0,0022	0,0023	0,0024	0,0027	0,0027
H ₂ O	мол. %	0,0009	0,0004	0,0048	0,0006	0,0008	0,0004
Свойства		Вариант 4	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 6
		Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Паровая фаза	Молярная фракция	0,96	0,95	0,9705	0,9520	0,9692	0,9516
Температура	°C	28,90	13,54	10,3	3,2	10,3	3,2
Давление	бар абс.	70,00	70,00	70,0	70,0	70,0	70,0
Компонент							

Азот	мол. %	0,011259	0,01169 5	1,4928	1,4769	1,4712	1,4768
CO ₂	мол. %	0,050142	0,05097 6	4,7337	4,7577	4,7599	4,7574
H ₂ S	мол. %	0,169547	0,15922 7	12,6830	12,8785	12,9289	12,8775
Метан	мол. %	0,600851	0,62338 3	68,6617	68,3822	68,2409	68,3775
Этан	мол. %	0,087648	0,08819 8	7,2572	7,3353	7,3522	7,3348
Пропан	мол. %	0,043375	0,03921 7	2,8851	2,9268	2,9432	2,9265
IC ₄ *	мол. %	0,006786	0,00552 7	0,4177	0,4212	0,4243	0,4212
NC ₄ *	мол. %	0,013841	0,01086 1	0,8209	0,8250	0,8326	0,8249
IC ₅ *	мол. %	0,004151	0,00287 5	0,2432	0,2411	0,2447	0,2411
NC ₅ *	мол. %	0,004149	0,00287 2	0,2459	0,2434	0,2471	0,2434
C ₆ *	мол. %	0,003772	0,00236 6	0,2289	0,2220	0,2284	0,2220
Бензол	мол. %	0,000087	0,00005 7	0,0049	0,0047	0,0049	0,0047
C ₇ *	мол. %	0,002128	0,00128 3	0,1400	0,1319	0,1389	0,1319
Толуол	мол. %	0,000133	0,00008 5	0,0086	0,0079	0,0085	0,0079
C ₈ *	мол. %	0,001130	0,00068 0	0,0818	0,0741	0,0808	0,0741
п-ксилол	мол. %	0,000108	0,00007 2	0,0084	0,0071	0,0083	0,0071
Е-Бензол	мол. %	0,000020	0,00001 3	0,0015	0,0013	0,0015	0,0013
C ₉ *	мол. %	0,000322	0,00020 9	0,0283	0,0234	0,0279	0,0234
C ₁₀ *	мол. %	0,000176	0,00012 3	0,0183	0,0137	0,0180	0,0137
C ₁₁ *	мол. %	0,000084	0,00006 4	0,0105	0,0070	0,0103	0,0070
C ₁₂ *	мол. %	0,000040	0,00003 4	0,0061	0,0035	0,0060	0,0035
C ₁₃ *	мол. %	0,000021	0,00001 9	0,0038	0,0019	0,0038	0,0019
C ₁₄ *	мол. %	0,000009	0,00000 9	0,0021	0,0008	0,0021	0,0080
CN ₁ *	мол. %	0,000006	0,00000 7	0,0027	0,0005	0,0027	0,0005
М- Меркаптан	мол. %	0,000000	0,00000 0	0,0038	0,0039	0,0039	0,0039
Е- Меркаптан	мол. %	0,000000	0,00000 0	0,0029	0,0029	0,0030	0,0029
п- пропилмерк аптан	мол. %	0,000075	0,00005 4	0,0015	0,0014	0,0015	0,0014

п- бутилмерка птан	мол. %	0,000057	0,00003 7	0,0011	0,0010	0,0011	0,0010
CS ₂	мол. %	0,000028	0,00001 5	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
COS	мол. %	0,000018	0,00001 0	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022
H ₂ O	мол. %	0,000003	0,00000 3	0,0011	0,0005	0,0011	0,0005
Свойства	Ед. изм.	Вариант 7	Вариан т 7	Вариант 8		Вариант 8	
		Летний период	Зимний период	Летний период		Зимний период	
Паровая фаза	Моляр ная фракци я	0,9627	0,9482	0,9706		0,9388	
Температур а	°С	7,6	2,2	10,8		0	
Давление	бар абс.	70,0	70,0	70,0		70,0	
Компонент							
Азот	мол. %	1,4748	1,4768	1,4748		1,4770	
CO ₂	мол. %	4,7558	4,7580	4,7554		4,7580	
H ₂ S	мол. %	12,8894	12,8804	12,8877		12,8790	
Метан	мол. %	68,3092	68,3800	68,3115		68,3819	
Этан	мол. %	7,3360	7,3351	7,3362		7,3350	
Пропан	мол. %	2,9333	2,9267	2,9334		2,9270	
IC ₄ *	мол. %	0,4232	0,4212	0,4232		0,4210	
NC ₄ *	мол. %	0,8306	0,8250	0,8306		0,8250	
IC ₅ *	мол. %	0,2444	0,2411	0,2444		0,2410	
NC ₅ *	мол. %	0,2469	0,2434	0,2469		0,2430	
C ₆ *	мол. %	0,2285	0,2220	0,2285		0,2220	
Бензол	мол. %	0,0049	0,0047	0,0049		0,0050	
C ₇ *	мол. %	0,1391	0,1319	0,1391		0,1320	
Толуол	мол. %	0,0086	0,0079	0,0086		0,0080	
C ₈ *	мол. %	0,0810	0,0741	0,0810		0,0740	
п-ксилол	мол. %	0,0083	0,0071	0,0083		0,0070	
Е-Бензол	мол. %	0,0015	0,0013	0,0015		0,0010	
C ₉ *	мол. %	0,0280	0,0234	0,0280		0,0230	
C ₁₀ *	мол. %	0,0180	0,0137	0,0180		0,0140	
C ₁₁ *	мол. %	0,0103	0,0070	0,0103		0,0070	
C ₁₂ *	мол. %	0,0060	0,0035	0,0060		0,0040	
C ₁₃ *	мол. %	0,0038	0,0019	0,0038		0,0020	
C ₁₄ *	мол. %	0,0021	0,0008	0,0021		0,0010	
CN ₁ *	мол. %	0,0027	0,0005	0,0027		0,0000	
М- Меркаптан	мол. %	0,0039	0,0039	0,0039		0,0039	
Е- Меркаптан	мол. %	0,0030	0,0029	0,0030		0,0029	

п-пропилмеркаптан	мол. %	0,0015	0,0014	0,0015	0,0014
п-бутилмеркаптан	мол. %	0,0011	0,0010	0,0011	0,0010
CS ₂	мол. %	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
COS	мол. %	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022
H ₂ O	мол. %	0,0019	0,0009	0,0011	0,0005
Свойства		Вариант 9	Вариант 9	Вариант 10	Вариант 10
		Лето (МУГ)	Зима (МУГ)	Летний период	Летний период
Паровая фаза	Молярная фракция	0,9793	0,9743	0,9791	0,9730
Температура	° С	29,70	13,45	29,60	12,79
Давление	бар абс.	70,00	70,00	70,00	70,00
Массовый расход	кг/ч	672 989,0	597 195,9	639 366,9	527 103,2
Молекулярный вес		23,98	23,03	23,98	23,03
Массовая плотность	кг/м ³	91,59	97,49	91,66	98,10
Компонент					
Азот	мол. %	1,3389	1,4402	1,3389	1,4402
CO ₂	мол. %	4,8605	4,6935	4,8605	4,6935
H ₂ S	мол. %	14,3181	12,4461	14,3181	12,4461
Метан	мол. %	64,9855	68,2416	64,9855	68,2416
Этан	мол. %	7,8191	7,6384	7,8191	7,6384
Пропан	мол. %	3,4984	3,1088	3,4984	3,1088
i-C ₄ *	мол. %	0,5446	0,4518	0,5446	0,4518
n-C ₄ *	мол. %	1,1125	0,9019	1,1125	0,9019
i-C ₅ *	мол. %	0,3523	0,2613	0,3523	0,2613
n-C ₅ *	мол. %	0,3560	0,2646	0,3560	0,2646
C ₆ *	мол. %	0,3482	0,2385	0,3482	0,2385
Бензол	мол. %	0,0078	0,0055	0,0078	0,0055
C ₇ *	мол. %	0,2133	0,1403	0,2133	0,1403
Толуол	мол. %	0,0132	0,0092	0,0132	0,0092
C ₈ *	мол. %	0,1215	0,0786	0,1215	0,0786
п-ксилол	мол. %	0,0118	0,0083	0,0118	0,0083
е-бензол	мол. %	0,0022	0,0015	0,0022	0,0015
C ₉ *	мол. %	0,0374	0,0254	0,0374	0,0254
C ₁₀ *	мол. %	0,0212	0,0153	0,0212	0,0153
C ₁₁ *	мол. %	0,0103	0,0081	0,0103	0,0081
C ₁₂ *	мол. %	0,0050	0,0043	0,0050	0,0043
C ₁₃ *	мол. %	0,0026	0,0024	0,0026	0,0024
C ₁₄ *	мол. %	0,0011	0,0011	0,0011	0,0011
CN ₁ *	мол. %	0,0007	0,0009	0,0007	0,0009
CN ₂ *	мол. %	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
CN ₃ *	мол. %	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

М- Меркаптан	мол. %	0,0056	0,0041	0,0056	0,0041
Е- Меркаптан	мол. %	0,0045	0,0031	0,0045	0,0031
п- пропилмерк аптан	мол. %	0,0024	0,0015	0,0024	0,0015
п- бутилмерка птан	мол. %	0,0017	0,0010	0,0017	0,0010
CS ₂	мол. %	0,0003	0,0002	0,0003	0,0002
COS	мол. %	0,0024	0,0016	0,0024	0,0016
H ₂ O	мол. %	0,0008	0,0008	0,0008	0,0008
Итого		100,0000	100,000 0	100,0000	100,0000

4.2 СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ

4.2.1 Свойства выходного потока из Установки 300

Компонентный состав газа, выходящего из установки, будет различаться в зависимости от времени года, а также изменяться ежегодно. Но для целей проектирования ниже в Таблице 4.2.1 приведен типовой расчетный состав сырьевого газа с указанием предполагаемой температуры для следующих расчетных вариантов:

Таблица 4.2.1 Нормальный режим: ЗСГ в работе

Установка 300 - Состав сернистого газа со входных газасепараторных объектов в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса при 370 тыс. баррелей в сутки)			
Параметр	Ед. изм.	Летнее время	Зимнее время
Температура, (°C)	°C	52,00	52,00
Давление, (бар)	бар	66,15	66,15
Состав			
Азот	молярная доля	0,012434	0,012550
CO ₂	молярная доля	0,046856	0,044334
H ₂ S	молярная доля	0,162152	0,164140
Метан	молярная доля	0,609042	0,603160
Этан	молярная доля	0,083437	0,083016
Пропан	молярная доля	0,051046	0,056504
i-C ₄ *	молярная доля	0,007662	0,008694
n-C ₄ *	молярная доля	0,014787	0,016386
i-C ₅ *	молярная доля	0,003659	0,003416
n-C ₅ *	молярная доля	0,003610	0,003318
C ₆ *	молярная доля	0,002610	0,001952
Бензол	молярная доля	0,000054	0,000041
C ₇ *	молярная доля	0,001084	0,000660
Толуол	молярная доля	0,000055	0,000034
C ₈ *	молярная доля	0,000403	0,000207
п-ксилол	молярная доля	0,000026	0,000014
Е-бензол	молярная доля	0,000005	0,000003
C ₉ *	молярная доля	0,000062	0,000028
C ₁₀ *	молярная доля	0,000021	0,000009
C ₁₁ *	молярная доля	0,000007	0,000003
C ₁₂ *	молярная доля	0,000002	0,000001
C ₁₃ *	молярная доля	0,000001	0,000000
C ₁₄ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₁ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₂ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₃ *	молярная доля	0,000000	0,000000
М-меркаптан	молярная доля	0,000082	0,000092
Е-меркаптан	молярная доля	0,000050	0,000048
п-пропилмеркаптан	молярная доля	0,000017	0,000012
п-бутилмеркаптан	молярная доля	0,000008	0,000005
CS ₂	молярная доля	0,000003	0,000003
COS	молярная доля	0,000029	0,000034
H ₂ O	молярная доля	0,000795	0,001335

Таблица 4.2.2 В случае сбоя режима: вариант без ЗСГ

Установка 300 - Состав сернистого газа со входных газасепараторных объектов в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса при 180 тыс. баррелей в сутки)			
--	--	--	--

Параметр	Ед. изм.	Летнее время	Зимнее время
Температура, (°C)	°C	52,00	52,00
Давление, (бар)	бар	66,15	66,15
Состав			
Азот	молярная доля	0,010837	0,010837
CO ₂	молярная доля	0,049103	0,049103
H ₂ S	молярная доля	0,178988	0,178988
Метан	молярная доля	0,582378	0,582378
Этан	молярная доля	0,090938	0,090938
Пропан	молярная доля	0,052670	0,052670
i-C ₄ *	молярная доля	0,007874	0,007874
n-C ₄ *	молярная доля	0,015258	0,015258
i-C ₅ *	молярная доля	0,003687	0,003687
n-C ₅ *	молярная доля	0,003612	0,003612
C ₆ *	молярная доля	0,002408	0,002408
Бензол	молярная доля	0,000050	0,000050
C ₇ *	молярная доля	0,000901	0,000901
Толуол	молярная доля	0,000046	0,000046
C ₈ *	молярная доля	0,000305	0,000305
n-ксилол	молярная доля	0,000019	0,000019
Е-бензол	молярная доля	0,000004	0,000004
C ₉ *	молярная доля	0,000043	0,000043
C ₁₀ *	молярная доля	0,000014	0,000014
C ₁₁ *	молярная доля	0,000004	0,000004
C ₁₂ *	молярная доля	0,000001	0,000001
C ₁₃ *	молярная доля	0,000000	0,000000
C ₁₄ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₁ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₂ *	молярная доля	0,000000	0,000000
CN ₃ *	молярная доля	0,000000	0,000000
М-меркаптан	молярная доля	0,000087	0,000087
Е-меркаптан	молярная доля	0,000052	0,000052
n-пропилмеркаптан	молярная доля	0,000016	0,000016
n-бутилмеркаптан	молярная доля	0,000007	0,000007
CS ₂	молярная доля	0,000003	0,000003
COS	молярная доля	0,010837	0,010837
H ₂ O	молярная доля	0,049103	0,049103

Свойства конечного продукта с Установки подготовки газа (товарный газ)

Характеристика товарного газа с Установки подготовки газа (взято с исходных данных для проектирования)

1. Товарный газ
 - Перед добавлением сжиженного нефтяного газа
 - После добавления сжиженного нефтяного газа
2. C₃/C₄, смешанный с СНГ
3. C₅ плюс добавлен в нефтепродукт

В приведенных ниже таблицах отображены подробные технические характеристики различных продуктов с объектов подготовки газа:

СПЕЦИФИКАЦИЯ ГАЗА ПЕРЕД ПОДАЧЕЙ СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**Таблица 4.2.3**

Высшая теплотворная способность	>32,5 <45 МДж/м ³ *
Индекс Воббе	>41,2 <54,5 МДж/м ³ *
Точка росы по углеводородам (до подачи СНГ)	-30°C при 48,5 бар
Точка росы товарного газа	-10°C при давлении на выходе
Содержание воды	1 ч/млн. вес. макс.
Давление нагнетания	75–79 бар
Содержание H ₂ S	<7 мг/Нм ³
Содержание меркаптана	<16 мг/Нм ³

* м³ измеряется при температуре 20 °С и 101,325 кПа.

СПЕЦИФИКАЦИЯ ГАЗА ПОСЛЕ ДОБАВЛЕНИЯ СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА**Таблица 4.2.4**

Высшая теплотворная способность	45 МДж/м ³
Индекс Воббе	54 МДж/м ³
Точка росы по углеводородам	-10°C при давлении на выходе
Содержание воды	1 ч/млн. вес. макс.
Давление нагнетания	75 бар
Содержание H ₂ S	< 7 мг/Нм ³
Содержание меркаптана	< 16 мг/Нм ³

СПЕЦИФИКАЦИЯ СМЕСИ C₃/C₄**Таблица 4.2.5**

C ₅ и тяжелее	<1% по массе
Общее содержание серы	<30 ч/млн по массе (Примечание 1)

Примечания:

Спецификация на серу применима только после установки блока COS.

Типичный состав C₅ плюс, добавляемый к нефтепродукту, полученному на основе соотношения теплоты и массы:

КОМПОНЕНТЫ C₅₊**Таблица 4.2.6**

Параметр	Ед. изм.	Значение
Температура	°C	72-95
Давление	бар	15,8
Состав		
n-C ₄ *	% мол.	4-46
i-C ₅ *	% мол.	22-40
n-C ₅ *	% мол.	21-38
C ₆ *	% мол.	7-19
C ₇ *	% мол.	1-6
C ₈ *	% мол.	1-2

4.3 ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНЕЧНОГО ПРОДУКТА (ЕСЛИ УСТАНОВКА УДАЛЕНИЯ РТУТИ В РАБОТЕ)

Установка удаления ртути предназначена для удаления концентрации элементарной ртути 100 мкг/см³ в качестве расчетного случая с кратковременными (т. м. максимум 24 часа в год) скачками до 250 мкг/см³ на впуске емкости удаления ртути (300-VJ-101) и менее 0,01 мкг/Нм³ на выходе емкости удаления ртути (300-VJ- 101). В настоящее время установка удаления ртути не задействована и находится на консервации до необходимого момента.

4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АБСОРБЕНТЫ, АДСОРБЕНТЫ, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ (ЕСЛИ УСТАНОВКА УДАЛЕНИЯ РТУТИ В РАБОТЕ)

Таблица 4.4.1

Катализатор	Первичная загрузка	Норма замены
Адсорбент ртути - CMG 271	33,9 м ³	При капремонте установки
Инертные шары 3/4"	0,94 м ³	При капремонте установки
Инертные шары 1/4"	3,45 м ³	При капремонте установки

4.5 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

Для установки подготовки газа доступны следующие инженерные сети в границах установки потребителя:

- воздух КИП / технический воздух;
- азот;
- топливный газ;
- деионизированная вода;
- пар НД и конденсат;
- факел ВД/ НД;
- закрытая / открытая дренажная емкость;
- электроснабжение.

Таблица 4.5.1

Наименование	Спецификация			Назначение
Воздух КИП	Как минимум ГОСТ 17433-80	Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура, °С Рабочая температура, °С Точка росы при 10 бар изб., °С	10 5,5–9 -36 / 75 50 / окружающей среды - 50	КИП
Технический азот	Как минимум ГОСТ 9293-74	Содержание кислорода, не более, % об. Рабочая температура, °С Рабочее давление, бар изб.	0,5 50 / окр. среды 5,5–8 -50	Станции инженерных сетей, продувочный газ

		Точка росы, не более, °С		
Пар низкого давления		Давление, бар изб. Температура, °С	5–5,5 160-170	
Конденсат низкого давления		Давление, бар изб. Температура, °С	1,25 при отметке 9 м 138	

5. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УСТАНОВКИ 300

5.1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

ШТАТНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ

С морской технологической платформы сернистый природный газ перекачивается по промысловому трубопроводу. Газ поступает на сушу в охлажденном состоянии из-за снижения давления и температуры в пути и частично конденсированным. Двухфазный (жидкость-газ) поток поступает во входной газосепаратор, предназначенный для отделения газа от конденсата. Легкий сернистый конденсат, выходящий из входного газосепаратора, сначала проходит через фильтр конденсата (300-ZL-001 A/B), а затем соединяется с поступающей сырой нефтью и объединяется с потоком (включая другие потоки газового конденсата) выше по потоку от входного теплообменника нефти (200-НА-101/201/301 A/B) и наземного входного сепаратора нефти (200-VS-101/201/301). В 2024 году в рамках долгосрочного проекта по входному газосепаратору (контракт № UI187594) при тех же условиях эксплуатации была заменена емкость входного газосепаратора, его 28-дюймовый многофазный впускной трубопровод и 10-дюймовый выпускной трубопровод для жидкости до 3000-FCV-006A/B. Входной газосепаратор и впускной трубопровод были изготовлены из коррозионно-стойкого сплава (КСС).

Для выполнения технического обслуживания в рабочем режиме у нового входного газосепаратора имеется конструктивная и технологическая возможность работать как на 50% мощности (то есть может быть задействована одна половина), так и на полной мощности (две половины), т.е. он может быть разделен на 2 пары секции труб (1 & 2 и 3 & 4), каждая пара состоит из 12 труб пальцевого типа. Каждая пара секций труб может быть изолирована с помощью съемных катушек и разделителей. Такая схема позволяет одновременно эксплуатировать комплект из 12 труб пальцевого типа, тогда как на других 12 трубах пальцевого типа проводится техническое обслуживание. В таких случаях проводится соответствующее технологическое изолирование.

Несмотря на возможность изолировать пары, проведение технического обслуживания на половине входного газосепаратора (после завершения планово-предупредительного ремонта) не должно рассматриваться как рутинное техническое обслуживание.

Более того, каждая пара секций труб нового входного газосепаратора оснащена своим отдельным набором средств замера уровня. Средства замера уровня, используемые во входном газосепараторе, радиоизотопного типа с компенсацией плотности (3000-LT-001A-E), а также к ним относится волноводный радарный уровнемер (ВРУ). Каждая пара секций труб имеет отдельный волноводный радарный уровнемер (3000-LT-005 и 3000-LT-006), который служит для перерегулирования петли 3000-FIC-006 через ручной переключатель 3000-FY-006, предусмотренный в случае работы половинной части входного газосепаратора или в случае технического обслуживания / неисправности любого из ВРУ. Такая конструкция повышает доступность критической функции измерения уровня.

Функции блокировки отключения из-за высокого (обеспечивается 3000-LT-003/008) и низкого (обеспечивается 3000-LT-004/009) уровня жидкости имеют мажоритарную схему 2oo2 для предотвращения любого ложного отключения. Эти датчики отделены от функций измерения и сигнализации и физически установлены в специальных измерительных отсеках вблизи критических уровней жидкости. Они срабатывают независимо от приборов контроля уровня.

Примечание: в составе флюида также присутствует ТЭГ, который поступает из морской установки дегидратации.

Газ выходит из входного газосепаратора при давлении 65-85 бар изб. и температуре от (-)5 до +40°C в зависимости от температуры окружающей среды. Давление этого газа снижается посредством регулирующих клапанов 3001/2-PCV-001 и далее газ направляется в теплообменник «влажный газ / сырьевой газ» (300-НА-103 A/B/C/D) для предварительного нагрева, при этом нагретый обессеренный газ поступает из Установки обессеривания газа 330 и в это же время температура обессеренного газа снижается. Давление во входном газосепараторе зависит от давления на входе в трубопровод и скорости потока и может

варьироваться в пределах от 65 до 85 бар изб., но при этом установленное давление на входе в технологическую линию по 3001/2-PCV-001 остается неизменным.

Нагретый сернистый газ из теплообменника смешивается в статическом смесителе сернистого газа 300-ZE-101 с газом мгновенного испарения из компрессора газа мгновенного испарения (в Установке 360) и рециркулирующим товарным газом из компрессора товарного газа (только в переходном режиме) и поступает в каплеотбойник сернистого газа (300-VN-101). С целью увеличения мощности газоперерабатывающего завода были изменены внутренние элементы сосуда, см. УИП PREN-PE-0021 (PR18042). Внутренняя часть каплеотбойного сепаратора сернистого газа была модифицирована установкой Shoerpentouter. Чтобы получить желаемую точку росы комбинированного газа необходимо поддерживать соотношение газа мгновенного испарения и сернистого газа, подаваемого с морского комплекса. Увеличение соотношения приведет к конденсации воды и углеводородов в абсорбере амина в Установке 330, что приведет к пенообразованию, затрудняя таким образом поглощение сернистого газа. Если отношение увеличивается, то обессеренный газ, выходящий из компрессора товарного газа Установки 361 закачивается, чтобы снизить точку росы смешанного газа. Захваченный конденсат отделяется в каплеотбойнике сернистого газа (300-VN-101), направляется на установки подготовки нефти для смешивания с нефтью, поступающей с морского комплекса.

Затем сернистый газ поступает в пароперегреватель подаваемого сернистого газа (300-NA-101), где он нагревается посредством пара НД, для нагрева сырого кислого газа выше его точки росы. После потери тепла поток НД стекает в конденсатную емкость пароперегревателя подаваемого сернистого газа (300-VN-102). Однако, поскольку температура сернистого газа, поступающего в аминовый абсорбер, выше его точки росы, пароперегреватель обычно не работает. Горячий сернистый газ поступает в емкость удаления ртути (300-VJ-101), где в абсорбционном слое происходит поглощение ртути (не работает с момента Пуска). Сернистый газ проходит через сменный фильтр (300-ZL-101 A/B) для удаления частиц пыли (не в работе с момента Пуска). Затем сырой газ поступает на установку извлечения кислого газа Уст.-330.

Между установками 300 и 310 предусмотрена соединительная линия для газа Очереди 1 и Очереди 2 (чтобы обеспечить гибкость в эксплуатации).

Выше по потоку от статического смесителя сернистого газа предусмотрена линия закачки метанола для предотвращения возможной закупорки гидратами. В общем коллекторе подачи газа мгновенного испарения на установку подготовки газа предусмотрены средства контроля коррозии.

5.2 ЛИЦЕНЗИРОВАННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

На Установке 300 не предусмотрены лицензированные технологические процессы.

6. РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Установка 300, входная газосепарационная установка, входит в состав установки подготовки газа для обработки сернистого газа, поступающего по морскому трубопроводу сернистого газа. Сырьевой газ содержит H_2S , CO_2 и органические соединения серы (в основном, меркаптаны). На установке 300 осуществляется регулирование потока газа, направленного в УПГ; извлечение жидкости и удаление ртути из входящего потока сернистого газа.

После успешного первоначального ввода установки в эксплуатацию персонал должен вывести установку подготовки газа в обычный режим работы. При этом будет вестись систематическое наблюдение со стороны операторов для поддержания заданных параметров и нормального протекания технологического процесса, отслеживания всех требуемых режимов работы и прогнозирования как значительных, так и незначительных изменений в работе установки. Ключевое значение для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации имеет взаимодействие с операторами расположенных выше по потоку производственных объектов морского комплекса, установки подготовки нефти и находящейся далее по потоку установки серы.

Основной целью данных руководящих указаний является поддержание безопасного режима эксплуатации установки согласно ее расчетным параметрам. Сводные рабочие параметры для нормального режима эксплуатации Установки 300 приведены в таблице 6.1 ниже.

Статус различных компонентов установки подготовки газа в нормальных рабочих условиях описан ниже.

- Установка подготовки газа работает с нормальной расчетной производительностью. Расход и компонентный состав товарного газа соответствуют нормальным расчетным условиям, а направляемый на экспорт товарный газ соответствует техническим требованиям к точке росы. Значения рабочей температуры и давления, а также уровни жидкости в сепараторах / каплеотбойных сепараторах и колоннах соответствуют нормальным расчетным условиям.
- Установка обессеривания газа (Установка 330) работает в предусмотренных для нее нормальных расчетных условиях.
- Установка контроля точки росы (Установка 320/340) работает в режиме турбодетандера в предусмотренных для нее нормальных расчетных условиях.
- Установка компримирования товарного газа (Установка 361) рассчитана на переработку всего газообразного верхнего продукта из Установки 320/340 (т. е. газ не направляется на факел).
- Параметры продукта установки очистки СУГ (Установка 321) находятся в допустимых пределах.
- Потребление химических реагентов соответствует нормальным параметрам.
- См. Приложение А к Технической записке «Параметры компенсации для расходомеров газовых установок» (эУИ 23109).

6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ

В обычном режиме работы установки подготовки газа должны проводиться описанные ниже общие наблюдения и периодические проверки.

- Убедиться в отсутствии утечек газа и нефти из трубопроводной арматуры, насосов и КИПиА. Для выявления небольших утечек необходимо использовать портативные газовые детекторы.
- Проверить правильное положение предохранительных клапанов на аппаратах. Входы и выходы требуемых предохранительных клапанов (как минимум, одного из предохранительных клапанов в конфигурации 2х100%) должны быть открыты и снабжены блокировками.

- 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 СТИПиА) и что из данных клапанов нет утечек.
- 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, что все основные КИПиА подключены и не находятся в режиме обхода.
- Произвести общий осмотр трубопроводов, трубопроводной арматуры, КИПиА и оборудования и доложить обо всех отклонениях.
- Проверить положение трубопроводной арматуры с ручным управлением и убедиться в том, что она находится в правильном положении.
- 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 потребление средств инженерного обеспечения и хим. реагентов не превышает установленного диапазона. Посредством текущих проверок и регулировок можно оптимизировать потребление хим. реагентов. Проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно у фланцев и присоединений.
- 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.
- Убедиться в том, что сальниковые уплотнения ручной трубопроводной арматуры имеют достаточную плотность для недопущения утечек, но при этом обеспечивают их свободное открытие/закрытие.
- 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.
- Вспомогательное оборудование должно проходить проверки и обслуживание в соответствии с действующими инструкциями.
- Манометры должны проходить проверку исправности и, при необходимости, повторную калибровку.

6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ

Основная задача Установки подготовки газа - выпускать товарный газ, соответствующий техническим условиям на экспорт в отношении точки росы и содержания сероводорода H_2S и меркаптана. Помимо топливного газа другими продуктами Установки подготовки газа являются СНГ (смесь C_3/C_4) и смесь конденсатов C_5+ . Установка 300 - входная газосепараторная установка входит в состав Установки подготовки газа.

6.2.1 Контроль коррозии

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 образования коррозии и действия по устранению высокорродированных участков позволяют эксплуатировать установку с наименьшими затратами при одновременном снижении эксплуатационных затрат в течение всего срока эксплуатации.

В систему можно добавить ингибитор коррозии в случае, когда углеродистая сталь имеет недостаточный запас на коррозию для снижения предполагаемого воздействия коррозии. В таких случаях обязательно проводить контроль коррозии для подтверждения достаточности 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. Поэтому выбор точек основывается на доскональном знании условий технологических процессов, материалов изготовления, структуры потока, скорости, внешних факторов, архивных данных и записей.

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

6.2.2 Точки контроля коррозии

Точки контроля коррозии на установке 300:

- Входной газосепаратор 300-VQ-001 оснащен съемным огнеупорным изоляционным материалом, а не цементным, что облегчает проведение неразрушающего контроля и инспекций посредством ультразвукового замера толщины в режиме онлайн.
 - На выходе пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-НА-101/201. В такой точке обеспечивается наличие пластин-индикаторов коррозии, ультразвуковой сенсор для замера толщины и датчик электрического сопротивления.
-

6.3 НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА УСТАНОВКИ

Нормы технологического режима приведены ниже в Таблице 6.3.1 «РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРИ НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ»

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1)	Индикатор уровня входного газосепаратора	A1-3000-LI-001A/B/C/D/E/F	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радиоизотопный тип индикации уровня (Примечание: рекомендуемый уровень жидкости 25–40%)
2)	Индикатор уровня входного газосепаратора	A1-3000-LI-006	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радарный тип индикации уровня
3)	Контроллер индикатора уровня входного газосепаратора	A1-3000-LIC-006	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радарный тип перерегулирования уровня для 3000-FIC-006
4)	Индикатор уровня входного газосепаратора	A1-3000-LI-005	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радарный тип индикации уровня
5)	Контроллер индикатора уровня входного газосепаратора	A1-3000-LIC-005	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радарный тип перерегулирования уровня для 3000-FIC-006
6)	Индикатор уровня входного газосепаратора	A1-3000-LI-007 A/B/C/D/E/F	%	$\pm 2 \%$	12-93,5	Радиоизотопный тип индикации уровня (Примечание: рекомендуемый уровень жидкости 25–40%)
7)	Индикатор давления входного газосепаратора	A1-3000-PI-001	бар изб.	$\pm 1 \%$	65 - 85	Индикация давления
8)	Разрывная мембрана A1-3000-PSE-003 пропускающая	A1-3000-PI-005	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 9,6	Индикация давления, разрывная мембрана

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерител ьных приборов	Допускаем ые пределы технологич еских параметров	Примечание
9)	Разрывная мембрана A1-3000-PSE-004 пропускающая	A1-3000-PI-006	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 9,6	Индикация давления, разрывная мембрана
10)	Фильтр конденсата A1- 300-ZL-001A	A1-3000-PI-016A	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 9,6	Индикация давления, разрывная мембрана
11)	Фильтр конденсата A1- 300-ZL-001A	A1-3000-PI-016B	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 9,6	Индикация давления, разрывная мембрана
12)	Фильтр конденсата A1- 300-ZL-001A	A1-3000-PI-022	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 10,1	Индикация давления, разрывная мембрана
13)	Фильтр конденсата A1- 300-ZL-001A	A1-3000-PI-026	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 7	Индикация давления, разрывная мембрана
14)	Разрывная мембрана A1-3000-PSE-025 пропускающая	A1-3000-PI-027	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 7	Индикация давления, разрывная мембрана
15)	Разрывная мембрана A1-3000-PSE-033 пропускающая	A1-3000-PI-034	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 10,1	Индикация давления, разрывная мембрана
16)	Температура корпуса входного газосепаратора	A1-3000-TT-001A	град. С	$\pm 1 \%$	(-5) - 60	Индикация температуры
17)	Температура корпуса входного газосепаратора	A1-3000-TT-001B	град. С	$\pm 1 \%$	(-5) - 60	Индикация температуры
18)	Температура корпуса входного газосепаратора	A1-3000-TT- 001C	град. С	$\pm 1 \%$	(-5) - 60	Индикация температуры
19)	Температура корпуса входного газосепаратора	A1-3000-TT- 001D	град. С	$\pm 1 \%$	(-5) - 60	Индикация температуры
20)	Температура на выходе газопровода входного газосепаратора	A1-3000-TT-003	град. С	$\pm 1 \%$	(-15) - 31	Индикация температуры
21)	Температура на выходе 28" трубы пальцевого	A1-3000-TT-007		$\pm 1 \%$	(-15) - 31	Индикация температуры

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
	типа входного газосепаратора		град. С			
22)	От манифольда выкидной линии компрессора газа мгновенного испарения на установку 300	A1-3000-PT-018	бар изб.	$\pm 1 \%$	63 - 72,5	Индикация давления
23)	Фильтр конденсата A1-300-ZL-001A. Индикатор перепада давления	A1-3000-PDI-013A	бар	$\pm 1 \%$	Не более 0,1	Индикация дифференциального давления
24)	Фильтр конденсата A1-300-ZL-001B. Индикатор перепада давления	A1-3000-PDI-013B	бар	$\pm 1 \%$	Не более 0,1	Индикация дифференциального давления
25)	Индикатор давления после клапана PCV-009	A1-3000-PT-009	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 36	Индикация давления, эУИ 15670
26)	Индикатор давления после клапана PCV-010	A1-3000-PT-010	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 36	Индикация давления, эУИ 15670
27)	Индикатор и контроль расхода конденсата входного газосепаратора	A1-3000-FIC-006	м³/ч	$\pm 4 \%$	Должно быть менее 160 (по проекту пробной эксплуатации)	Индикация и контроль расхода с уровнем во входном газосепараторе
28)	Расход сернистого газа на теплообменник "влажный газ / сырьевой газ"	A1-3001/2-FI-001	ст. м³/час	$\pm 4 \%$	180000–340000 (ТЛ 1) / 180000–340000 (ТЛ 2)	Индикация расхода, эУИ 25925
29)	Давление сернистого газа на входе в теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001/2-PI-010	бар изб.	$\pm 1 \%$	64-73,5	Индикация давления
30)	Давление в межтрубном пространстве пароперегревателя 300-НА-1/201	A1-3001/2-PI-018	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 5	Индикация давления
31)	Разрывная мембрана A1-3001/2-PSE-004 пропускающая	A1-3001/2-PI-006	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 0,62	Индикация давления, разрывная мембрана

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
32)	Разрывная мембрана А1-3001/2-PSE-005 пропускающая	A1-3001/2-PI-007	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 0,4	Индикация давления, разрывная мембрана
33)	Разрывная мембрана А1-3001/2-PSE-019 пропускающая	A1-3001/2-PI-021	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 0,2	Индикация давления, разрывная мембрана
34)	Разрывная мембрана А1-3001/2-PSE-020 пропускающая	A1-3001/2-PI-022	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 0,2	Индикация давления, разрывная мембрана
35)	Давление сернистого газа на смесителе сырого газа	A1-3001/2-PIC-001	бар изб.	$\pm 1 \%$	64-73,5	Регулирование давления
36)	Температура обессеренного газа на выходе теплообменника «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001/2-TIC-005	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	20-36	Регулирование температуры
37)	Обессеренный газ на входной сепаратор осушки	A1-3001/2-TI-006	°C		Не менее 18	Индикация температуры
38)	Температура сернистого газа на выходе теплообменника «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001/2-TI-016	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	25-55,7	Индикация температуры (эУИ 26440)
39)	Расход обессеренного газа на теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001/2-FI-012	ст. м³/час	$\pm 4 \%$	Не более 222900	Индикация скорости потока (эУИ 26440)
40)	Температура обессеренного газа от компрессора товарного газа к теплообменнику «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001/2-TI-024	°C	$\pm 1 \%$	не менее 20	Индикация температуры
41)	Перепад давления на 3001/2-ESV-017 на входе в установку удаления ртути	A1-3001/2-PDI-032	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 1	Индикация давления

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
42)	Разрывная мембрана А1-3000-PSE-052 пропускающая	А1-3001/2-РТ - 051	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 6	Индикация давления, разрывная мембрана
43)	Разрывная мембрана А1-3000-PSE-055 пропускающая	А1-3001/2-РТ - 054	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 6	Индикация давления, разрывная мембрана
44)	Разрывная мембрана А1-3000-PSE-058 пропускающая	А1-3001/2-РТ - 057	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 6	Индикация давления, разрывная мембрана
45)	Разрывная мембрана А1-3000-PSE-061 пропускающая	А1-3001/2-РТ - 060	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не более 6	Индикация давления, разрывная мембрана
46)	Давление обессеренного газа от компрессора товарного газа к теплообменнику «влажный газ / сырьевой газ»	А1-3001/2-РІС-012	бар изб.		Не более 67	Регулятор давления
47)	Расход сернистого газа на пароперегреватель подаваемого сернистого газа	А1-3001/2-ІІС-003	ст. м³/час	$\pm 4 \%$	Не более 375 995 (определено при стандартных условиях при 15.6 град. С), не более 387 000 (определено при стандартных условиях при 20 град. С)	Регулирование скорости потока (эУИ 23109 и эУИ 26493)
48)	Температура сернистого газа на входе на пароперегреватель	А1-3001/2-ТІ-009	°С	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	38-58,5	Индикация температуры согласно эУИ 26440

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерител ьных приборов	Допускаем ые пределы технологич еских параметров	Примечание
	подаваемого сернистого газа					
49)	Уровень жидкости в каплеотбойном сепараторе сернистого газа	A1-3001/2-LIC- 001	%	$\pm 2 \%$	25-44	ПИД- регулирование согласно эУИ 18531
50)	Каплеотбойный сепаратор сернистого газа Расход конденсата	A1-3001/2-FI-004	м³/ч	$\pm 4 \%$	Не более 25	Индикация скорости потока
51)	Анализатор точки росы сернистого газа (вода)	A1-3001/2-AI-001	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Н/П	Индикация содержания влаги (демонтирован согласно УИ 17547)
52)	Расход газа мгновенного испарения на каплеотбойный сепаратор сернистого газа	A1-3001/2-FIC- 007	ст. м³/час	$\pm 4 \%$	20000-60000	Регулирование расхода
53)	От манифольда выкидной линии компрессора газа мгновенного испарения на установку 300	A1-3000-PDI-031	бар	$\pm 1 \%$	Не более 1	Индикация давления
54)	Пароперегреватель подаваемого сернистого газа, Температура вы выходе из трубного пространства	A1-3001/2-TIC- 013	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	38-57	Регулирование температуры согласно эУИ 26440
55)	Пароперегреватель подаваемого сернистого газа, Температура вы выходе из трубного пространства	A1-3001/2-TI-027	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Не менее 30	Индикация температуры
56)	СЕРНИСТЫЙ ГАЗ НА ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛ Ь СЕРНИСТОГО ГАЗА НА-101	A1-3001/2-FI-003	ст. м³/ч	$\pm 4 \%$	Не более 387000	Индикация расхода (в динамическом режиме), эУИ 26440
57)	Температура ртутного слоя	A1-3001/2-TI-056	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Не менее 30	Индикация температуры

№ п/п	Стадия технологического процесса, сосуд, технологическое оборудование и переменные параметры технологического процесса	Номер позиции прибора на схеме КИП	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерител ьных приборов	Допускаем ые пределы технологич еских параметров	Примечание
58)	Уровень жидкости в конденсатной емкости пароперегревателя подаваемого сернистого газа	A1-3001/2-LIC-012	%	$\pm 2 \%$	Не менее 10	ПИД-регулирование согласно ЭУИ 18531
59)	Анализатор ртути на входе Установки удаления ртути	A1-3001/2-AI-051	мкг/ст. . м ³	$\pm 2 \%$	Не в работе	Индикация концентрации
60)	Анализатор ртути на выпуске Установки удаления ртути	A1-3001/2-AI-052	мкг/ст. . м ³	$\pm 2 \%$	Не в работе	Индикация концентрации
61)	Анализатор ртути в слое установки удаления ртути	A1-3001/2-AI-053	мкг/ст. . м ³	$\pm 2 \%$	Не в работе	Индикация концентрации
62)	Перепад давления на фильтре 300-ZL-1/201B в установке удаления ртути	A1-3001/2-PDT-065	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не в работе	Индикация перепада давления
63)	Перепад давления на фильтре 300-ZL-1/201A в установке удаления ртути	A1-3001/2-PDT-068	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не в работе	Индикация перепада давления
64)	Падение давления на слое удаления ртути	A1-3001/2-PDI-070A	бар изб.	$\pm 1 \%$	Не в работе	Индикация перепада давления
65)	Температура сернистого газа на входе в емкость удаления ртути	A1-3001/2-TI-051	°C	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	Не в работе	Индикация температуры

7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Управление установкой подготовки газа осуществляется из центральной диспетчерской (ЦД) с использованием концепции Интегрированной системы управления и аварийной защиты (ИСУиАЗ), состоящей главным образом из Распределенной системы управления (PCY), Системы аварийного останова (АО) и Системы обнаружения пожара и газа (Пиг). При этом PCY служит в качестве основного центра диспетчерского управления и командования.

Эти системы установлены в здании Центральной диспетчерской (ЗЦД) и блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи. Блок-бокс расположен в непосредственной близости от Установки подготовки газа и включает в себя все стойки оборудования ИСУиАЗ, панели управления вращающегося оборудования и регуляторы.

Кабели магистральной сети передачи данных прокладываются от ЗЦД к блок-боксам, соединяя системы в одну сеть для формирования ИСУиАЗ. Это достигается за счет резервирования сети АО/Пиг и резервной сети PCY. ЗЦБ, обслуживаемый персоналом, имеет все необходимые пульта управления для полного и безопасного пуска, мониторинга, контроля и останова установки. Каждый блок-бокс спроектирован на автоматическое управление.

Для контроля работы Установки, мониторинга систем безопасности и средств контроля блока реализован подход «единого окна». Принцип «единого окна» обеспечивается системой PCY через соответствующие интерфейсы с другими системами или непосредственно интегрируется с равноправными узлами.

Комплексные системы управления технологическим процессом Установки подготовки газа, установленные на наземном комплексе, не имеют локальных панелей управления, а интегрированы в PCY. В здании ЦД имеются средства контроля системы видеонаблюдения (CB), ГС/ОО, телефоны и радиоприемники. Помимо этого, оператор системы PCY контролирует процесс посредством устройств визуального отображения (УВО), клавиатур и других входных устройств. Предусмотрен пульт общих услуг, который имеет жестко смонтированные кнопки для управления дренчерной/ продувочной системой и функциями ручного АО.

Матрица системы Пиг представлена в ЦД. Инженерные рабочие станции для PCY, CAO и системы обнаружения пожара и газа установлены в специальном офисе. Все кабели PCY, АО и Пиг между блок-боксом для КИПиА и средств спутниковой связи №2 и полевым оборудованием проложены к распределительным шкафам, находящимся в помещениях оборудования блок-боксов для КИПиА и средств спутниковой связи Очереди 1 и Очереди 2.

Система сигнализации уведомляет обслуживающий персонал об отклонениях от нормальных рабочих параметров. Система АО служит для защиты от чрезвычайных ситуаций и отключает технологическое оборудование, когда существует опасность возникновения чрезвычайной ситуации, включая отключения, сбои, отказы и отклонения от нормальной работы технологического оборудования, перебои в работе оборудования и систем управления, нарушения подачи сырья и средств обеспечения (вода, воздух, топливный газ, пар и энергоснабжение), повышенные (пониженные) рабочие параметры (давление, уровень, температура, расход, степень очистки), утечки, активация газовой и пожарной сигнализации, ограниченное получение продукции транспортирующей компанией. Сброс давления в системе на факел и / или перенаправление входных потоков систем на факелы является частью процедуры АО.

Дополнительные сведения см. в описаниях принципов управления, ссылка [Е.50]. В листах технических данных с описанием принципов управления приводятся подробные стратегии проектирования различных контуров управления непрерывного действия для установки подготовки газа.

Существуют различные документы CAIM (контроль, автоматика, контрольно-измерительные приборы, замеры), которые были выпущены для обновления и/или изменения PCY, АО, систем автоматики и измерения. Ниже приводятся примеры рассматриваемых проблем:

- рационализация датчика уровня входного газосепаратора (использование радиоизотопных датчиков, исправлены уставки аварийных сигналов и отключения);

- откорректирована логика продувки входного газосепаратора;
- откорректировано регулирование температуры теплообменника «влажный газ / сырьевой газ».

7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Средства контроля технологического процесса также включают график лабораторных анализов, поточные анализаторы и мониторинг атмосферного воздуха (как в помещении, так и на открытом воздухе) с использованием детекторов газа. Также по мере необходимости могут быть собраны образцы для проверки результатов анализатора.

Поточный анализ является важной функцией Установки 300 для мониторинга работы процесса разделения газа на входе и проверки качества продуктов.

Конечной целью обработки углеводородного сырья состоит в том, чтобы производить потоки углеводородов, которые соответствуют всем техническим условиям, необходимым для их конечного использования. Чтобы достичь этой цели, необходимо определить характеристики важных физических и химических свойств различных потоков установки с применением особых лабораторных процедур аналитического контроля. Таким образом, успешная работа Установки 300 в значительной степени зависит от надлежащего выполнения аналитических процедур контроля качества.

График проведения лабораторных анализов и перечень поточных анализаторов Установки 300 представлены в таблице ниже.

График лабораторного аналитического контроля и перечень поточных анализаторов установки 300 КПЭ технологических процессов приведены в таблице 7.1.1 ниже.

Таблица 7.1.1 – График лабораторного аналитического контроля

№ п/п	Наименование стадии процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (установка КИПиА)	Анализируемые параметры	Ед. изм.	Норма / предполагаемое значение	Периодичность Отбора проб
1	2	3	4	5	7	8
1	На входе аминового абсорбера*	3301/2-S-001	Hg	мкг/ст. м ³	<=0,01	ежегодно

ПРИМЕЧАНИЕ: * Проба отбирается на входе в аминовый абсорбер, поскольку установка удаления ртути не используется и, следовательно, точки отбора проб недоступны.

Таблица 7.1.2 – Поточные анализаторы

№ п/п	Номер позиции, технологический поток	Анализируемые параметры	Метод анализа / Принцип измерения	Норма / предполагаемое значение	Периодичность	Система контроля
1	A1-3001/2-АТ-001	Содержание влаги	Микровесы на кристалле кварца	Н/Д	Онлайн	PCY

ПРИМЕЧАНИЕ: поточные анализаторы Установки 300: А1-3001/2-АТ-051, А1-3001/2-АТ-052, А1-3001/2-АТ-053 были демонтированы согласно ЭУИ 23672.

7.2 УСТРОЙСТВА СИГНАЛИЗАЦИИ И БЛОКИРОВОК

Как правило, все аварийные сигналы, ведущие к аварийному останову в результате срабатывания системы АО, сопровождаются предварительными аварийными сигналами в РСУ. Для подачи сигналов тревоги, которые приводят к отключению, предусмотрены специальные КИПиА. В зависимости от анализа класса безопасности эксплуатации оборудования (УЦС) контур функции защиты КИП (IPF) проектируется и конфигурируется таким образом, чтобы обеспечить безопасные отключения.

Все аварийные сигналы, связанные с отключениями в системе АО, передаются в РСУ для просмотра на рабочих станциях оператора РСУ. При активации аварийного сигнала статус аварийного сигнала и время возникновения записываются в журнал регистрации событий. После сброса аварийного сигнала статус аварийного сигнала и время появления записываются в журнал регистрации событий.

Стандартное взаимодействие оператора с системами аварийного останова должно осуществляться через рабочие станции оператора РСУ. Операторы должны иметь возможность инициировать ручные блокировки, ограничения и сброс с помощью рабочих станций оператора РСУ, а данные должны передаваться в электронном виде в системы АО. Никакие блокировки выходных сигналов в системе АО не допускаются. Состояние системы АО в целом должно просматриваться на рабочих станциях операторов РСУ.

Системы АО оснащены выключателями блокировки для технического обслуживания (ВБТО) для проверки ремонта/калибровки основных элементов без активации функции исполнительного останова.

Ввод в эксплуатацию объектов возможен после ручного сброса. В зависимости от уровня АО ручной сброс функции АО осуществляется следующим образом:

- Останов уровня 1а/1b — сброс при помощи аппаратных средств из здания главной операторной;
- Останов уровня 2 — сброс при помощи аппаратных средств на месте;
- Останов уровня 3 — сброс при помощи программных средств из РСУ.

Предусмотрены средства перерегулирования при пуске, а также автоматические средства сброса после выхода на нормальный рабочий режим. Оборудование определенного уровня имеет ограничение по количеству автоматических сбросов в час.

7.3 УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ СИГНАЛАМИ

Генерируемые сигналы тревоги направляются на рабочие станции, принтеры и серверы архивных данных системы управления информацией в режиме реального времени (СУИРВ). Все аварийные сигналы должны отправляться на регистраторы аварийных сигналов IMAC и серверы архивных данных системы управления информацией в режиме реального времени (СУИРВ) помимо выбранных АРМ операторов РСУ.

Извещатели представляют собой кнопочные панели, позволяющие назначать сигналы тревоги отдельным кнопкам. При получении сигнала тревоги, назначенного определенной кнопке, ее светодиод начинает мигать, при нажатии на эту кнопку оператор получает доступ к схеме, отображающей сигнал тревоги. Извещатели, установленные на рабочих станциях, настраиваются на подачу звуков разной тональности при получении сигналов тревоги. Вне зависимости от конфигурации кнопочной панели извещателя направляемые на рабочие станции сигналы тревоги сопровождаются звуковым оповещением.

7.3.1 Приоритеты

Приоритеты аварийных сигналов блоков управления РСУ - 1 (наивысший) до 5 (самый низкий). Приоритеты аварийных сигналов обычно устанавливаются в проекте функционального блока и группируются по технологическим участкам следующим образом. В рамках программы постоянной рационализации сигнализаций также выполнен пересмотр приоритетов сигнализаций для некоторых участков.

Приоритет 5	Регистрируемые, т. е. аварийные сигналы, которые запускают/останавливают приборы. Это также должно включать в себя плохие показания ПиГ, неисправности линии и т. д. (исходя из принципа, что они будут передаваться как аварийный сигнал тревоги в пожароопасной зоне).
Приоритет 4	Обычный аварийный сигнал технологического процесса, неисправности детектора ПиГ по пожароопасным зонам
Приоритет 3	Аварийные сигналы важных технологических процессов, требующих вмешательства оператора, одиночные сигналы тревоги ПиГ, кроме тех, что специально указаны в качестве приоритета 1 или 2.
Приоритет 2	Критически важные аварийные сигналы предварительного оповещения PCY, требующие срочного вмешательства оператора, любые одиночные аварийные сигналы по сероводороду H ₂ S, одиночный аварийный сигнал ПиГ системы в зоне действия.
Приоритет 1	АО 1,2 и 3 / Подтвержденные аварийные сигналы ПиГ ((т. е. мажоритарный элемент «один из одного»), РПВ, одиночный аварийный сигнал содержания газа в укрытиях для персонала, аварийные сигналы ГО/ОО.

7.3.2 Подтверждение аварийных сигналов

Аварийные сигналы подтверждаются на странице сигнализации PCY, которая вызывается программной кнопкой на ЧМИ «FoxView» PCY и с помощью ЧМИ FoxView вызовом оверлеев с мнемосхем. Подтверждение всех аварийных сигналов зависит от уровней защиты доступа.

Звуковые аварийные сигналы глушатся нажатием кнопки на извещателе или выбором программной кнопки на ЧМИ «FoxView» PCY. Звуковые аварийные сигналы глушатся и могут выключаться на рабочей станции группами.

7.3.3 7.3.3 Подавление

Аварийные сигналы отдельных контрольно-измерительных приборов могут подавляться при помощи ЧМИ PCY. Аварийные сигналы также могут блокироваться, воспроизводиться повторно по истечении заданного времени и т. д. Эта функция полезна для подавления ложных срабатываний сигнализации, вызванных пульсациями.

В PCY аварийные сигналы могут блокироваться на уровне блока управления, например, реле низкого расхода на насосе может быть заблокировано, когда насос остановлен, или на уровне участка, например, все сигналы тревоги с комплектной установки могут быть заблокированы на время технического обслуживания оборудования с управлением от ПЛК или в случае отказа последовательного канала.

7.3.4 Повторение аварийных сигналов

Аварийные сигналы, генерируемые блоками управления, повторяются по истечении времени, заданного таймером повторного воспроизведения, если сигнализация все еще активна (независимо от подтверждения). Аварийные сигналы обозначаются как неподтвержденные. Повторение аварийных сигналов может быть включено или выключено для блока управления в целом. Для всех аварийных сигналов в блоке управления задается один и тот же интервал времени.

7.3.5 Аварийные сигналы АО и ПиГ, поступившие первыми

Логика определения аварийных сигналов АО и ПиГ, поступивших первыми, находится в системе «Triconex» и передается последовательно посредством системы «Triconex» для вывода в PCY.

В PCY не предусмотрены средства конфигурирования аварийных сигналов, поступивших первыми, независимо от входных сигналов АО.

7.3.6 Блокировка CAO

В PCY предусмотрена возможность блокировки АО по последовательному каналу, соединяющему PCY с системой АО. Блокировки в системе АО должны включаться для разрешения запросов PCY. Предусмотрена передача данных о фактическом состоянии блокировки по каналу обратной связи для подачи аварийного сигнала, если фактическое состояние блокировки отличается от ее требуемого состояния.

7.3.7 Перечень аварийных сигналов и блокировок

Обобщенные данные из перечня аварийных сигналов и блокировок приводятся в таблице ниже.
См. ссылки [Е.21, Е.22].

Данные уставок аварийных сигналов и блокировок установки 300 представлены в таблице ниже.

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	A1-3000-LT-003	Датчик уровня	%							95,0	Действие 2oo2 с LT-008, когда в эксплуатации находятся все 4 секции труб. Действие: закрыть отсекающий клапан на входе и выходе входного газосепаратора VQ-001 также клапан на байпасе
2.	A1-3000-LT-008	Датчик уровня	%							95,0	Действие 2oo2 с LT-003, когда в эксплуатации находятся все 4 секции труб. Действие: закрыть отсекающий клапан на входе и выходе входного газосепаратора VQ-001 также клапан на байпасе
3.	A1-3000-LT-004	Датчик уровня	%							4,0	Действие 2oo2 с LT-009, когда в эксплуатации находятся все 4 секции труб. Действие: Отключение из-за критически низкого значения Заккрыть отсекающий клапан на выходе конденсата входного газосепаратора VQ-001

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4.	A1-3000-LT-009	Датчик уровня	%						4,0		Действие 2002 с LT-004, когда в эксплуатации находятся все 4 секции труб. Действие: Отключение из-за критически низкого значения Закреть отсекающий клапан на выходе конденсата входного газосепаратора VQ-001
5.	A1-3000-LT-006	Датчик уровня	%		12		12	93,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
6.	A1-3000-LT-001	Датчик уровня	%		12	93,5	12	93,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении (Примечание: рекомендуемый уровень жидкости 25-40%)
7.	A1-3000-LT-005	Датчик уровня	%		12		12	93,5			Аварийный сигнал о низком значении

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	Н (макс.)	LL (мин.)	НН (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8.	A1-3000-LT-007	Датчик уровня	%		12	93,5	12	93,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении(Примечание: рекомендуемый уровень жидкости 25-40%)
9.	A1-3000-PT-009	Давление	бар изб.			36		36			Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 15670
10.	A1-3000-PT-010	Давление	бар изб.			36		36			Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 15670
11.	A1-3000-PDT-013A	Дифференц иальное давление	бар			0,1		0,1			Аварийный сигнал о высоком значении
12.	A1-3000-PDT-013B	Дифференц иальное давление	бар			0,1		0,1			Аварийный сигнал о высоком значении
13.	A1-3000-PT-001	Давление	бар изб.	96,35 / полный вакуум		85		85			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
14.	A1-3000-PT-005	Давление	бар изб.			9,6		9,6			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970-198, разрывная мембрана

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15.	A1-3000-PT-006	Давление	бар изб.			9,6		9,6			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана
16.	A1-3000-PT-016A	Давление	бар изб.			9,6		9,6			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана
17.	A1-3000-PT-016B	Давление	бар изб.			9,6		9,6			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана
18.	A1-3000-PT-022	Давление	бар изб.			10,1		10,1			Аварийный сигнал о высоком значении, САИМ 970–198, разрывная мембрана
19.	A1-3000-PT-026	Давление	бар изб.			7,0		7,0			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана
20.	A1-3000-PT-027	Давление	бар изб.			7,0		7,0			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана
21.	A1-3000-PT-034	Давление	бар изб.			10,1		10,1			Аварийный сигнал о высоком значении САИМ 970–198, разрывная мембрана

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	A1-3000-ТТ-001А	Температур а	°C	75/-45	-5	60	-5	60	-15		Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении/ Отключение из-за критически низкого значения, 2004 инициирует систему аварийного останова Уровень 2 на входном газосепараторе
23.	A1-3000-ТТ-001В	Температур а	°C	75/-45	-5	60	-5	60	-15		Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении/ Отключение из-за критически низкого значения, 2004 инициирует систему аварийного останова Уровень 2 на входном газосепараторе

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
24.	A1-3000-TT-001C	Температур а	°C	75/-45	-5	60	-5	60	-15		Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении/ Отключение из-за критически низкого значения, 2004 инициирует систему аварийного останова Уровень 2 на входном газосепараторе
25.	A1-3000-TT-001D	Температур а	°C	75/-45	-5	60	-5	60	-15		Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении/ Отключение из-за критически низкого значения, 2004 инициирует систему аварийного останова Уровень 2 на входном газосепараторе
26.	A1-3000-TT-003	Температур а	°C	75-/45	-15	31	-15	31			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении/ согласно эУИ 16174

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
27.	A1-3000-TT-007	Температур а	°С	75/-45	-15	31	-15	31			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении согласно эУИ 16174
28.	A1-3000-PT-018	Давление	бар изб.		63	72,5	63	72,5			Отключение из-за критически низкого значения согласно эУИ 16535
29.	A1-3001-FT-001	Датчик расхода	ст. м³/ч		180000	340000	18000 0	340000			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении согласно эУИ 16290, эУИ 25925
30.	A1-3001-FT-003	Датчик расхода	ст. м³/ч			387000		387000			Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 26440
31.	A1-3001-FT-004	Датчик расхода	м³/ч			25		25			Аварийный сигнал о высоком значении
32.	A1-3001-FT-007	Датчик расхода	ст. м³/ч		20000	60000	20000	60000			Аварийный сигнал о низком значении Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 16290
33.	A1-3001-PDT-031	Датчик перепада давления	бар			1		1			До 3001-ESV-006

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
34.	A1-3001-LT-001	Датчик уровня	%		25	44	25	44			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
35.	A1-3001-LT-003	Датчик уровня	%							51	Отключение из-за критически высокого значения
36.	A1-3001-LT-004	Датчик уровня	%						56		Отключение из-за критически низкого значения САИМ 300-011 Закреть отсекающий клапан в каплеотбойном сепараторе сернистого газа VN-101 на выходе конденсата
37.	A1-3001-LT-012	Датчик уровня	%		8,4	98,3	8,4	98,3			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
38.	A1-3001-PT-001	Датчик давления	бар изб.	80 / полный вакуум	64	73	64	73			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении согласно зУИ 22197

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
39.	A1-3001-PT-002 A/B/C	Датчик давления	бар изб.	80 (трубная часть)						80	Отключение из-за критически высокого значения Голосование 2oo3 закроет отсекающие клапаны для кислого газа на Очередь 1.
40.	A1-3001-PT-006	Датчик давления	бар изб.			0,62		0,62			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
41.	A1-3001-PT-007	Давление	бар изб.			0,4		0,4			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
42.	A1-3001-PT-010	Давление	бар изб.	80	64	73,5	64	73,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении /
43.	A1-3001-PT-018	Давление	бар изб.	6 / полный вакуум (межтрубно е пространст во)		5		5		5,5	Аварийный сигнал о критически высоком значении согласно ЭУИ 18100 Закреть отсекающие клапаны для пароперегревателя подаваемого сернистого газа НА-101 и конденсата от пароперегревателя подаваемого сернистого газа НА-101

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
44.	A1-3001-PT-021	Давление	бар изб.			0,2		0,2			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
45.	A1-3001-PT-022	Давление	бар изб.			0,2		0,2			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
46.	A1-3001-TT-005	Температур а	°C		16	36	20	36			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении эУИ 21706
47.	A1-3001-TT-006	Температур а	°C		18		18				Аварийный сигнал о низком значении
48.	A1-3001-TT-009	Температур а	°C	100/-36	38	58,5	38	58,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении согласно эУИ 16290 эУИ 26440
49.	A1-3001-TT-013	Температур а	°C	185/-36	43,5	57	43,5	57			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении эУИ 16290/24088 эУИ 26440

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
50.	A1-3001-ТТ-016	Температур а	°С	82/ -36 (трубная часть)	25	55,7	25	55,7			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении эУИ 16290 эУИ 26440
51.	A1-3001-РТ-012	Давление	бар изб.			67		67			Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 16290
52.	A1-3001-ТТ-024	Температур а	°С		20		20				Аварийный сигнал о низком значении, эУИ 16290
53.	A1-3001-PDT-032	Дифференц иальное давление	бар			1 (Н/П)		1 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
54.	A1-3001-РТ-051	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
55.	A1-3001-РТ-054	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
56.	A1-3001-РТ-057	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
57.	A1-3001-РТ-060	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
58.	A1-3001-PDT-065	Дифференц иальное давление	мбар			100 (Н/П)		100 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
59.	A1-3001-PDT-068	Датчик дифференц иального давления	мбар			100 (Н/П)		100 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
60.	A1-3001-PDT-070	Дифференц иальное давление	мбар			300 (Н/П)		300 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
61.	A1-3001-TT-051	Температур а	°C		46	82	46	82			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
62.	A1-3001-TT-026A	Температур а	°C	185/ -36 (межтрубно е пространст во)	0				0		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровень 2, ЭУИ 22460

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
63.	A1-3001-ТТ-026В	Температур а	°С	185/ -36 (межтрубно е пространст во)	0				0		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2, ЭУИ 22460
64.	A1-3001-ТТ-027	Температур а	°С	185/ -36 (межтрубно е пространст во)	30		30				Аварийный сигнал о низком значении эУИ 16290
65.	A1-3001-ТТ-055А/В	Температур а	°С						-15 (Н/П)		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
66.	A1-3001-ТТ-056	Температур а	°С		30 (Н/П)		30 (Н/П)				Аварийный сигнал о низком значении, эУИ 22460, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
67.	A1-3002-FT-001	Датчик расхода	ст. м³/ч		180000	340000	18000 0	340000			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении согласно эУИ 25925
68.	A1-3002-FT-003	Датчик расхода	ст. м³/ч			387000		387000			Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 26440
69.	A1-3002-FT-004	Датчик расхода	м³/ч			25		25			Аварийный сигнал о высоком значении
70.	A1-3002-FT-007	Датчик расхода	ст. м³/ч		20000	60000	20000	60000			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
71.	A1-3002-PDT-031	Перепад давления	бар			1		1			Аварийный сигнал о высоком значении
72.	A1-3002-LT-001	Уровень	%		25	44	25	44			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
73.	A1-3002-LT-003	Уровень	%							51	Отключение из-за критически высокого значения

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
74.	A1-3002-LT-004	Уровень	%						56		Отключение из-за критически низкого значения, Заккрыть отсекающий клапан для каплеотбойного сепаратора сернистого газа VN-201 на выходе конденсата
75.	A1-3002-LT-012	Уровень	%		10		10				Аварийный сигнал о низком значении
76.	A1-3002-PT-001	Давление	бар изб.	80 / полный вакуум	64	73	64	73			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении
77.	A1-3002-PT-002 A/B/C	Давление	бар изб.	80						80	Отключение из-за критически высокого значения Голосование 2oo3 закрое т отсекающие клапаны для кислого газа на Очередь 2.
78.	A1-3002-PT-006	Давление	бар изб.			0,62		0,62			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
79.	A1-3002-PT-007	Давление	бар изб.			0,4		0,4			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
80.	A1-3002-PT-010	Давление	бар изб.		64,5	73,5	64,5	73,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении (согласно эУИ 24615)
81.	A1-3002-PT-018	Давление	бар изб.	6 / полный вакуум (межтрубно е пространст во)		5		5		5,5	Отключение из-за критически высокого значения Закреть отсекающие клапаны для пароперегревателя подаваемого сернистого газа НА-201 и конденсата от пароперегревателя подаваемого сернистого газа НА-201
82.	A1-3002-PT-021	Давление	бар изб.			0,2		0,2			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
83.	A1-3002-PT-022	Давление	бар изб.			0,2		0,2			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
84.	A1-3002-TT-005	Температур а	бар изб.		20		20				Аварийный сигнал о низком значении, эУИ 21706
85.	A1-3002-TT-006	Температур а	°С		18		18				Аварийный сигнал о низком значении

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	Н (макс.)	LL (мин.)	НН (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
86.	A1-3002-ТТ-009	Температур а	°С	100/-36	38	58,5	38	58,5			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении эУИ 26440
87.	A1-3002-ТТ-013	Температур а	°С	185/ -36 (трубная часть)	43,5	57	43,5	57			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении эУИ 16290/24088 эУИ 26440
88.	A1-3002-ТТ-016	Температур а	°С	82/-36 (Трубное пространст во)	25	55,7	25	55,7			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении, эУИ 26440
89.	A1-3002-РТ-012	Давление	бар изб.			67		67			Аварийный сигнал о высоком значении, согласно эУИ 16290
90.	A1-3002-ТТ-024	Температур а	°С		20		20				Аварийный сигнал о низком значении, согласно эУИ 16290
91.	A1-3002-PDT-032	Дифференц иальное давление	бар			1 (Н/П)		1 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
92.	A1-3002-РТ-051	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
93.	A1-3002-PT-054	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
94.	A1-3002-PT-057	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
95.	A1-3002-PT-060	Давление	бар изб.			6 (Н/П)		6 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, разрывная мембрана
96.	A1-3002-PDT-065	Дифференц иальное давление	мбар			100 (Н/П)		100 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
97.	A1-3002-PDT-068	Дифференц иальное давление	мбар			100 (Н/П)		100 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
98.	A1-3002-PDT-070	Дифференц иальное давление	мбар			300 (Н/П)		300 (Н/П)			Аварийный сигнал о высоком значении, Установка удаления ртути не введена в эксплуатацию
99.	A1-3002-TT-051	Температур а	°С		46	82	46	82			Аварийный сигнал о низком значении / Аварийный сигнал о высоком значении

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
100.	A1-3002-ТТ-026А	Температур а	°С	185/ -36 (межтрубно е пространст во)					0		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2 (эУИ 22460)
101.	A1-3002-ТТ-026В	Температур а	°С	185/ -36 (межтрубно е пространст во)					0		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2 (эУИ 22460)
102.	A1-3002-ТТ-027	Температур а	°С	185/ -36 (межтрубно е пространст во)	30		30				Аварийный сигнал о низком значении эУИ 16290
103.	A1-3002-ТТ-055А	Температур а	°С						-15		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2

№ п/п	Маркировочный номер КИП*	Рабочие параметры	Ед. изм.	Критическ ий параметр (Дизайн оборудова ния)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Действия, выполняемые при блокировке
					Мин.	Макс.	Сигнализация		Блокировка		
							L (мин.)	H (макс.)	LL (мин.)	HH (макс.)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
104.	A1-3002-ТТ-055В	Температур а	°С						-15		Отключение из-за критически низкого значения, мажоритарная схема 2oo2 инициирует систему аварийного останова Уровня 2
105.	A1-3002-ТТ-056	Температур а	°С		30 (Н/П)		30 (Н/П)				Аварийный сигнал о низком значении
106.	A1-3001-FT-012	Расход	ст. м³/ч			250000		250000			Аварийный сигнал о высоком значении
107.	A1-3002-FT-012	Расход	ст. м³/ч			250000		250000			Аварийный сигнал о высоком значении

Таблица 7.3.7.1 - Перечень аварийных сигналов и блокировок

8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Процедуры пуска для Установки 300 описаны в этом разделе. В них учитываются интерфейсы с другими объектами, расположенными за границами Установки 300. Предполагается, что на все необходимые системы инженерного обеспечения и факельные системы уже введены в эксплуатацию до пуска Установки 300.

Для предотвращения чрезмерных объемов сжигания на факеле во время пуска не следует начинать циркуляцию через аминовый абсорбер, пока установка серы находится в состоянии готовности к получению кислого газа.

Процедуры, представленные в настоящем руководстве, являются исключительно ориентировочными и служат для привлечения внимания к ряду особых мер предосторожности, подлежащих соблюдению в ходе пуска любых установок.

8.1 НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Обзор

В этом разделе рассматриваются различные аспекты, связанные с нормальной эксплуатацией впускной газосепарационной установки. После успешного первоначального ввода установки в эксплуатацию персонал вывел Установку 300 в нормальный режим работы. После этого требуется систематическое наблюдение со стороны операторов для поддержания заданных параметров и нормального протекания технологического процесса, соблюдение всех требуемых мер предосторожности и прогнозирование крупных и незначительных изменений в режиме эксплуатации. Ключевое значение для обеспечения безопасной и бесперебойной эксплуатации имеет взаимодействие с операторами установки подготовки газа ниже по потоку и производственных объектов морского комплекса выше по потоку.

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

Общие проверки

В следующих пунктах описываются действия, которые требуются от персонала на объектах производства и переработки, для безопасного поддержания непрерывной эксплуатации своих соответствующих объектов.

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

Обязанности оператора (Полевой Оператор и Оператор Пульта Управления)

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.

Надзор и мониторинг процесса являются основными обязанностями, которые должны выполнять операторы технологических объектов. Также они с должной ответственностью осуществлять реагирование и вмешательство, для поддержания работы в рамках допустимых параметров, определяемых эксплуатационными процедурами и ограничениями оборудования. Операторы осуществляют мониторинг и регулировку средств управления технологическим процессом посредством станций управления РСУ, чтобы обеспечить производство на технологической установке топливного газа, соответствующего требуемым техническим

условиям на продукцию. Операторы проводят периодический осмотр трубопроводов, трубопроводной арматуры, КИПиА и оборудования и сообщают обо всех отклонениях.

Также операторы проводят проверку следующего:

- 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 выполнять проверки для контроля того, что дренажные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, входных каплеотбойных сепараторов компрессоров, насосов и т. п. находятся в закрытом положении (нормально закрыты согласно СТКИП), а также проверки на предмет утечек из этих клапанов.
- 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.

РСУ 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 РСУ 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 охладителей для ее калибровки с учетом явления загрязнения теплообменников.

Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования

Габаритное вращающееся оборудование, такое как расширители и компрессоры снабжается системами мониторинга для обеспечения непрерывного контроля показателей температуры и вибрации подшипников. Если устройство контроля обнаруживает отклонение в показаниях, то сигнал тревоги оповещает об этом РСУ. В случае чрезмерного отклонения от нормы произойдет останов процесса работы агрегата.

Во время осмотра установок важно контролировать аномальные вибрации вращающегося оборудования. 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 ремонте оборудования. Систему уплотнения насосов требуется

контролировать на предмет бесперебойной работы и отсутствия утечек. Любые утечки/аномалии в работе насоса анализируются с точки зрения первопричины, чтобы избежать аварийного ремонта и для обеспечения бесперебойной работы установки. Во время эксплуатации следует не допускать кавитации насосов, так как это приведет к повреждению крыльчатки насосов. Во время посещения установки на месте фактического размещения насоса убедиться в плавном пуске насоса. Регулярное техобслуживание оборудования, например замена смазочного масла, должно соответствовать графику, рекомендованному производителями оборудования. Необходимо вести журнал учета технического обслуживания в соответствии с инструкциями 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.

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. Чтобы не допустить подобного останова технологических сооружений, предусмотрена программа планово-предупредительного техобслуживания, целью которой является регулярная проверка всех важных контрольно-измерительных приборов, включая систему 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 проверяются на работоспособность и, при необходимости, должны быть повторно откалиброваны.

8.2 ПУСК УСТАНОВКИ 300

8.2.1 Пуск установки 300, впускной газосепарационной установки

Впускная газосепарационная установка 300 состоит из впускного газожижкостного сепаратора 300-VQ-001 (предоставляемого другими), который получает сернистый газ из морских и впускных газосепарационных объектов. Газожижкостный сепаратор вводится в эксплуатацию до того, как УПГ будет готова принять поступающий из него сернистый газ. Давление в системе сепарации газа можно повысить до желаемого уровня с помощью пускового газа из выпускного патрубка КГМИ (подсоединяется к выпускному манифольду компрессора товарного газа) или из линии подачи газа из Макада (подключается к всасывающему манифольду компрессора товарного газа, который будет использоваться, когда КГМИ будет отключен). В следующем разделе подробно описана процедура пуска газосепарационных установок:

ВНИМАНИЕ: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПАРА ВО ВХОДНОМ ГАЗОСЕПАРАТОРЕ КАТЕГОРИЧЕСКИ ЗАПРЕЩЕНО!

Исходная конфигурация установки:

- Убедиться, что газожижкостный сепаратор открыт к получению газа из магистрали сернистого (завершена продувка и давление повышено до 5 бар (изб.)).
- Убедиться, что линия рециркуляции УПГ от нагнетательного манифольда компрессора товарного газа до впускного патрубка каплеотбойника сернистого газа 300-VN-101 открыта. Перевести 3001-FIC-003 в ручной режим и закрыть регулирующий клапан 3001-FCV-003.

- Убедиться, что линия от впускного манифольда сырьевого газа, т. е. от запорного клапана RB-115/117 сырьевого потока до каплеотбойника сернистого газа 300-VN-101 открыта вплоть до теплообменника «влажный газ / сырьевой газ» 300-NA-103 A/B/C/D, статического смесителя сернистого газа, 300-ZE-101, перегревателя подачи сернистого газа, емкости удаления ртути 300-NA-101, 300-VJ-101(на консервации), сменного фильтра 300-ZL-101A/B до запорного клапана установки 300.
- Примечание: сборка линии означает лишь открытие ручного запорного клапана.
- Подключить выпуск конденсата от каплеотбойника сернистого газа 300-VN-101 к впускному манифольда УПН. Закрывать 3001-LCV-00, переключив контроллер 3001-LIC-001 в автоматический режим с уставкой 40 или 50% (убедитесь, что 300-ESV-004 закрыт, так как нет жидкости).
- Закрывать клапан регулирования 3001-PCV-001, переключив контроллер 3001-PIC-001 в ручной режим с нулевым выходным сигналом.
- Открыть паропровод НД, идущий от коллектора к пароперегревателю подаваемого сернистого газа 300-NA-101, и конденсатопровод НД от емкости конденсата пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-VN-101.
- Открыть мерные трубки в каплеотбойнике сернистого газа 300-VN-101 и емкости конденсата пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-VN-102. Линия отвода конденсата от 300-VN-102 подсоединена к обратному коллектору конденсата. Переключить 3001-TIC-013/3001-LIC-012 в ручной режим и закрыть 3001-TCV-013.
- Проверить, что воздушники и дренажи приборов измерения уровня и стояков закрыты.
- Убедиться, что 3001-PSV-008 или 3001-PSV-009 открыт в направлении факельного коллектора.
- Убедиться, что слив жидкости из каплеотбойника сернистого газа 300-VN-101 в закрытую дренажную систему закрыт, и заглушка находится в закрытом положении.
- Убедиться, что линия подачи сернистого газа от впускного манифольда газа мгновенного испарения УПН подготовлена. Закрывать клапан регулирования 3001-FCV-007, переключив регулятор 3001-FIC-007 в ручной режим с нулевым выходным сигналом.
- Подготовить всю линию рециркуляции обессеренного газа (20-дюймовая) от нагнетательного манифольда компрессора товарного газа до впускного манифольда сырьевого газа. Держать 3000-HCV-002 в закрытом положении.
- Открыть коллектор обессеренного газа от теплообменника «влажный газ / сырьевой газ» 300-NA-103 A/B/C/D до запорных клапанов установки 310. Открыть 3001-RB-156 только после того, как установка 310 готова к эксплуатации.

Первоначальный ввод в эксплуатацию

Данный раздел включает газожидкостный сепаратор, манифольд сырьевого газа, теплообменник «влажный газ / сырьевой газ» 300-NA-103 A/B/C/D, каплеотбойник сернистого газа 300-VN-101, пароперегреватель подаваемого сернистого газа 300- NA-101, емкость конденсата пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-VN-101, емкость удаления ртути 300-VJ-101 и сменный фильтр 300-ZL-101A/B.

Сернистый газ из газожидкостного сепаратора и газ мгновенного испарения из УПН являются двумя основными источниками сырья в этой секции. Однако подача сернистого газа из газожидкостного сепаратора и газа мгновенного испарения из УПН допускается в систему Установки 300 только после ввода в эксплуатацию системы циркуляции амина Установки 330 и готовности Установки 330 к очистке сернистого газа. Кроме того, перед подачей сернистого газа на установку подготовки газа, соответствующий транш должен быть на рециркуляции по длинному контуру, установка 330 амина на горячей циркуляции, установка 310 в работе, установки 340 и 320 под давлением и охлажденном состоянии, турбодетандер готов к запуску или в рабочем состоянии, деэтанализатор готов к приему газа и утилизации C3+ для дальнейшей

переработки. Компрессор товарного газа готов к работе. Установка 321 Мерокс должна быть готова к работе, а линия каустика на циркуляции по короткому контуру.

Кроме того, для повышения давления в УПГ можно использовать пусковой газ (обессеренный газ) или газ Макада (некондиционный газ, который будет использоваться в случае неготовности КГМИ) из КГМИ, закачиваемый по линии рециркуляции, идущей от выпускного манифольда компрессора товарного газа (Установка 361).

Процедура пуска

- Сбросить уставки 3000-ESV-006, медленно открыть 3000-HCV-002 и повысить давление в газожидкостном сепараторе в обратке и манифольде сырьевого газа с помощью пускового газа из врезки КГМИ на выпускном манифольде компрессора топливного газа или врезки линии Макада (если КГМИ не в работе) во всасывающий манифольд компрессора топливного газа. Это поможет открыть запорный клапан / клапан АО на отводящем газопроводе газожидкостного сепаратора.
- Сбросить уставки следующих клапанов АО (Перед пуском газовой установки некоторые приборы должны быть отрегулированы для сброса аварийной сигнализации и блокировки, и открытых клапанов ESV):
 - 3001-ESV-001 / 3001-ESV-002
 - 3001-ESV-005
 - 3001-ESV-013
 - 3001-ESV-006
 - 3001-ESV-010
 - 3001-ESV-016/3001-ESV-019
 - 3001-ESV-018/3001-ESV-021

Включить подачу пускового газа из нагнетательного манифольда товарного газа, медленно открывая регулирующий клапан 3001-FCV-003. Повысить давление в системе до желаемого уровня, близкого к рабочему значению при нормальном режиме работы.

Примечание: необходимо перед запуском сернистого газа осуществить опрессовку системы обессеренным газом, который является сухим. Таким образом можно избежать какой-либо проблемы с образованием гидрата (в 3000-RB-115) при повышении давления в системе. Тем не менее, также можно пустить сернистый газ напрямую, не повышая давления в системе пусковым газом.

- Лишь теперь трубное пространство теплообменника «влажный газ / сырьевой газ» 300-НА-103 A/B/C/D находится под давлением. Создать давление в межтрубном пространстве вместе с абсорбером амина 330-VJ-101 в установке 330.
- Держать 3001-ESV-012 закрытым до тех пор, пока Установка 310 не будет готова к эксплуатации. Убедиться, что запорный клапан 3000-ESV-005 соединительной линии установки 310 очереди 2 закрыт. 3001-RB-156 должен быть открыт при нагнетании давления в установке 310. Обычно 3001-ESV-010 и 3001-ESV-012 уже открыты после предварительно установившейся циркуляции короткого контура со всеми параметрами, пришедшими в норму на выпуске Установки 330, и готовы к приему газа из Установки 330.

Подача сернистого сырьевого газа

- Когда Установка 300 ниже по потоку готова принять сернистый газ, переключить регулятор давления 3001-PIC-001 в автоматический режим с уставкой 67,5 бар (изб.). Открыть второй запорный клапан (3001-RB-117). С помощью 2-дюймового перепускного клапана медленно открыть подачу сернистого газа в линию газа. По достижении необходимого давления на выпуске открыть первый запорный клапан (3001-RB-115). С помощью регулирующего

клапана 3001-PCV-001 обеспечить заполнение системы на стороне нагнетания сернистым газом до достижения требуемого уровня давления.

- При нормальном режиме эксплуатации скопление конденсата в каплеотбойном сепараторе сернистого газа 300-VN-101 не ожидается. Однако при запуске будет присутствовать жидкость, поскольку теплопередача в 300-НА-103 А/В/С/Д будет минимальной или отсутствовать. Если уровень жидкости в каплеотбойном сепараторе 300-VN-101 поднимется выше аварийно-низкого уровня, сбросить уставки 3001-ESV-004. Переключить 3001-LIC-001 в автоматический режим.
- Медленно открыть клапан подачи пара в пароперегреватель подаваемого сернистого газа 300-НА-101. Как только уровень в емкости конденсата пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-VN-102 достигнет необходимой отметки, перезагрузить 3001-ESV-008 на линии возврата конденсата из емкости конденсата пароперегревателя подаваемого сернистого газа 300-VN-102 в коллектор конденсата. Переключить 3001-TIC-013/3001-LIC-012 в автоматический режим. (Примечание: это необходимо в зимнее время)
- Сначала необходимо будет увеличить значение уставки 3001-LIC-012 для заполнения емкости конденсата 300-VN-102 для регулирования температуры на выходе из внутритрубного пространства.
- Теперь входная газосепарационная установка (Установка 300) в работе и готова обеспечить подачу сернистого газа на установку удаления кислого газа (Установка 330). Как только Установка 330 приведена в рабочее состояние и Установка 310 готова к приему обессеренного газа из Установки 300, переключить контроллер 3001-TIC-005 перепуска холодного газа внутритрубного пространства в автоматический режим.
- Принцип восстановления давления входного газосепаратора с использованием трубопровода кислого газа описан в УИ 25233. Принцип сброса давления во входном газосепараторе описан в УИ 25097.

Когда газ быстрого испарения поступит из компрессоров Установки 360 УПГ, сбросить настройки 3001-ESV-006 и переключить 3000-PIC-018 и 3001-FIC-007 в автоматический режим. Газ быстрого испарения поступает дальше по линии регулирования давления вверх по потоку и обеспечивает дополнительную загрузку в установку подготовки газа.

- Так как регулятор нормирования газа мгновенного испарения относительно сернистого газа не работает, следует использовать 3001-FIC-003 в ручном режиме, чтобы поддерживать правильное соотношение газа мгновенного испарения к общему объему газа, закачиваемому в 300-VN-101.

Примечание: если установка запускается в условиях переполненного морского трубопровода (давление на впуске в регулирующий клапан 3001-PCV-001 может достигать 85 бар изб.) из-за снижения давления и, следовательно, охлаждающего эффекта, в газовом потоке на выходе из регулирующего клапана 3001-PCV-001 будет избыток жидкости. Это приведет к повышению уровня жидкости в 300-VN-101. Такая ситуация, вероятнее всего, возникнет зимой после длительного останова, когда межпромысловый газопровод находится в неразогретом состоянии. Поэтому рекомендуется запускать установку медленно с меньшей пропускной способностью, пока давление в газожидкостном сепараторе не упадет примерно до 75 бар (изб.). При наращивании пропускной способности установки оператору необходимо внимательно следить за уровнем в каплеотбойном сепараторе сернистого газа 300-VN-101. Кроме того, поток конденсата из газожидкостного сепаратора значительно возрастет, если температура газа в трубопроводе будет низкой, и этот поток следует контролировать, чтобы предотвратить сбой в работе УПН.

Примечание: в случае выхода из строя входного газосепаратора (случай неполадки) сырой газ не направляется по 28-дюймовому газопроводу с морского участка. На установку подготовки газа подается газ из добытой нефти и рециркуляция топливного газа. Завод работал в таком аварийном режиме после сбоя входного газосепаратора в период с августа по ноябрь 2022 года. Подробности этой операции описаны в УИ 25599.

8.2.2 Сборка линий инженерных сетей и дренажной системы

Ниже приводятся инженерные коммуникации, которые должны быть включены до запуска систем УПГ:

- Воздух КИП
- Пар НД
- Пар ВД
- Топливный газ
- Азот
- Факельная система
- Закрытая дренажная система
- Система закачки метанола
- система водоснабжения: деионизированная вода, КПВ, техническая вода.

8.3 ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ

В нормальном режиме работы автоматическое управление Установкой 300 осуществляет РСУ при минимальном участии операторов. Тем не менее, необходимо периодически проводить следующие проверки для обеспечения работы системы в рамках нормальных параметров.

Действие	Ответственное лицо
Проводить регулярные обходы установки, проверяя на отсутствие утечек и разливов вокруг оборудования и теплообменников.	ПО
ПРОВЕРИТЬ состояние изоляции.	ПО
ПРОВЕРИТЬ наличие признаков срабатывания ПК, контролируя сигналы о разрыве через РСУ.	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ состояние клапанов АО установки через РСУ; при сбросе или изменении положения клапана требуется подтверждение его положения.	ПО/ОПУ
ПРОВЕРИТЬ срабатывание регулирующих клапанов (отсутствие заеданий), а также отсутствие утечек через шток. ПРОВЕРИТЬ отсутствие утечек воздуха КИПиА.	ПО/ОПУ
ПРОВЕРИТЬ и зарегистрировать показания на местных индикаторах давления и индикаторах дифференциального давления для сравнения с показаниями, полученными ОПУ, и выявления признаков загрязнения.	ПО/ОПУ
ПРОВЕРИТЬ и зарегистрировать показания на местных индикаторах температуры для сравнения с показаниями, полученными ОПУ, и подтвердить эффективность теплообмена.	ПО/ОПУ
Защитное оборудование должно находиться в обозначенных местах и доступны (например, огнетушители, дренажная система, пожарные рукава, аптечки первой помощи).	ПО
Регулярно проверять закрытое положение ручных дренажных клапанов сосудов и отсутствие утечек из этих клапанов.	ПО

Действие	Ответственное лицо
Контролировать значения рабочего давления и уровня жидкости в каплеотбойном сепараторе.	ПО/ОПУ
Проверить, что все регуляторы находятся в автоматическом режиме.	ОПУ
Визуально проверить уровнемерные колонки сосудов, при необходимости продуть их для очистки и сверить точность показаний с ОПУ.	ПО
Постоянно контролировать все технологические условия, реагировать на технологические сигнализации и предпринимать необходимые действия для устранения любых отклонений. Докладывать о любых проблемах супервайзерам и приступать к процедурам техобслуживания. Вести текущий журнал и передавать информацию по смене.	ОПУ

8.4 ПРОЦЕДУРЫ НОРМАЛЬНОГО ОСТАНОВА

Краткий обзор

Установка подготовки газа разделена на две очереди. Процедуры нормального останова ниже содержат пошаговое описание останова для каждой очереди по отдельности. Для одновременного останова обеих очередей все потоки на входе и выходе должны быть перекрыты. Последовательность останова должна оставаться той же, что и для отдельного останова каждой из очередей. Также должна быть остановлена соответствующая очередь установки серы.

Примечание: если останов очереди установки подготовки газа выполняется, когда в системе сырой нефти протекает производственный процесс, необходимо перенаправить весь газ мгновенного испарения на очередь, оставшуюся в рабочем состоянии.

Координирование

Останов требует тщательного координирования, планирования и безопасного выполнения каждой операции. Необходимо поставить в известность о запланированной остановке процесса подготовки газа операторов морской установки, установок сырой нефти и серы, систем инженерного обеспечения и резервуарного парка. Операторы пульта управления и операторы на производственном участке должны поддерживать связь между собой в процессе останова установки, так как каждая из очередей состоит из нескольких установок (300, 330, 310, 340, 320, 321, 361, 550 и 601).

В целях ограничения выбросов SO₂ в атмосферу установка подготовки газа перед выполнением операций по останову должна работать с наименьшей возможной производительностью, предпочтительно на уровне 30% расчетной производительности. Ввиду того, что для останова установок подготовки сырой нефти и газа требуются различные периоды времени, ключевое значение имеет тщательное координирование действий операторов этих установок в процессе останова. На границах каждой установки предусмотрена ручная запорная арматура для отдельного отключения технологических линий и установок, входящих в состав наземных установок нефти, газа и серы, на их соответствующих границах установки. Данная схема обеспечит гибкость во время останова, а также позволит добиться следующих преимуществ:

- возможность отключения отдельного блока, установки или очереди с целью ремонта. Отключение и выполнение ремонта может осуществляться без воздействия на выпуск продукции другими установками или технологическими линиями;
- возможность ввода в эксплуатацию каждой установки и каждой системы по отдельности. Очередь 1 можно ввести в эксплуатацию до завершения ремонта механической части очереди 2, что способствует возможностям получения ранней нефти. Эти дополнительные

изоляции также обеспечат необходимые факторы безопасности для одновременных операций, создавая барьеры, позволяющие продолжить строительство одновременно с вводом в эксплуатацию. Это частично компенсирует отставание от графика, вызванную дополнительным проектированием и строительством;

- обеспечение эффективного отключения отдельных установок для проведения капитального ремонта и программ по техническому обслуживанию. Данная схема позволит выполнять капитальный ремонт и техническое обслуживание отдельно для каждой установки, что будет способствовать сокращению продолжительности капитального ремонта и сведению к минимуму сопутствующих производственных потерь и, следовательно, сведению к минимуму перебоев в ведении морских операций;
- быстрое реагирование и организация работ в случае разливов сернистой нефти и разрывов трубопроводов будут способствовать сокращению объема выбросов путем отключения небольших частей установки;
- в рамках программ по техническому обслуживанию, оказанию услуг и выполнению работ потребуются отключения и остановки. В объем такого останова будет входить оборудование аварийных душей и станций промывки глаз. В ходе программ по техническому обслуживанию потребуются предусмотреть альтернативные средства для предоставления временного оборудования, чтобы обеспечить готовность к работе систем аварийных душей и станций промывки глаз в течение всего периода останова.

Общая последовательность останова

Перед остановкой установки подготовки газа некоторые приборы должны быть отрегулированы, чтобы не допустить аварийного отключения и избежать закрытия КАО; список КИП может быть предоставлен. Рекомендуется, чтобы непосредственно перед полным остановом установки подготовки газа установка работала с минимальной возможной производительностью, желательно с установленной пониженной производительностью при расчетном расходе.

Ниже приведены общие операции последовательности нормального останова, которая должна соблюдаться при отдельном останове установки подготовки газа. В этих операциях принимается, что останов выполняется на Очереди 1 установки подготовки газа.

8.4.1 Установка 300. Впускная сепарационная установка. Описание останова

- Постепенно уменьшить поступление сернистого газа из компрессоров газа мгновенного испарения в установку 300, прежде чем окончательно остановить ее. Операции на установке подготовки нефти должны быть скорректированы соответствующим образом.
- Постепенно уменьшить поступление сернистого газа из морской магистрали через установку 340, прежде чем окончательно остановить ее. Внимательно следить за уровнем жидкости в условиях минимальной загрузки. Рекомендуется поэтапное снижение.
- Продолжить поддерживать циркуляцию обессеренного газа через 300-FCV-003 и закачать его в Установку 300 и Установку 330, чтобы удалять сероводород H_2S посредством регенератора амина 330-VJ-102 до тех пор, пока содержание сероводорода не станет приемлемым.

Примечание: Все соответствующие УПГ на стороне нагнетания и очередь установки серы будут работать в условиях минимальной загрузки из-за сокращения входящих потоков газа.

8.4.2 Останов установки 300 (впускная газосепарация)

- Сократить поступление сжатого газа мгновенного испарения из Установки 360 (до 30% расчетного расхода), постепенно закрывая регулирующий клапан 3001-FCV-007 перед тем, как полностью остановить ее. Изолировать, закрыв 3001-ESV-006. Перенаправить газ быстрого испарения в действующую очередь установок подготовки газа, если требуется сохранить добычу нефти без сокращения.
- Во время этого процесса требуется тщательно контролировать состояние УПГ, чтобы избежать каких-либо технологических сбоев. Оператор УПН также должен внимательно

следить за сокращением и полностью отрезать поступление газа быстрого испарения, предпринять меры предосторожности для бесперебойной работы установки подготовки нефти и не допустить нарушения в действующей очереди УПГ.

- Клапан рециркуляции обессеренного газа 3001-FCV-003-остается открытым, несмотря на то что поступления газа мгновенного испарения прекратилось, для удаления кислого газа вниз по потоку и для установки обессеривания 330.
- Остановить установку 340 (турбодетандер), следуя процедуре останова в нормальном режиме для этой установки (см. регламент для установки 310, 340, 320, 321).
- Медленно закрывайте отверстие клапана Джоуля-Томпсона до тех пор, пока оно окончательно не закроется, тем самым перекрыв поступление газа.
- Изолировать впускной газопровод, закрыв клапаны 3001-ESV-001 и 3001-ESV-002. Для надлежащей изоляции ручной клапан на впуске 3001-PCV-001 должен быть закрыт. Если необходимо изолировать только установку 300, то закройте клапаны 3001-ESV-010 и 3001-ESV-012 для изоляции от Установки 310. В случае останова завода на капремонт аппараты осушки установки 310 должны быть в первую очередь регенерированы один за другим, чтобы уменьшить вес сушильного слоя во время его разгрузки, для этого требуется циркуляция газа по короткому контуру с открытыми клапанами 300*-ESV-010/012.
- Отсечь поступление обессеренного газа из нагнетательного манифольда компрессора топливного газа, закрыв 3001-ESV-013.
- Переключить 3001-TIC-013 (на пароперегревателе подачи сернистого газа) в ручной режим и слить конденсат в коллектор конденсата до аварийно-низкого уровня жидкости. Изолировать запорный клапан паропровода, закрыть 3001-ESV-008 на впуске 3001-TCV-013 и сбросить давление в кожухе теплообменника через выпускной клапан. Остаток конденсата в пароперегревателе и емкости конденсата A1-300-VN-102 можно слить локально или собирать в емкости.
- Изолировать систему, сбросить давление с помощью КАСД (3001-EDV-003, 3001-EDV-009 и 3001-EDV-011) или ручных выпускных клапанов (приоткрыты) на каплеотбойнике сернистого газа A1-300-VN-101 и фильтре-коагуляторе сернистого газа A1-330-ZQ-101 и продуть азотом.
- Если требуется опуститься в емкость, то слить все содержимое в закрытую дренажную систему после открытия выпускного клапана емкости в сторону факельного коллектора и продуть азотом. Для этой цели можно использовать присоединение инженерных сетей на емкостях. Перед входом в емкость для полного отключения опустить съемные катушки или перевести стационарную поворотную заглушку в закрытое положение. Также убедиться, что КАСД на линиях жидкой фазы закрыты.
- Изолировать ручной клапан линии впрыска метанола на впуске 3001-FCV-007 и статического миксера сернистого газ A1-300-ZE-101.

8.4.3 Останов установки 300 (Установка удаления ртути - если в работе)

Установка удаления ртути может быть остановлена, когда другие установки находятся в эксплуатации. Использовать только ртутные перепускные запорные клапаны для техобслуживания только установки удаления ртути.

Если отключение установки удаления ртути кратковременно (менее 8 часов), то сброс давления в абсорбирующем слое не требуется, и установка может быть отключена. Но если ожидается техобслуживание емкостей, или вход в емкости, или длительное отключение (более 8 дней), то осуществляется слив содержимого из защитного слоя, продувка азотом в течение 6 часов, сброс давления и выдержка под небольшим давлением азота непродолжительный период для предотвращения попадания воздуха в емкость удаления ртути. Вход в емкость разрешается только после продувки азотом.

Постепенно снижать загрузку свежего сырья, открыв перепускную линию, затем изолируйте его. Изолировать слой удаления ртути от системы, закрыв клапан и держать систему в закрытом состоянии.

Если требуется вход в сосуд и (или) работы по техническому обслуживанию, начать сброс давления из установки удаления ртути с помощью 3001-EDV-051. Перед этим отключить подачу сырья и слить имеющуюся жидкость из реактора. Начать продувку азотом, как только давление в резервуаре снизится до обратного давления факела. Поддерживать положительное давление азотом и осуществить продувку слоя азотом для удаления сероводорода.

Разгрузка материалов защитного слоя

Процедура разгрузки должна отражать необходимость поддержания CMG 271 в надлежащем состоянии для дальнейшей переработки, чтобы безопасно удалить адсорбированную ртуть и утилизировать основание соответствующим образом. Для достижения этой цели материал должен быть сухим и не содержать углеводороды.

Отработанный CMG 271 может быть удален либо вакуумным устройством с азотом, либо путем загрузки инертных шаров через разгрузочное сопло в основании емкости. В наличии должны быть качественные герметичные бочки в достаточном количестве для безопасной упаковки и транспортировки отработанного материала.

Отработанный CMG 271 следует загружать непосредственно в бочки, из которых предварительно откачан воздух и содержат азот продувки, чтобы свести к минимуму контакт с воздухом. Если после загрузки материал защитного слоя нагревается из-за окисления окружающего воздуха, его можно полить.

Если не требуется входить в реактор, то он останется под давлением азота. В противном случае, работник, снабженный надлежащим дыхательным аппаратом, должен спуститься в реактор для очистки реактора от оставшегося материала защитного слоя перед аэрацией.

Примечание: защитный слой вступает в реакцию с кислородом. Если защитный слой подвергался воздействию атмосферы в течение длительного периода времени, может произойти загрязнение слоя при вступлении в реакцию с воздухом, и срок службы защитного слоя может сократиться. Всегда следите за тем, чтобы в защитном слое всегда было положительное давление азота, чтобы не допустить попадания воздуха в слой.

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СБОИ, ПОИСК И УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Эта глава содержит информацию о возможных проблемах в ходе рабочего процесса и технологических сбоях при нормальных рабочих условиях, при которых могут активироваться аварийные предупреждения.

В случае получения аварийного предупреждения оператор должен выяснить его возможную причину: состояние технологического процесса или отказ контура управления. Обычно это можно сделать путем проверки показаний КИП (давление, температура, уровнемеры и т. д.). Если аварийный сигнал был активирован нештатным состоянием технологического процесса, необходимо выяснить действительную причину тревоги и предпринять соответствующие меры. Если сигнал тревоги был активирован из-за неисправности контура управления, оператор должен проверить весь контур, начиная от датчика и заканчивая работающим оборудованием.

К технологическим сбоям относятся в том числе автоматические отключения, сбои, отказы и аномальная работа технологического оборудования, включая неисправности оборудования и систем управления, сбои в подаче сырья и энергоносителей (воды, воздуха, топливного газа, пара и электроэнергии), превышение (снижение) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода, степени очистки), утечки, срабатывание сигнализации пожара и газа, ограниченный прием продукции транспортной компанией. Сброс давления технологических сред систем на факелы и (или) перенаправление входных потоков систем на факелы предусматриваются как часть процедуры АО.

9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

В случае срабатывания аварийной сигнализации операторы пульты управления должны первоначально рассматривать это событие как сбой в технологическом процессе и действовать соответственно. Во-вторых, необходимо проверить КИПиА и/или контуры управления на предмет возможной неполадки (отключенный проводник, неправильное соединение и т. д.). Во многих случаях проверке по месту подлежат приборы-индикаторы давления/температуры/уровня и т. д.

В случае выхода из строя регулирующего клапана (диаметром менее 8") его зачастую можно отсечь от системы с помощью запорных клапанов, и на время ремонта можно использовать перепускной клапан и местные КИП. Если это регулирующий клапан наибольшего диаметра, то вместо байпаса можно использовать маховик.

Контуры управления следует проверять по направлению от датчиков к приводам или клапанам. Эту проверку можно выполнить, переключившись с АВТОМАТИЧЕСКОГО режима в РУЧНОЙ и выставив целевые значения затронутых параметров; затем следует перейти к поиску первопричины отклонения.

В процессе нормальной работы впускной газосепарационной установки могут происходить события, требующие внимания оператора. Пристальное внимание к работе Установки 300 может предотвратить множество обычно возникающих проблем.

Приведенная ниже информация предназначена в качестве вспомогательной для группы эксплуатации при определении возможных причин наиболее вероятных эксплуатационных сбоев, а также содержит способы недопущения обычно возникающих ошибок.

№ п/п	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реакция оператора на отклонение
1	2	3	4
Каплеотбойный сепаратор сернистого газа, 300-VN-101/102			
1	Высокое давление	Закупоренное выпускное отверстие Случайное полное открытие регулирующего клапана на впуске	Проверить и убедиться, что оборудование на выходе - теплообменник, фильтр-коагулятор и т. д. - функционирует надлежащим образом. Убедиться, что регулятор на впуске 3001-PIC-001 функционирует надлежащим образом, и его уставка в верна. Убедиться, что каплеуловитель внутри каплеотбойника не засорен. (Проверить выше по потоку 300х-РТ-001 и ниже по потоку 300х-PG-003) При необходимости закачать метанол, чтобы устранить проблему гидратообразования. Проверить, функционирует ли клапан 3001-FCV-003 должным образом, и не заедает ли он в открытом положении.
2	низкое давление	Случайное закрытие впускных регулирующих клапанов/ КАО Засорение статического миксера	Убедиться, что КАО и запорные клапаны на впуске каплеотбойника со стороны впускного манифольда полностью открыты. Убедиться, что впускной миксер 300-ZE-101 не засорен. Если засорен, то закачать метанол. Убедиться, что регулятор на впуске 3001-PIC-001 функционирует надлежащим образом, и его уставка в верна.
3	Высокий уровень	Случайное закрытие клапана регулирования уровня / КАО Превышение производительности впускного теплообменника отказ системы обогрева электроспутниками.	В нормальном режиме жидкость в сепараторе отсутствует. При технологическом сбое в нем может присутствовать некоторое количество жидкости. Проверить, не происходит ли перенос жидкости из газожидкостного сепаратора из-за тяжелого жидкого осадка из трубопровода. Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Этот теплообменник предназначен для испарения жидкости, которая присутствует в газе, поступающем с морского комплекса. Проверить температуру газа мгновенного испарения от установки нефти. Это влажный и тяжелый газ по сравнению с газом, поступающим с морского комплекса. Если температура этого газа низкая, проверить, в порядке ли обогрев линии теплоспутниками. Проверить, закрыт ли клапан КАО исходящей жидкой фазы из-за сигналов отключения. Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки регулятора) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении в результате неисправности системы воздуха КИПиА.

№ п/п	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реакция оператора на отклонение
1	2	3	4
4	Низкий уровень	Случайное полное открытие регулирующего клапана уровня / КАО Пониженная производительность впускного теплообменника.	Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Этот теплообменник предназначен для испарения жидкости, которая присутствует в газе, поступающем с морского комплекса. Проверить, не открылся ли КАО на выходе жидкости ввиду нарушения передачи сигналов. Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки регулятора) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в открытом положении в результате неисправности регулятора.
5	Низкая температура	Превышение производительности впускного теплообменника отказ системы обогрева электроспутниками.	Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Этот теплообменник предназначен для испарения жидкости, которая присутствует в газе, поступающем с морского комплекса. Проверить температуру газа мгновенного испарения от установки нефти. Если температура этого газа и газа с наземного комплекса слишком низкая, проверить, работает ли обогрев линии теплоспутниками.
Емкость удаления ртути А1-300-VJ-101/201			
6	Высокий перепад давления по всему абсорбирующему слою	Формирование влаги в слое	Проверьте прошлые значения точки росы и температуры перегрева. Проанализировать возможность образования росы в защитном слое. Убедиться, что температура газа в защитном слое всегда выше значения точки росы газа.
7	Высокое содержание ртути в отходящем газе	Ртутный слой истощен.	Проверить положение насадок, из которых взята проба для анализа на содержание ртути в защитном слое. Если в 75% случаях анализатор уровня насадки показывает аварийно-высокий уровень содержания ртути, то адсорбционный слой истощен на 75% от общего и необходимо запланировать его полную замену. Если значения анализатора 3001-AI-052 показывают аварийно-высокий уровень, то это говорит о полном истощении адсорбера. При создании такой ситуации, существующий слой заменяется на новый катализатор.

№ п/п	Возможный технологический сбой	Первопричина	Реакция оператора на отклонение
1	2	3	4
8	Низкая температура	Низкая производительность теплообменника на входе отказ системы обогрева электроспутниками.	Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Этот теплообменник предназначен для испарения жидкости, которая присутствует в газе, поступающем с морского комплекса. Проверить температуру газа мгновенного испарения от установки нефти. Если температура этого газа и газа с наземного комплекса слишком низкая, проверить, работает ли обогрев линии теплоспутниками. Убедиться, что температура газа в защитном слое всегда выше значения точки росы газа.
9.	Устранение экзотермического тепловыделения из-за попадания воздуха в емкость удаления ртути.	Неправильная процедура техобслуживания Неправильная процедура удаления адсорбента Создание недостаточной азотной подушки при открывании сосуда Низкая производительность теплообменника на входе	Попадание воздуха в емкость удаления ртути может произойти во время отключения установки. Из-за реакции, в которую вступает кислород, присутствующий в воздухе, и адсорбент (т. е. CMG-271) может происходить сульфатация. Эта реакция является экзотермической, при которой происходит высвобождение тепла, и, соответственно, повреждение адсорбента. Из-за экзотермической реакции температура слоя будет повышаться. Температура слоя будет контролироваться датчиком температуры, установленном на слое. В случае повышения температуры слоя следует добавить азот в емкость удаления ртути, чтобы предотвратить дальнейшее повышение температуры в емкости удаления ртути. Рекомендуется во время отключения установки или другого технологического сбоя держать емкость удаления ртути в азотной подушке, чтобы предотвратить попадание воздуха в емкость удаления ртути. Кроме того, загрузка адсорбента в емкость удаления ртути осуществляется в атмосфере азота, чтобы свести к минимуму / предотвратить контакт между воздухом и адсорбирующим материалом.

Таблица 9.1 - Технологические сбои, поиск и устранение неисправностей

Ниже приведены документы по наиболее вероятным нарушениям в технологическом процессе установки 300:

1	WIS-001/5	Останов экспорта с Острова Д
2	WIS-036	Утечка с коллектора компрессора топливного газа по пути на Установку подготовки газа
3	WIS-061	Высокое содержание сероводорода (H ₂ S) на линии экспорта товарного газа

10. РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

Правила производственной и личной безопасности будут постоянно соблюдаться во всех аспектах производственных операций на участке.

В этом разделе описываются потенциальные аварийные ситуации, которые могут возникнуть на установке/участке. Следует отметить, что крупные происшествия, происходящие на одной установке/участке, могут оказывать 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. Установка 300 устраняет опасности, связанные с сепарацией газа на входе УКПНиГ.

К основным техническим решениям, принятым для управления опасностями, 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 АВАРИЙ ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ

Анализ опасности возникновения крупных аварий для Установки 300 выполнен в рамках принятого Компанией процесса управления опасными факторами и их последствиями (ПУОФП). В рамках ПУОФП используются проверенные на практике методики и инструменты для определения опасных факторов, оценки основных рисков в области ОЗТОС, реализации мер по снижению рисков (контроль и восстановление) и документального подтверждения того, что выявленные риски являются в целом приемлемыми или допустимыми при условии их снижения до практически целесообразного низкого уровня (ПЦНУ).

10.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Указанные ниже вещества, которые обрабатываются в сооружениях впускных газосепарационных объектах установки 300, требуют безопасного обращения и соблюдения особых мер предосторожности:

- сероводород (H_2S)
- углеводородный газ
- материал для удаления ртути
- ингибитор коррозии

Таблица 10.2.1 - Взрывоопасные / воспламеняющиеся и токсичные свойства сырья, промежуточных продуктов

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
1)	CO ₂	124-38-9	Газ	Н/П	Н/П	-78,5 (сублимированные)	Н/П	Н/П	Н/П	Вдыхание Головокружение. Головная боль. Повышенное кровяное давление. Учащение пульса. Удушье. Потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ГАЗОМ ИЛИ СУХИМ ЛЬДОМ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: Проглатывание:	Н/П
2)	H ₂ S	04.06.778 3	Газ	2	Нет данных	-60,4	260	4,0	46	Вдыхание Кашель. Головная боль. Головокружение. Тошнота. Затрудненное дыхание. Сбивчивое дыхание. Аритмия. Судороги. Потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С	10

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
										ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание:	
3)	Алифатические углеводороды C1-10 /в пересчете на C/	Н/П		4						Вдыхание Удушье. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Проглатывание: Н/Д	300
4)	Метан	74-82-8	Газ	4	-222,6	-162	650	5,3	15,0	Вдыхание: Удушье. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. При попадании в глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Проглатывание:	7000

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
5)	Этан	74-84-0	Газ	Н/П	-135	-89	510	3,0	12,5	Вдыхание: Удушье. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. При попадании в глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Проглатывание:	50
6)	Пропан	74-98-6	Газ	Н/П	-104,4	-42,1	450	2,3	9,5	Вдыхание Сонливость. Потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Проглатывание:	300
7)	IC4*	75-28-5		4		-12	460	1,8	8,5	Вдыхание Сбивчивое дыхание. Удушье. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ.	Н/П

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
										Глаза: Проглатывание:	
8)	NC4*	106-97-8		4	-60	-1,0	405	1,9	8,5	Вдыхание Сонливость. Потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Проглатывание:	900/300
9)	Метанол (C2H5OH)	67-56-1	Жидкий	3	9°C с.с.		440 °C	6	50	Вдыхание Кашель. Головокружение. Головная боль. Слабость. Зрительное нарушение. Сонливость. Сбивчивое дыхание. Судороги. Потеря сознания. Кожа: Сухость кожи. Покраснение. Глаза: Покраснение.	15 / 5

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
										Боль. Помутнение зрения. Проглатывание: Боль в области живота Далее См. вдыхание.	
10)	Сырая нефть	09.05.8002	Жидкий	3	83	93-316	Н/П	Н/П	Н/П	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	- / 10

№ п/ п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатно е состояни е	Класс опасност и	Температура (°C)			Концентрационн ый предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственн ых помещений (мг/м³)
					вспышк и	Температура воспламенения	самовоспламенен ия	Ниж. предел	Верх. предел		
										воспалением Глаза: Вызывает раздражение глаз Проглатывание: Опасность при вдыхании Вызывает раздражение желудочно- кишечного тракта с тошнотой, рвотой и диареей. Может вызывать угнетение центральной нервной системы, характеризующее ся возбуждением, за которым следуют головная боль, головокружение, сонливость и тошнота. Продвинутые стадии могут вызвать коллапс, потерю сознания, кому и возможную смерть из-за	

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
										дыхательной недостаточности	
11)	Бензол С6	71-43-2		2						Вдыхание Головокружение. Сонливость. Головная боль. Тошнота. Сбивчивое дыхание. Судороги. Потеря сознания. Кожа: МОЖЕТ ВПИТЫВАТЬСЯ! Сухость кожи. Покраснение. Боль. Далее См. вдыхание. Глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание: Боль в области живота Боль в горле. рвота Далее См. вдыхание.	15/5
12)	Метил Меркаптаны	74-93-1		2	-18	6	Нет данных	3,9	21,8	Вдыхание: Кашель. Боль в горле +K71:K77a. рвота Потеря сознания. Кожа: ПРИ	0,8

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
										КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. При попадании в глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание:	
13)	Этил Меркаптаны	75-08-1		2	<-18	36,1	299	2,8	18,2	Вдыхание Головокружение. Головная боль. Тошнота. рвота Дрожь Слабость. Потеря сознания. Кожа: Покраснение. Глаза: Покраснение. Боль. Проглатывание: См. Вдыхание	1
14)	Адсорбент ртути - CMG 271 (сульфид оксида алюминия)	н/п	н/п	н/п	н/п	н/п	н/п	н/п	н/п		
15)	Ингибитор коррозии: Углеводороды, C10, ароматические	919-284-0		Н/П						Вдыхание Нет установленных или предполагаемых симптомов Кожа:	Н/П

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³)
					вспышки	Температура воспламенения	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
	углеводороды, > 1% нафталина	104-76-7		3						покраснение, раздражение, аллергические реакции	10
	2-этилгексан-1-ол										Н/П
	Продукты реакции жирных кислот, таллового масла с диэтилентриамином	61790-69-0		Н/П						Глаза: покраснение, боль, коррозия.	Н/П
	Алкил (производные) пиридин	68391-11-7		Н/П						Проглатывание: Рвота	Н/П
	Продукты реакции жирных кислот, таллового масла с диэтилентриамином	68953-36-6		3							30/10
	1,2,4-триметилбензол	95-63-6		Н/П							Н/П
	1,2,3-триметилбензол	526-73-8		4							150/50
	Этилбензол										30/10
	Диэтилбензол	100-41-4		3							

№ п/ п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	№ CAS	Агрегатно е состояни е	Класс опасност и	Температура (°C)			Концентрационн ый предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственн ых помещений (мг/м³)
					вспышк и	Температура воспламенения	самовоспламенен ия	Ниж. предел	Верх. предел		
		25340-17-4									
16)	Азот	7727-37-9	Газ	Н/П	Н/П	-195,8	Н/П	Н/П	Н/П	Вдыхание Потеря сознания. Слабость. Удушье. Кожа: Глаза: Проглатывание:	Н/П

10.3 ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ — МЕРЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

10.3.1 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:

Токсичен 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 немедленно 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, как минимум, 15 минут. При развитии раздражения или неблагоприятных симптомов немедленно обратитесь за медицинской помощью.

При контакте с глазами: 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

10.3.2 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 Европейского экономического сообщества (ЕЭС): легко воспламеняется. Канцероген 2 категории. Вреден. Опасен для окружающей среды.

Опасные факторы 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. При проглатывании может вызвать повреждение легких.

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 по оказанию 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 пострадавшего на свежий воздух. Если быстрого выздоровления не происходит, доставить в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения.

При попадании на кожу: снимите 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.

При попадании в глаза: промойте глаза водой, удерживая веки открытыми. Дайте глазам отдохнуть в течение 30 минут. Если покраснение, жжение, помутнение зрения или отек сохраняются, доставьте пострадавшего в ближайшее медицинское учреждение для дополнительного лечения.

При проглатывании внутрь: 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 вызывать 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.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты 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. Надлежащие взрывобезопасная вентиляция для контроля концентраций в воздухе ниже норм/пределов воздействия. Рекомендуется местная вытяжная вентиляция. Станции промывки глаз и аварийные душевые для использования в экстренных случаях. 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 средства защиты для удаления загрязнений. Утилизируйте загрязненную одежду и обувь, которые невозможно очистить. Поддерживайте чистоту и порядок. Определите порядок безопасного обращения и технического обслуживания средств управления. Обеспечьте обучение и подготовку работников к 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. Дренажируйте содержимое системы перед разгерметизацией или техническим обслуживанием оборудования. Сохраняйте стоки в герметичном хранилище до утилизации или для последующей переработки

Защита персонала: средства индивидуальной защиты (СИЗ) должны соответствовать требованиям государственных норм.

Средства защиты органов дыхания: если технические средства контроля не обеспечивают поддержание концентрации в воздухе на уровне, достаточном для защиты здоровья работника, выберите средства защиты органов дыхания, подходящие для конкретных условий использования и удовлетворяющие требованиям действующего законодательства. Обратитесь к поставщикам средств защиты органов дыхания. В ситуациях, в которых невозможно использовать респираторы с воздушной фильтрацией (например, при высоких концентрациях в воздухе, риске дефицита кислорода, в замкнутом пространстве), 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, отвечающих соответствующим стандартам (например, EN374, США: F739), изготовленных из следующих материалов, может обеспечить достаточную химическую защиту: ПВХ. Долговременная защита: нитрильный каучук;

Защита глаз: защитные очки от брызг химикатов.

10.3.3 Бензол

Описание

Бензол представляет собой органическое химическое соединение с молекулярной формулой C_6H_6 . Бензол является естественным компонентом сырой нефти. Представляет собой бесцветную и легко воспламеняющуюся и жидкость со сладким запахом. Бензол классифицируется как канцероген, который увеличивает риск развития рака и других заболеваний.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

Легковоспламеняющиеся жидкости (категория 2), раздражение кожи (категория 2), раздражение глаз (категория 2), мутагенность зародышевых клеток (категория 1B), канцерогенность (категория 1A), специфическая токсичность для органов-мишеней - повторное воздействие (категория 1), опасность аспирации крови (категория 1)

Опасные факторы для здоровья:

Вещество оказывает раздражающее действие на глаза, кожу и дыхательные пути. Если эту жидкость проглотить, вдыхание в легкие может привести к химическому пневмониту. Вещество может оказывать воздействие на центральную нервную систему. Это вещество является канцерогенным для человека. Облучение, намного превышающее предел воздействия на рабочем месте, может привести к потере сознания и смерти.

Угрозы безопасности:

легко воспламеняется. Паровоздушные смеси взрывоопасны. Опасность пожара и взрыва.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании выведите человека, подвергшегося воздействию, с загрязненной территории; держите на свежем воздухе. Вызовите врача.

При попадании на кожу немедленно снимите всю загрязненную одежду. Промойте кожу водой/примите душ. Проконсультируйтесь с врачом

При попадании в глаза промойте большим количеством воды. Снимите контактные линзы. Вызовите врача.

При проглатывании: проявите осторожность, если у пострадавшего есть рвота. Опасность вдыхания! Поддерживайте дыхательные пути свободными. Возможна легочная недостаточность после аспирации рвотных масс. Немедленно обратитесь к врачу.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Воздействие бензола контролируется путем ограничения испарения и предотвращения разбрызгивания и разлива. В тех случаях, когда воздействие может иметь место, предпочтительными средствами контроля являются инженерные средства контроля, такие как использование вытяжек, навесов и надлежащей вентиляции.

Глаза / лица плотно прилегающие защитные очки

Защита кожи: защитные перчатки из нитрила или ПВА, одобренные для защиты от химических веществ.

Защита тела: огнестойкая антистатическая защитная одежда

Защита органов дыхания рекомендуемый тип фильтра: Фильтр А-(РЗ). Техническое обслуживание, чистка и испытания средств защиты органов дыхания проводятся в соответствии с инструкциями производителя

10.3.4 Метилмеркаптан

Описание: это органическое сернистое соединение с химической формулой CH_3SH . Бесцветный газ с отчетливым запахом гнили. Разлагается при горении. Образует ядовитый дым, в том числе оксиды серы и сероводород. Вступает в бурную реакцию с сильными окислителями. Вступает в реакцию с водой, паром и кислотами. В результате реакции образуются горючий и токсичный газ.

Классификация ЕЭС: оказывает токсичное воздействие при вдыхании, крайне токсичное воздействие на водную фауну и флору, очень ядовитое для водных организмов с длительными последствиями, также является высоко воспламеняющимся газом.

Опасные факторы для здоровья:

В очень высоких концентрациях это крайне токсичное вещество, которое оказывает неблагоприятное воздействие на центральную нервную систему. Его резкий и повсеместно проникающий запах предупреждает об опасных концентрациях

Опасные производственные факторы: хранить вдали от источников тепла, искр, открытого пламени, горячих поверхностей и других потенциальных источников воспламенения. Не курить! Необходимо заземлить контейнер и приемочную аппаратуру, а также принять меры предосторожности для защиты от разрядов статического электричества – включая использование искробезопасных инструментов и взрывобезопасного оборудования.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании выведите пострадавшего на свежий воздух, обеспечьте состояние покоя. Может потребоваться искусственное дыхание. Обратитесь к врачу.

В случае контакта с кожей: снимите загрязненную одежду. Обратитесь к врачу. ПРИ ОБМОРОЖЕНИИ: промойте большим количеством воды, НЕ снимайте одежду.

В случае попадания в глаза: В первую очередь промойте глаза большим количеством воды в течение нескольких минут (если это представляется легко осуществимым – снимите контактные линзы), после чего обратитесь за медицинской помощью.

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Вещество используется только при наличии достаточной вентиляции. Необходимо использовать технологические шкафы / ограждения, местную вытяжную вентиляцию или другие технические средства для обеспечения концентраций загрязняющих веществ в воздухе, воздействующих на персонал, ниже рекомендуемых или установленных законом пределов. Также используйте средства инженерно-технического контроля, например, примите меры по снижению концентраций газа, пара или пыли ниже любых нижних пределов взрывоопасной концентрации. Используйте взрывобезопасное вентиляционное оборудование.

Средства защиты органов зрения / лица: используйте защитные очки, соответствующие требованиям утвержденного стандарта.

Средства защиты кожи: используйте соответствующие защитные перчатки и одежду для предотвращения воздействия на кожный покров. При обращении с химикатами необходимо постоянно носить непроницаемые перчатки, стойкие к воздействию химических реагентов, соответствующие требованиям утвержденного стандарта, если это требуется по результатам оценки рисков.

Средства защиты тела: см. раздел «Средства защиты кожи»

Средства защиты органов дыхания: Используйте респиратор с очисткой воздуха или респиратор с подачей воздуха соответствующего размера, соответствующий требованиям утвержденного стандарта, если это требуется по результатам оценки рисков. 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

10.3.5 Газообразные углеводороды (C1-C5)

Топливный газ (включая метан) легче воздуха. В случае попадания в окружающую среду он может иметь наркотическое воздействие на человеческий организм, вызывающее асфиксию. При более высоких концентрациях отравление вызывает головную боль, тошноту, рвоту, судороги и нарушения дыхания.

Меры при аварийных выбросах

Чрезвычайно легковоспламеняющийся Разлив жидкого продукта создает пожароопасность и может образовывать взрывчатую атмосферу. Содержите все источники зажигания и горячие металлические поверхности в стороне от разлива/выброса. Рекомендуется использование взрывозащищенного электрооборудования. Продукт может содержать или выделять ядовитый сероводородный газ. Обеспечьте достаточную вентиляцию в зонах воздействия и надевайте надлежащие средства индивидуальной защиты в соответствии с указаниями раздела 8 при обращении с разлитым материалом.

Методы изоляции и очистка

Продукт представляет собой газ, не требующий очистки. Сообщите о разливе/выбросах в соответствии с требованиями и согласно Процедура сообщения о происшествиях в Компании и применимым регламентам.

Обращение и хранение

Обращайтесь с продуктом в соответствии с хорошей промышленной гигиеной и безопасной практикой. Эта практика включает без ограничений необходимость избегать ненужного воздействия и немедленное удаление материала из глаз, с кожи и одежды. При необходимости окажите первую помощь согласно обстоятельствам.

Меры предосторожности при безопасном обращении

Относитесь к веществу как к легковоспламеняющемуся. Содержите в стороне от тепла, искр и открытого пламени. Не курите. Используйте только при надлежащей вентиляции. Может выделять или содержать опасные уровни сероводорода. Используйте только при надлежащей вентиляции. Носить соответствующие средства индивидуальной защиты и использовать средства контроля воздействия, как указано в разделе 8. Медленно стравить в атмосферу при вскрытии. Избегать попадания на кожу и в глаза. Избегать вдыхания мелких частиц или паров продукта. Использовать взрывозащищенное электрооборудование (предназначенное для вентиляции, освещения, обращения с материалом). Следует использовать неискрящие инструменты. Заземлить и обеспечить металлический контакт между всем оборудованием для транспортировки и хранения, чтобы предотвратить возникновение искр от статического электричества, и предусмотреть самозакрывающиеся клапаны, вакуумные пробки и пламегасители. Проверить все операции, при выполнении которых может образовываться и накапливаться электростатический заряд и (или) легковоспламеняющаяся атмосфера. Использовать надлежащие процедуры для снижения воздействия. Не входить в замкнутое пространство без соблюдения надлежащих процедур входа. Немедленно снять загрязненную одежду. Умыться водой с мылом после выполнения работ с данным продуктом.

Отложения, осадок и шлам из оборудования, связанного с этим продуктом, могут накапливать радиоактивные материалы природного происхождения (NORM). Необходимо провести оценку оборудования на предмет внешнего гамма-излучения.

Условия безопасного хранения

Содержите в стороне от пламени, искр, высоких температур и открытого пламени. Не курите. Содержите аппараты в закрытом и четко маркированном состоянии. Пустые аппараты могут содержать взрывчатые пары. Не повышайте давление, не режьте, не нагревайте и не подвергайте эти аппараты воздействию источников зажигания. Этот материал может содержать или выделять H₂S. В емкости или другом закрытом контейнере паровоздушное пространство над этим материалом может накапливать опасные концентрации H₂S. Не входите в замкнутые пространства без соблюдения надлежащих процедур входа. Содержите в надлежащем герметичном состоянии во избежание загрязнения окружающей среды.

Предупреждение! Храните в стороне от сильных окислителей, источников зажигания и тепла.

10.3.6 Материал для удаления ртути (CMG-271)

Активный улавливающий сульфид металла не регенерирующего типа, нанесенный на оксид алюминия, обеспечивает высокую эффективность удаления ртути из природного сернистого газа. Активная фаза улавливания представляет собой сульфид металла, нанесенный на плотный оксид алюминия. Выбранная пористость позволяет избежать конденсации тяжелых углеводородов в капиллярах. После выработки активного материала, поставляемого Axens, сульфид металла заменяется на свежий материал.

Потенциальное острое воздействие на здоровье

Очень опасен при попадании на кожу (раздражение) и в глаза (раздражение), при проглатывании и вдыхании. Опасен при попадании на кожу (разъедает, усиливает мембранное проникновение). Жидкий или аэрозольный туман может вызвать повреждение тканей: в частности, слизистых оболочек глаз, рта и дыхательных путей. При попадании на кожу может произойти ожог. Вдыхание аэрозольного тумана может вызвать сильное раздражение дыхательных путей, которое характеризуется кашлем, удушьем или одышкой. Серьезное воздействие может привести к смерти.

Воспаление глаз характеризуется покраснением, слезотечением и зудом. Воспаление кожи характеризуется зудом, шелушением, покраснением и иногда волдырями.

Потенциальное хроническое воздействие на здоровье

Опасен в случае попадания на кожу (усиливает мембранное проникновение).

КАНЦЕРОГЕННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ: Класс опасности A5 (влияние на человека не подозревается) по классификации Американской конференция государственных инспекторов по промышленной гигиене (ACGIH). Класс опасности 3 (не классифицируется для человека) по классификации Международного агентства по исследованию рака (IARC).

ЭМБРИОФЕТАЛЬНАЯ ТОКСИЧНОСТЬ: Вещество может быть токсичным для крови, почек, печени, мозга, периферической нервной системы, центральной нервной системы (ЦНС). Многократное или длительное воздействие вещества может привести к повреждению органов-мишеней. Многократный или длительный контакт с аэрозолем может вызвать хроническое раздражение глаз и сильное раздражение кожи.

Многократное или длительное воздействие аэрозольного тумана может вызывать раздражение дыхательных путей, приводящее к частым приступам бронхиальной инфекции. Многократное воздействие высокотоксичного материала может привести к общему ухудшению здоровья из-за накопления в одном или нескольких органах человека.

Первая помощь

При попадании в глаза:

Проверить наличие и удалить контактные линзы. В случае попадания немедленно промыть глаза большим количеством воды на протяжении не менее 15 минут. Можно использовать

холодную воду. ДОЛЖНА быть использована ТЕПЛАЯ вода. И немедленно обратитесь за медицинской помощью.

При попадании на кожу:

В случае попадания немедленно промыть кожу большим количеством воды на протяжении не менее 15 минут, снимая при этом загрязненную одежду и обувь. Нанести смягчающее средство на раздраженную кожу. Постирать одежду перед повторным использованием. Тщательно почистить обувь перед повторным использованием. Немедленно обратиться за медицинской помощью.

Попадание на обширный участок кожи:

Вымыть дезинфицирующим мылом и покрыть загрязненную кожу антибактериальным кремом. Срочно обратиться за медицинской помощью.

Вдыхание:

При вдыхании вывести пострадавшего на свежий воздух. При отсутствии дыхания, сделайте искусственное дыхание. В случае затрудненного дыхания, обеспечить подачу кислорода. И немедленно обратитесь за медицинской помощью.

Вдыхание большого количества:

Вывести пострадавшего в прохладное место как можно скорее. Ослабить тесную одежду, например: воротник, галстук, ремень или пояс. В случае затрудненного дыхания обеспечить подачу кислорода. Если пострадавший не дышит, провести искусственное дыхание "рот в рот". ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ: Лицу, оказывающему помощь, может быть опасно осуществлять искусственное дыхание, когда вдыхаемый материал является токсичным, инфекционным или едким. Срочно обратиться за медицинской помощью.

При проглатывании внутрь:

НЕ вызывать рвоту, если не предписано медицинским персоналом. Ничего не вводить перорально лицу, находящемуся в бессознательном состоянии. При проглатывании большого количества этого материала незамедлительно обратиться к врачу. Ослабить тесную одежду, например: воротник, галстук, ремень или пояс.

10.3.7 Метанол

Описание: Метанол относится к простейшим жирным спиртам. Это бесцветная легковоспламеняющаяся жидкость раздражающего действия. Растворяется в воде и в большинстве органических растворителей.

Классификация Европейского экономического сообщества (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 переместите пострадавшего на свежий воздух. Если пострадавший не дышит, сделайте искусственное дыхание. Обратитесь к врачу.

При контакте с кожей: Промойте с мылом и большим количеством воды. Немедленно доставьте пострадавшего в больницу. Обратитесь к врачу.

При попадании в глаза: промойте глаза проточной водой в качестве меры предосторожности.

При проглатывании: ЗАПРЕЩАЕТСЯ вызывать рвоту. Ничего не вводить перорально лицу, 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. Перед использованием перчатки должны быть проверены. Соблюдайте надлежащую технику снятия перчаток (не касаясь внешней поверхности перчатки), чтобы избежать контакта кожи с данным продуктом. Утилизируйте загрязненные перчатки после использования в соответствии с действующим законодательством и надлежащей лабораторной практикой. Вымойте и высушите 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).

10.3.8 Ингибитор коррозии

Описание

Антикоррозийный ингибитор добавляется в технологический поток, при необходимости, чтобы уменьшить, замедлить или предотвратить коррозию металла через предусмотренную точку закачки реагентов.

Классификация Европейского экономического сообщества (ЕЭС):

Горючая жидкость: категория 4 H227

Раздражение кожи, категория 2 H315

Серьезное повреждение глаз, категория 1 H318

Контактанты, категория 1 H317

Репродуктивная токсичность, категория 2 H361

Опасность аспирации, категория 1 H304

Опасные факторы для здоровья:

Вызывает необратимые последствия при попадании в глаза. Может привести к летальному исходу при проглатывании и последующем попадании в дыхательные пути. Может вызвать рак. Предполагается, что вещество способно негативно влиять на репродуктивную способность или нерожденного ребенка. Может вызвать генетические нарушения.

Опасные производственные факторы:

Хранить вдали от источников тепла и возгорания.

Меры по оказанию первой помощи:

При вдыхании: при вдыхании выведите пострадавшего на свежий воздух. Лечение проводит симптоматически. При появлении симптомов обратитесь за медицинской помощью.

При контакте с кожей: промойте с мылом и большим количеством воды в течение минимум 15 минут. По возможности используйте мягкое мыло. Постирайте одежду перед повторным использованием. Тщательно очищайте обувь перед повторным использованием. Обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза: промойте глаза проточной водой/ обильным количеством воды, в том числе под веками в течение минимум 15 минут. Обратитесь за медицинской помощью.

При проглатывании: нельзя вызывать рвоту. Ничего не вводить перорально лицу, находящемуся в бессознательном состоянии. Опасность аспирации при проглатывании - может попасть в легкие и вызвать повреждение. Обратитесь за медицинской помощью

Меры по контролю вредного воздействия / Средства защиты персонала

Для контроля воздействия на работников загрязняющих веществ, переносимых по воздуху должна быть предусмотрена хорошая общая вентиляционная система.

Средства защиты органов зрения / лица: Защитные очки. Защитная маска для лица.

Средства защиты кожи: Используйте соответствующую защитную одежду. Рекомендуемая защита кожи - Перчатки Нитрилбутилкаучук.

Средства защиты тела: средства защиты тела должны быть выбраны в зависимости от активности работы и возможного воздействия, например фартук, защитные ботинки, костюм химической защиты.

Защита органов дыхания: если респираторные риски не могут быть исключены или в достаточной степени ограничены техническими средствами коллективной защиты или мерами, методами и процедурами организации труда, необходимо рассмотреть возможность использования сертифицированных средств защиты органов дыхания.

Соответствующие паспорта безопасности доступны в Операторной пульта управления или в электронном виде по ссылке: [Island D Process - All Documents \(ncoc.kz\)](#).

10.4 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Персонал обеспечивается 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.

ссылка [1.5], Минимальные требования и стандарты для СИЗ применительно к перечню обязательных и специальных и средств индивидуальной защиты.

10.5 ЗАЩИТА ОТ ИОНИЗИРОВАННОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Источники ионизирующего излучения (ИИИ) в составе расходомеров установлены на установке 300. В соответствии с законодательством РК операции с ИИИ являются лицензируемой деятельностью. Общие требования к операциям с ИИИ определены в процедуре «Radiation Protection Management», HSE-K16-PR-0003–000. Доступ к ИИИ имеют только уполномоченные сотрудники. Для обеспечения доступа расходомеры огорожены и снабжены знаками безопасности. Установка 300 находится под круглосуточным видеонаблюдением и готовностью

к чрезвычайным ситуациям. Уровень облучения гамма-излучением контролируется службой радиационного контроля или уполномоченным лицензированным подрядчиком не реже одного раза в месяц. Ниже отслеживаются следующие параметры:

Описание работ	Контрольный уровень (мкЗв/ч)
Уровень фона гамма-излучения	≤ 1
Уровень гамма-излучения на расстоянии 1 м от источника	≤ 3
Уровень гамма-излучения на расстоянии 0,1 м от источника	≤ 10
Уровень гамма-излучения на плотности расходомера	≤ 100
Осмотр замка и визуальная проверка целостности	Допустимо (Да/Нет)

10.6 ЗАЩИТА ОТ МОЛНИИ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Молниезащита

Конструкция молниезащиты соответствует требованиям СП РК 2.04–103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений». Молниезащита предусмотрена на всех конструкциях. 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 заземлителя также должны быть подключены к главной системе заземления завода. 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). В данном случае достаточно одного соединения к земле в точке, близкой к основанию.

В качестве вертикального молниеотвода для молниезащиты не может использоваться стальная арматура железобетонных конструкций. Сооружения из плохо проводящего материала, например кирпича или бетона, которые подвержены удару молнии, должны быть защищены системой воздушных зажимов и спусковых проводников.

Заземляющие ямы, устроенные для каждого молниеотвода, подключаются к системе заземления установки.

Защита от статического электричества (Система заземления установки)

Заземление предназначено для защиты персонала от поражения электрическим током и оборудования от повреждений, вызванных токами замыкания на землю, статическими разрядами и ударами молнии.

Вокруг установки проложена соединительная сеть заземления с использованием изолированного медного кабеля с минимальным поперечным сечением 70 мм², и данная сеть заземлена с помощью заземляющих электродов с медным покрытием.

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 Вольт 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. Проводники заземления соединены с контуром заземления для обеспечения общего сопротивления на землю не более 0,5 Ом или 1 Ом на участках с потребителями ВН (>1 кВ) и НН соответственно. Расчеты должны быть выполнены, чтобы показать, что потенциалы шага и прикосновения не превышают 50В для заземления 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.

Сопротивление контура заземления должно быть проверено расчетом.

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:

Таблица 10.7.1

№ п/п	Рег. №, Дата выпуска, Уполномоченный орган	Содержание
1.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.	«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 Министра здравоохранения Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № ҚР ДСМ-79	«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	Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
9.	ГОСТ ISO 9612- 2016	Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах»
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 МЕРЫ ПРЕДОСТОРОЖНОСТИ В УПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

В этом разделе описываются основные технические меры по управлению крупными происшествиями, промышленными опасностями и чрезвычайными ситуациями на объекте.

10.8.1 Меры по предотвращению потери герметичности и аварийного выброса опасных веществ

Предотвращение потери герметичности и аварийного выброса опасных веществ осуществляется путем применения комплекса мер, которые включают в себя следующее:

- подбор и использование соответствующих материалов для оборудования и трубопроводов.
- Надежная локализация технологического процесса и разделение объекта на изолированные секции.
- Защита оборудования и трубопроводов от коррозии (например, электрохимическая защита, катодная защита).
- Защита оборудования и трубопроводов от избыточных давлений и температуры.
- Внедрение надежных и резервных систем управления технологическими процессами и безопасности.
- Регулярный осмотр и профилактическое текущее обслуживание оборудования и трубопроводов.
- Обучение и обеспечение компетентности персонала завода.

10.8.2 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Объект оснащен системой пожаротушения, позволяющей оперативно реагировать на чрезвычайные ситуации с пожарами и предотвращать их эскалацию. При проектировании систем противопожарной защиты приоритет отдается предотвращению выбросов углеводородов, далее сведению к минимуму вероятности возгорания и, предотвращению эскалации путем разделения потоков основных рабочих сред установки. Тем не менее, там, где это признано необходимым, предусмотрены средства активной и пассивной противопожарной защиты.

Объекты пожаротушения стратегически расположены на территории установки.

Активная противопожарная защита

Вокруг Установки комплексной подготовки нефти и газа установлена противопожарная распределительная сеть для подачи пожарной воды в следующие стационарные ручные и автоматические системы и оборудование пожаротушения:

- ручные пожарные лафетные стволы
- Пожарные гидранты

Пожарная вода распределяется по территории участка установки по подземному магистральному кольцевому водопроводу, изготовленному из ПЭВП, который входит в состав сети более крупного магистрального кольцевого противопожарного водопровода, обслуживающего всю УКПНиГ. 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 в пределах установки предусмотрены стационарные лафетные стволы с ручным управлением и регулируемыми насадками. Лафетные стволы установлены в стратегических точках по периметру технологических установок с возможностью доступа с дорог.

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 оборудования гидрантов размещены в стратегических точках на всей территории объекта. В каждом шкафу имеются пожарные рукава, насадки и т.д.

Эксплуатация системы пожарной воды инициируется системой пожара и газа, которая инициирует исполнительные действия и автоматически запускает дежурный пожарный водяной насос и убедиться в достаточном давлении противопожарной воды в распределительной системе. Группа ликвидации чрезвычайных ситуаций (ГЛЧС) отвечает за надлежащее использование лафетных стволов и гидрантов.

Пассивная противопожарная защита

Основные задачи пассивной пожарной защиты представлены ниже:

- 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 эскалации пожара в связи с прогрессирующим разрушением несущих конструкций / опор с последующим высвобождением содержимого;
- защита основных систем обеспечения безопасности;
- защита ответственного оборудования, такого как клапаны аварийного сброса давления и клапаны системы аварийного останова и т. д.;

Огнестойкие материалы наносятся на все несущие металлоконструкции, разрушение которых может привести к травмам людей или разгерметизации и, следовательно, эскалации пожара.

Огнестойкие материалы наносятся на наружные поверхности юбок, которые служат в качестве опор для вертикальных сосудов и колонн, расположенных внутри ОЗЗ.

Огнестойкие материалы также наносятся на стальные седловидные опоры сосудов, расположенных в ОЗЗ.

Огнестойкость конструкций, которые служат в качестве опор для оборудования, содержащего углеводородное сырье, обеспечивается до отметки опирания в случае размещения в ОЗЗ.

Все КАО и КАСД, расположенные в ОЗЗ, являются огнестойкими.

В пределах Установки 300 пассивная противопожарная защита предусматривается для следующего оборудования, [ссылка \[Е.65\]](#).

Таблица 10.8.2.1

Номер оборудования	Описание оборудования	Тип оборудования	Огнестойкость в пределах ППЗ	Применение ППЗ
300-НА-101 300-НА-201	Пароперегреватель подаваемого сернистого газа,	Кожухотрубный теплообменник	*Н60/J45	Платформа и опоры
300-НА-103A/B/C/D 300-НА-203A/B/C/D	Теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»	Кожухотрубный теплообменник	*Н60/J45	Подвеска и опоры

300-VN-101 300-VN-201	Каплеотбойный сепаратор сернистого газа	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Фартучные опоры
300-VQ-001	Входной газожидкостный сепаратор	Трубная обвязка	*Н60/J45	Опоры и трубки

Переносные и передвижные средства пожаротушения

Переносные и передвижные огнетушители стратегически расположены по всей территории завода. Тип и объем предусмотренных огнетушителей соответствуют предполагаемым опасным факторам, выявленным для каждого участка.

Таблица 10.8.2.2 Степень огнестойкости производственного блока

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Вещества, используемые в производстве	Категория пожаровзрывоопасности и воспламеняемости по ТР-14	Класс пожаровзрывоопасной зоны по ПУЭ
1	Установка 300. Сепарация газа	Газ, конденсат	Ан	В – 1г

10.8.3 Система обнаружения пожара и газа

Целью системы обнаружения пожара и газа является раннее оповещение персонала о потенциально опасных ситуациях, таких как присутствие горючего газа или токсичного газа в атмосфере или пожар, чтобы обеспечить автоматическое/ручное выполнение корректирующих мер для предотвращения или сведения к минимуму ухудшения ситуации (например, инициирование соответствующих остановок).

Завод разделен на соответствующее число пожарных зон, определяемых границами возможного пожара, таких как крошки дорог, границы систем противопожарной защиты или здания и их помещения. Пожарные и газовые детекторы стратегически расположены на территории завода для обнаружения пожара и утечек легковоспламеняющихся/токсичных газов из потенциальных источников потери герметичности; месторасположение, учитывает их близость к зонам потенциального скопления газа, возможные источники возгорания и наличие персонала в рабочей зоне.

При подтвержденном обнаружении пожара или газа через систему ГС/ОО будет инициирована сигнализация, чтобы проинформировать и позволить персоналу принять соответствующие аварийные меры. Подтвержденное обнаружение пожара и газа также иницирует автоматические действия, включая запуск насосов противопожарной воды.

Если не указано иное, в целях предотвращения ложных отключений установки поступающие от датчиков сигналы состояния, как правило, обрабатываются по логической схеме выборки 2 из N, где N больше или равно 2, прежде чем будут предприняты какие-либо действия.

При обнаружении персоналом опасных условий, таких как утечка углеводородов или токсичных газов или пожар, персонал может вручную подать сигнал тревоги с помощью ручных пожарных извещателей (РПИ). РПИ расположены в стратегических точках на всей территории установки. Большинство РПИ установлены вдоль маршрутов эвакуации и рядом с выходами из зон и помещений.

Система ПиГ передает данные в РСУ, чтобы оператор имел обновленную информацию о состоянии установки. Места установки детекторов ПиГ отображаются на графических экранах РСУ с динамическим обновлением их состояния.

В ссылке [Е.52] содержится перечень присвоенных номеров пожарных зон для УКПНиГ. На основании этой информации составляются компоновочные чертежи датчиков системы ПиГ Установки 300, [ссылки с \[Е.57\] по \[Е.62\]](#).

Система сигнализации

Установка снабжена системой аварийной сигнализации на случай возможных чрезвычайных ситуаций и автоматической системой аварийных блокировок для обеспечения защиты объекта и минимального воздействия на окружающую среду. Установка оборудована предупредительной световой и звуковой сигнализацией, которая срабатывает при выходе рабочих технологических параметров за пределы нормального технологического режима. Установка 300 оснащена системами сигнализации и аварийного останова. Соответствующие параметры указаны в ведомости сигнализаций и отключений в разделе 7 настоящего регламента.

Все участки впускной газосепарационной установки оборудованы системами звуковой сигнализации, быстро оповещающей персонал о возникшей 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 находятся в работе, чтобы в случае отказа одной из систем другая система могла быть использована для оповещения или подачи сигналов тревоги на всей установке и в офисных помещениях.

На участках, где уровень шума окружающей среды превышает 85 дБ(А), предусмотрены проблесковые маячки, установленные таким образом, чтобы с каждого участка с высоким уровнем шума были видны как минимум два таких маячка. Маяки подключаются к «системе А» и «системе В» с соблюдением тех же основных принципов, что используются при проектировании размещения громкоговорителей. Проблесковые маячки получают резервное питание от ИБП соответствующего блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи.

Система громкой связи и общего оповещения подключается к телефонной сети для обеспечения передачи штатных голосовых объявлений в избранные зоны с полевых телефонов соответствующего класса обслуживания, расположенных по всей территории установки. Во всех помещениях, коридорах и открытых внешних площадках Установки подготовки нефти будут установлены громкоговорители и, при необходимости, проблесковые маячки для объявления и оповещения о тревогах.

В маячках используются красные линзы для сигнализации утечки токсичных газов и желтые линзы для объявления тревоги и общего оповещения. Если аварийное сообщение по громкой связи или общее оповещение совпадает по времени со срабатыванием сигнализации утечки токсичных газов, приоритет отдается красным, а не желтым проблесковым маячкам. Перед каждым сообщением передается сигнал привлечения внимания, причем для аварийных и обычных сообщений используются разные сигналы.

Сигналы тревоги инициируются либо вручную с панели управления доступом, либо автоматически из системы обнаружения пожара и газа. Подаваемые вручную сигналы тревоги и аварийные сообщения не делятся по зонам, то есть и сигналы тревоги, и сообщения транслируются во всех зонах установки.

Автоматическое общее оповещение через систему ГС/ОО инициируется системой обнаружения пожара и газа (ПиГ) после:

- подтвержденного обнаружения горючих газов;
- подтвержденного обнаружения токсичных газов
- подтвержденного обнаружения пожара (ручной пожарный извещатель), или

- вручную с помощью устройств доступа системы ГС/ОО в операторной или КПП.
- Звуковая сигнализация: синусоидальный звуковой сигнал частотой 1000 Гц, включающийся/выключающийся с интервалом в 1 секунду.
- Визуальная сигнализация: желтый проблесковый световой сигнал.

Общая сигнализация

- Звуковой сигнал: синусоидальный сигнал будильника 1000 Гц, 1 секунда включена / 1 секунда выключена.
- Визуальная сигнализация: желтые мигающие огни.

Сигнал тревоги о токсичных газах или H₂S

- Звуковая сигнализация:
- Визуальная сигнализация: красные мигающие огни.

Сигнал покидания установки

Включается вручную из системы громкой связи и общего оповещения через систему противоаварийной защиты (СПАЗ).

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. За этим следует сигнализация ГС/ОО.

Визуальная сигнализация: красный проблесковый световой сигнал.

10.9 ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Эвакуационно-спасательные мероприятия выполняются на объекте в следующих целях:

- Обеспечение свободных и отличных друг от друга маршрутов покидания, чтобы персонал мог быстро покинуть место аварии;
- Обеспечение нескольких различных свободных маршрутов эвакуации, чтобы персонал мог быстро покинуть место происшествия.
- Предоставление персоналу портативных комплектов ДА, детекторов H₂S, и средств коммуникаций.

10.10 ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Характер, местоположение и масштаб происшествия определяют уровень и скорость реагирования группой НКОК Н.В. для восстановления контроля, защиты людей и восстановления нормальных производственных уровней. Определение каждого уровня происшествий, способы управления ими на уровне производственного участка наземного комплекса, а также тактическую процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций см. в **ссылке [1.3]**.

В вышеуказанной процедуре содержатся указания для тактической группы по ликвидации чрезвычайных ситуаций (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 Руководителя 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. СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ДЕЙСТВИЯ В ОПАСНОЙ СИТУАЦИИ

Система сброса давления

На Установке 300 предусмотрены несколько предохранительных клапанов для защиты оборудования и сетей от превышения давления. В целом защита оборудования, например, каплеотбойного сепаратора газа аминового абсорбера, от превышения давления обеспечивается с помощью предохранительных клапанов, размер которых соответствует сценарию пожара.

Подробный обзор сценариев срабатывания таких клапанов и нагрузок см. [ссылку \[E.54\]](#).

Основная функция сброса давления состоит в обеспечении оборудования средствами понижения давления на случай разгерметизации. Снижение давления компенсирует повышение температуры, которое происходит во время пожара для того, чтобы совокупные давление и температура металла не превышали допустимое напряжение оборудования и трубной обвязки.

Вторичной функцией системы продувки является снижение степени локального нарушения герметичности в результате утечки, которая в противном случае может привести к эскалации и риску катастрофического разрушения конструкции. Сброс давления инициируется посредством системы аварийного останова (при поступлении команды от системы ПиГ), так как он применяется только в случае чрезвычайной ситуации.

Система аварийного сброса давления используется в следующих целях:

- отвода технологической среды при возникновении аварийной ситуации;
- предотвращения создания избыточного давления в оборудовании установки;
- снижения опасности последствий утечки;
- безопасного размещения отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Клапаны аварийного сброса давления (КАСД) должны проходить периодические испытания, включая проверку срабатывания, и техобслуживание, в связи с чем необходимо обеспечить простоту доступа к этим клапанам и простоту их отключения.

Действующие объекты разделены на различные участки путем оснащения клапанами аварийного останова (КАО), приводимыми в действие системой аварийного останова (АО). На Установке 300 предусмотрено оборудование для продувки, соответствующее указанным ниже критериям согласно [ссылке \[E.54\]](#):

- работа при давлении свыше 17,25 бар (изб.) и/или
- содержание более 4 м³ бутана или жидкости с более высокой летучестью для обеспечения возможности раздельного сброса давления.

Продуваемые участки сгруппированы в продуваемые зоны, что позволяет системе АО продувать участки в пределах одной зоны одновременно. Продувка таких затронутых зон осуществляется автоматически после обнаружения пожара и АО уровня 2 или вручную (по отдельности или последовательно на всей установке) после АО уровня 1а, как описано в Основных принципах аварийного останова и сброса давления [E.39].

Зоны продуваются последовательно таким образом, чтобы не допустить превышения расчетной производительности факела. Потоки от продувки поступают в общий факельный сепаратор ВД, факельную трубу и факельный оголовок (кроме входных сооружений нефтепровода, продувка которых производится в факельную систему НД).

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. Сброс давления во входном газожидкостном сепараторе до 7 бар (изб.) происходит за 30 минут.

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.

11.1 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ

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.

В случае аварийного останова происходит полное прекращение работы установки в результате возникновения очень серьезного нарушения и (или) технологического сбоя, которые могут привести к опасным условиям на установке и вредному воздействию на персонал.

При этом, как правило, требуется немедленное полное прекращение работы с остановом и сбросом давления как минимум в определенной части установки, а также в большинстве случаев с удалением углеводородов в максимальной степени и в кратчайшие сроки в зависимости от неотложности и характера чрезвычайной ситуации.

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». ПЛК сертифицированы на соответствие требованиям стандарта DIN V 19250/0801. Проектирование, изготовление и установка системы АО производится в соответствии с требованиями МЭК 61508.

Замена неисправных резервных модулей происходит без прерывания эксплуатации.

Системы останова являются автономными и располагаются в блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи и в миниатюрных автоматических выключателях в соответствии с необходимостью, и имеют выделенные первичные сенсорные устройства и конечные управляющие устройства. Информация (аварийные сигналы, пуск/останов двигателей, открытие/закрытие клапанов) и ручное включение (блокировки, сбросы, контрольные кнопки) доступны в станциях управления РСУ через шины передачи данных. Ручное включение САО осуществляется через жесткие кнопки и располагается в пульте управления РСУ. Для каждой САО предусмотрено устройство приоритетов и последовательности записи событий.

САО имеют устройства ручной блокировки для испытания, ремонта/калибровки первичных элементов без включения исполнительного действия останова. На клапанах аварийного останова предусмотрена система частичной работы онлайн для периодического испытания фактического движения клапана.

Запуск установок возможен после действия ручного сброса. Предусмотрены блокировки запуска с автоматическими сбросами после достижения технологическим процессом нормальных рабочих условий.

САО сконфигурированы для безотказного действия, где отказ системы или технологических защитных контуров приводит к отказу в безопасном состоянии. Не требуется, чтобы выключатели перерегулирования для техобслуживания и местные индикаторные лампы были безотказными.

САО передает данные на РСУ для сообщения оператору о состоянии комплекса. Динамически обновляемые матрицы причины и следствия реализованы совместно данными, передаваемыми из системы АО/ПиГ на АРМ оператора РСУ. Сбросы аварийных/технологических остановов могут осуществляться с АРМ РСУ. Вызывает некоторое беспокойство возможность для оператора дистанционно сбросить аварийный останов. Аварийные остановки Уровня 2 можно сбросить дистанционно. Перед сбросом АО необходимо провести исследование для местного расследования причин АО и убедиться, что причины устранены, и запуск можно выполнить безопасно.

При отказе подачи приборного воздуха на клапаны аварийного останова все клапаны АО переходят в безотказное положение.

Целями CAO являются:

- 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 CAO;
- 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.
- продувочных клапанов, ведущих к факельным коллекторам.

Различают следующие уровни аварийного останова:

- АО 1а — посредством ручного включения из центральной диспетчерской при прекращении подачи воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельном сепараторе НД или ВД. Ручное инициирование сброса давления; 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 критических технологических параметров;
 - АО 3 (или технологический останов) — посредством ручных нажимных кнопок, при технологических сбоях и прекращении поступления уплотняющей среды компрессора.
-

11.1.1 Аварийный останов Установки 300

Входной газосепаратор установки 300 (абсорбер амина) установлен в секции 2 (зона В) для продувки. Трубная обвязка от входного газосепаратора до манифольда сырьевого газа находится в секции 3 (зона С). Каплеотбойный сепаратор сернистого газа и пароперегреватель подачи сырого газа очереди 1 находятся в секциях 4 и 5 соответственно (зона D). Каплеотбойный сепаратор сернистого газа и пароперегреватель подачи сырого газа очереди 2 находятся в секциях 50 и 51 (зона L). Емкость удаления ртути очереди 1 находится в секции 5А (зона АВ). Емкость удаления ртути очереди 2 в секции 51А (зона АС). Соединительный трубопровод между установкой 300 и установкой 300/310 (технологическая линия 1) находится в секции 7 (зона Е). Соединительный трубопровод между установкой 300 и установкой 300/310 (технологическая линия 2) находится в секции 53 (зона М). Подробное описание конструкции системы продувки смотрите [Е.56].

Секция 2 физически выделяется следующими КАО:

- 3000-ESV-001/009
- 3000-ESV-007
- 3000-ESV-003

Секция 3 физически выделяется следующими КАО:

- 3000-ESV-007
- 3002-ESV-006
- 3001-ESV-001/002
- 3002-ESV-001/002

Секция 4 физически выделяется следующими КАО:

- 3001-ESV-006
- 3001-ESV-013
- 3001-ESV-001/002
- 3001-ESV-005
- 3001-ESV-004

Секция 5 физически выделяется следующими КАО:

- 3001-ESV-005
- 3001-ESV-008
- 3001-ESV-016
- 3001-ESV-017
- 3001-ESV-019
- 3301-ESV-001

Секция 5А физически выделяется следующими КАО:

- 3001-ESV-016
- 3001-ESV-017
- 3001-ESV-018
- 3001-ESV-019
- 3001-ESV-021

Секция 7 физически выделяется следующими КАО:

- 3001-ESV-010
- 3001-ESV-012
- 3000-ESV-005

Секция 50 физически выделяется следующими КАО:

- 3002-ESV-006
-

- 3002-ESV-013
- 3002-ESV-001/002
- 3002-ESV-005
- 3002-ESV-004

Секция 51 физически выделяется следующими КАО:

- 3002-ESV-005
- 3002-ESV-008
- 3002-ESV-016/017
- 3002-ESV-019
- 3302-ESV-001

Секция 51А физически выделяется следующими КАО:

- 3002-ESV-016
- 3002-ESV-017
- 3002-ESV-018
- 3002-ESV-019
- 3302-ESV-021

Секция 53 физически выделяется следующими КАО:

- 3002-ESV-010
- 3002-ESV-012
- 3000-ESV-005

На Установке 300 имеются следующие КАСД:

Устройство сброса давления	Защищаемое оборудование	Пиковый расход сброса давления, тыс. ст. м ³ /сутки	Типоразмер клапана
3000-EDV-002	Входной газосепаратор	10,3	12-дюймовый шаровой кран
3000-EDV-008	Трубная обвязка, соединяющая входной газосепаратор и манифольд сырьевого газа	7,60	10-дюймовый шаровой кран
3001-EDV-003	Впускные КАО к каплеотбойному сепаратору обессеренного газа - Технологическая линия 1	12,58 (общее для клапанов EDV-003 и EDV-009)	6-дюймовый шаровой кран
3001-EDV-009	Пароперегреватель подаваемого обессеренного газа - Технологическая линия 1		2-дюймовый шаровой кран
3001-EDV-051	Установка удаления ртути - Технологическая линия 1	4,77	6-дюймовый шаровой кран
3001-EDV-011	Соединительная линия между установкой 300 и установкой 310 -	7,35	3-дюймовый шаровой кран

	Технологическая линия 1		
3002-EDV-003	Впускные КАО к каплеотбойному сепаратору обессеренного газа - Технологическая линия 2	12,58 (общее для клапанов EDV-003 и EDV-009)	6-дюймовый шаровой кран
3002-EDV-009	Пароперегреватель подаваемого обессеренного газа - Технологическая линия 2		2-дюймовый шаровой кран
3002-EDV-051	Установка удаления ртути - Технологическая линия 2	4,77	6-дюймовый шаровой кран
3002-EDV-011	Соединительная линия между установкой 300 и установкой 310 - Технологическая линия 2	7,35	3-дюймовый шаровой кран

См. Ссылку [Е.56]

При останове наблюдаются следующие взаимодействия Установки 300 с другими участками:

Очередь 1

- Продувка при АО 1а выполняется путем активации ручной нажимной кнопки.
- Останов АО 1а активируется при прекращении подачи воздуха КИПиА, критически высоком уровне в каплеотбойном сепараторе факела ВД или НД или активации ручной нажимной кнопки.
- Останов АО 1b активируется сигналом подтвержденного обнаружения газа в технологической зоне.
- Останов АО 2 активируется сигналом подтвержденного обнаружения пожара в технологической зоне или путем активации ручной нажимной кнопки.

Очередь 2

- Продувка при АО 1а выполняется путем активации ручной нажимной кнопки.
- Останов АО 1а активируется при прекращении подачи воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельном сепараторе или активации ручной нажимной кнопки.
- Останов АО 1b активируется сигналом подтвержденного обнаружения газа в технологической зоне.
- Останов АО 2 активируется сигналом подтвержденного обнаружения пожара в технологической зоне или путем активации ручной нажимной кнопки.

11.2 КРАТКОВРЕМЕННЫЙ СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (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. Высоковольтные двигатели следует запускать вручную. Двигатели низкого напряжения запускаются либо

автоматически группами, и их приоритет определяется технологическими требованиями, либо вручную.

11.3 ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (БОЛЕЕ ЧЕМ НА 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)

Если электропитание не восстанавливается в течение 5 секунд, ранее настроенные уставки запуска двигателя отменяются.

Если электропитание отключено менее одной минуты, все двигатели низкого напряжения запускаются вручную с определенной последовательностью. В этом случае можно избежать полного останова, выходная продукция может быть направлена в некондиционную линию, а технологические переменные восстанавливаются. Если электропитание отключается более чем на одну минуту, выполните действия в соответствии с «Планом ликвидации чрезвычайных ситуаций».

11.4 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Прекращение энергоснабжения на обоих фидерах расценивается как полное прекращение энергоснабжения. При этом все пользователи отключаются от электросети. 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). Полученные в течение этого часа данные сохраняются в памяти системы, а клапаны остаются в положении предварительного останова. В это время систему необходимо перевести в безопасное положение

11.5 НАРУШЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИА

В случае нарушения подачи воздуха КИПиА активируется АО 1, и все регулирующие клапаны и клапаны аварийного останова переходят в безопасное положение.

12. ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА, СТОКИ И СЖИГАНИЕ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ**12.1 ОТХОДЫ**

В процессе эксплуатации Установки 300 могут образовываться отходы производства. Отходы будут образовываться на этапе технического обслуживания и капитального ремонта. Типы отходов представлены в нижеследующей таблице.

Тип отходов	Объем, тонн/год	Период	Метод утилизации
Отходы, содержащие кислые стоки	-	в ходе техобслуживания	Направляются на дальнейшую обработку сторонней организацией
Ртутьсодержащие отходы	-	в ходе техобслуживания	Направляются на дальнейшую обработку сторонней организацией
Промасленные отходы	-	во время работ по техническому обслуживанию	Направляются на дальнейшую обработку сторонней организацией

12.2 СТОКИ

В этом разделе будут рассмотрены все сточные воды, которые могут образоваться в ходе работ по техническому обслуживанию и кап. ремонту.

Сбор промывочной воды будет осуществляться в дренажную емкость, а затем откачиваться на Установку 570 для дальнейшей очистки.

Описание	Объем, м³/год	Период	Метод утилизации
Промышленные стоки - поверхностные воды	-	Периодически	Отправляется для дальнейшей переработки на объекты Компании

12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

На установке 300 имеется один источник неконтролируемого загрязнения атмосферы: утечки на клапанах и фланцевых соединениях: АПС № 6440 и 6441 для первой и второй технологической линии соответственно.

К загрязняющим веществам, присутствующим в Установке 300, относятся в том числе сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C1 - C5 и C6 - C10, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные смеси углеводородов C12 - C19.

Таблица 12.3.1 - Выбросы в атмосферу

Наименование выброса	Объем выброса, т/год	Способ нейтрализации и утилизации	Частота	Интенсивность загрязнения, мг/Нм³	Примечание
НАЗЕМНЫЙ КОМПЛЕКС					
Выброс летучих веществ					
ИДЕНТИФИКАТОРЫ ПОТОКОВ 101, 106 и дизель					
Сероводород	0.4454166			Н/П	2024

Дисульфид углерода	0.0000399			Н/П	2024
Сероокись углерода	0.0001679			Н/П	2024
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	1.60012			Н/П	2024
Насыщенные углеводородами C ₁ -C ₁₀	0.2509192			Н/П	2024
Бензол	0.0059218			Н/П	2024
Ксилол	0.0052097			Н/П	2024
Толуол	0.0101726			Н/П	2024
Этилбензол	0.0009467			Н/П	2024
Бутилмеркаптан	0.0005385			Н/П	2024
Диметилсульфид	0.0000003				2024
Метилмеркаптан	0.00049			Н/П	2024
Пропилмеркаптан	0.0006284			Н/П	2024
Этилмеркаптан	0.0006381			Н/П	2024
Насыщенные углеводородами C ₁₂ -C ₁₃	0.528375			Н/П	2024

13. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ, СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

В этой главе содержатся табличные перечни сосудов, насосов, теплообменников и другого оборудования. В них также включены регулирующие клапаны и клапаны сброса давления. Более подробные сведения содержатся в листах технических данных, руководствах по эксплуатации и техническому обслуживанию и другой документации, относящейся к соответствующему оборудованию

Таблица 13.1 - Колонны и сосуды установки 300

Технологическое оборудование Маркировочный номер на СТИПиА	Кол-во	Изготовитель	Материал	Технические характеристики
входной газосепаратор (А1-300-VQ-001);	1	-	Плакировка из НТУС + Инконель 625	Давление (расчетное) = 96,36 бар изб. / Полный вакуум Температура (расчетная) = 75/- 45 выход пара при 100/120°C при полном вакууме /1 бар изб.
А1-300-ZL-001А/В (Фильтр конденсата)	2	Fluidel S.R.L.	Кожух SA 516 сорт. 60	Давление (расчетное) = 96 бар изб. Температура (расчетная) = +120/-36
А1-300-VN-101/201 (Каплеотбойный сепаратор сернистого газа)	1	KNM Process Systems	Кожух SA 516 сорт. 70 Плакировка из Инконель 625	Давление (расчетное) = 80 бар изб. Температура (расчетная) = +120/-36 Общие размеры= Внут. Диаметр -3000 мм, Длина цилинд. части =5500
А1-300-VN-102/202 (в конденсатной емкости парог сернистого газа)	1	TOO Adyard Abu Dhabi	Кожух SA 516 сорт. 70 и SA333 сорт 6	Давление (расчетное) = 96,36 бар изб. Температура (расчетная) = +185/-36 Общие размеры= Внут. Диаметр -610 мм, Длина цилинд. части = 3700
А1-300-VJ-101/201 (Емкость удаления ртути)	1	ISGEC	Кожух SA 516 сорт. 70 и SS316L	Давление (расчетное) = 96,36 бар изб. Температура (расчетная) = +110/-36 Общие размеры= Внут. Диаметр -4000 мм, Длина цилинд. части = 5000
А1-300-ZL-101/201А/В (Картридж фильтра)	2	Dollinger	Кожух SA 516 сорт. 70 и SS316L	Давление (расчетное) = 96,36 бар изб. Температура (расчетная) = +110/-36

Таблица 13.2 - Теплообменники Установки 300

Технологическое оборудование Маркировочный номер на СКИПиА	Кол-во	Материал	Технические характеристики
A1-300-НА-103/203 A/B/C/D (Теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»)	1	Кожух SA316 сорт. 70 Трубы A179 бесшовные	Давление (расчетное)= кожух 80 трубная 80 бар изб. Температура (расчетная) = +82/-36 Номинальная мощность, кВт = 6205
A1-300-НА-101/201 (Пароперегреватель подаваемого сернистого газа,)	1	Кожух SA316 сорт. 70 Трубы A179 бесшовные	Давление (расчетное)= кожух 6 трубная 80 бар изб. Температура (расчетная) = +185/-36 Номинальная мощность, кВт = 2851

Таблица 13.3 – Перечень регулирующих клапанов

Номер на чертеже	Местоположение (СКИП)	Типоразмер/тип клапана	Действия
A1-3000-FCV-006A/B	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-002	Шаровой вентиль 6 дюйм.	Закрыт при отказе
A1-3001/2-TCV-005	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-004	Дисковый затвор 10 дюйм.	Н/З
A1-3001/2-PCV-001	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-004	Шаровой вентиль 18 дюйм.	Последнее положение при отказе — смещение в закрытое положение
A1-3001/2-FCV-003	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-005	Шаровой вентиль 6 дюйм.	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
A1-3001/2-LCV-001	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-005	Шаровой вентиль 1 1/2" дюйм.	Закрыт при отказе
A1-3001/2-TCV-013	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-006	Шаровой вентиль 1 1/2" дюйм.	Закрыт при отказе
A1-3001/2-FCV-012	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-009	Шаровой вентиль 6 дюйм.	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
A1-3001-HCV-002	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-009	Шаровой вентиль 6 дюйм.	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
A1-3001-FCV-007	KE01-A1-300-PG-R-HP-0006-010	Шаровой вентиль 12 дюйм.	Закрыт при отказе

Таблица 13.4 - Перечень клапанов сброса давления

Местоположение	Маркировочный номер	Тип клапана (модель)	Расчетное давление защищенного оборудования, бар изб.	Установленное давление пружины, бар изб.	Направление сброса
Входной газосепаратор	A1-3000-PSV-007	Сильфоны	96,35	96,35	На факел ВД
Входной газосепаратор	A1-3000-PSV-008	Сильфоны	96,35	96,35	На факел ВД
Входной газосепаратор	A1-3000-PSV-023	Сильфоны	101,2	101,2	На факел ВД
Входной газосепаратор	A1-3000-PSV-032	Сильфоны	101,2	101,2	На факел ВД
Фильтр конденсата	A1-3000-PSV-014A	Со стабилизированным сильфоном	96	96	На факел ВД
Фильтр конденсата	A1-3000-PSV-014B	Сильфоны	96	96	На факел ВД
Выпускной патрубок каплеотбойного сепаратора сернистого газа	A1-3001/2-PSV-008*	Традиционный	80	80	На факел ВД
Выпускной патрубок каплеотбойного сепаратора сернистого газа	A1-3001/2-PSV-009*	Традиционный	80	80	На факел ВД
Ввод обессеренного газа в теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001-PSV-025	Управляемый и с закрытой крышкой	80	80	На факел ВД
Ввод обессеренного газа в теплообменник «влажный газ / сырьевой газ»	A1-3001-PSV-026	Управляемый и с закрытой крышкой	80	80	На факел ВД
Емкость удаления ртути	A1-3001/2-PSV-053	Со стабилизированным сильфоном и закрытой крышкой	80	80	На факел ВД

Емкость удаления ртути	A1-3001/2-PSV-056	Со стабилизированным сильфоном и закрытой крышкой	80	80	На факел ВД
Картридж фильтра	A1-3001-PSV-059	Со стабилизированным сильфоном и закрытой крышкой	80	80	На факел ВД
Картридж фильтра	A1-3001-PSV-062	Со стабилизированным сильфоном и закрытой крышкой	80	80	На факел ВД

*Временное УИ 18682 содержит действия для устранения недочетов, выявленных в процессе анализа предохранительных клапанов консультантом сторонней организации. По всей видимости, диаметры клапанов сброса давления A1-3001/2-PSV-008 и 3001/2-PSV-009 не рассчитаны на определенные сценарии сброса давления

14. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Процесс и нормативная документация включают в себя:

14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ

- Должностная инструкция супервайзера Установки 300
- Должностная инструкция старшего инженера технологического процесса/ производственных операций
- Должностная инструкция инженера технологического процесса/ производственных операций
- Должностная инструкция старшего оператора технологического процесса/ производственных операций комплекса
- Должностная инструкция оператора технологического процесса/ производственных операций комплекса

14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

См. ссылку [Е.23]

14.3 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

KE01-A1-300-AK-O-PR-0001-000	Процедура по эксплуатации отстойника промасленной воды 540-VW-012 и насоса 540-PH-012A/B на наземном комплексе
KE01-A1-300-AK-O-PR-0002-000	Процедура по эксплуатации фильтра конденсата 300-ZL-001 A/B на наземном комплексе
KE01-A1-300-AK-O-PR-0003-000	Процедура по эксплуатации коллектора пара и конденсата НД для участков 230/300 на наземном комплексе
<u>KE01-A1-300-AK-O-WO-0004-000</u>	Инструкция нормального пуска/эксплуатации / останова емкости закрытого дренажа 550-VA-005 и Насоса 550-PH-005
KE01-A1-300-AK-O-PR-0004-000	Процедура по эксплуатации пенного блока 730-XX-701_702_703_704 на наземном комплексе
KE01-A1-300-AK-O-PR-0005-000	Процедура по эксплуатации установки удаления ртути на наземном комплексе
KE01-A1-300-AK-O-PR-0006-000	Процедура по эксплуатации емкости закрытого дренажа 550-VA-155 и насоса 550-PH-155 на наземном комплексе
KE01-A1-300-AK-O-PR-0007-000	Процедура по эксплуатации газосепаратора 300-VQ-001 на наземном комплексе

14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

№ п/п	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 HSE-H40-PL-0001-000
4)	Минимальные требования и стандарты для СИЗ- 01-H20-GL-01846-000
5)	Процедура управления средствами защиты органов дыхания и их использования CER-O40-PR-0002-000

6)	Процедура по расследованию происшествий и составлению отчетности 01-H26-PR-01058-000
7)	Общее описание технологического процесса УКПНИГ (Ознакомление с опасными факторами конкретного завода) KE01-A1-000-AK-R-ZZ-0001-000
8)	Система наряда-допуска на производство работ 01-H20-GL-02172-000
9)	Директива по контролю за опасными для здоровья веществами 01-H40-GL-00914-000
10)	Проверка и техническое обслуживание противопожарного оборудования 01-O44-RC-00498-00
11)	Руководство по оценке и управлению рисками для здоровья 02-H40-GL-00874-00
12)	Руководство по оценке и управлению рисками 02-H40-GL-00874-00
13)	Отключение от источника энергии 01-O20-GL-00218-000
14)	Руководство для Уполномоченного лица по отбору проб воздушной среды 01-H20-GL-00275-000
15)	Регламент работы по контролю за пломбируемой обычно в открытом / закрытом положении трубопроводной арматурой AMP-T01-PR-0004-000
16)	Правила безопасной эксплуатации электроустановок HSE-T64-PR-0001-000
17)	Процедура управления блокировками систем обеспечения технологической безопасности, технологической аварийной сигнализацией и контурами управления в ручном режиме AMP-O01-PR-0007-000
18)	Процедура управления проектами изменений MCP-T71-PR-0001-000
19)	Процедура входа в замкнутое пространство HSE-H20-PR-0007-000
20)	Основные принципы эксплуатации и технического обслуживания FIM-T14-YT-0001-000
21)	Работа на высоте 01-H01-GL-01439-000
22)	План реагирования на чрезвычайные ситуации на Наземном комплексе GEN-O40-PL-00657-000
23)	Руководство по управлению усталостью и социальному обеспечению работников на предприятиях компании HSE-H40-GL-0002-000
24)	Безопасное выполнение грузоподъемных и такелажных работ HSE-H20-PR-0002-000
25)	Руководство по правилам спасения жизни 01-H25-GL-01800-000
26)	Руководство по ликвидации разливов химических веществ на Наземном комплексе 01-O44-GL-00690-000
27)	Процедура Действий в Неотложных Медицинских Ситуациях CER-K16-PR-0006-000
28)	Порядок предотвращения разливов HSE-H30-PR-0004-000
29)	Процедуры безопасного проведения производственных операции- Прием/сдача вахты 07-O01-GL-03433-000
30)	Управление радиационной защиты HSE-K16-PR-0003-000

15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 300

15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)

См. ссылки [Е.28 – Е.30]

15.2 СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИПИА)

См. ссылки [Е.1 – Е.20]

16. СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСУ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И СООРУЖЕНИЙ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОБЪЕКТАМ

См. ссылки [Е.57– Е.62]

**ПРИЛОЖЕНИЕ А. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЗАПИСКА. ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О КОМПЕНСАЦИИ
РАСХОДОМЕРОВ**

Прилагается к настоящему документу.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

Термин/сокращение/аббревиатура	Разъяснение / Определение
УКГ	Удаление кислых газов
УАП	Установка автоматической переработки
ГУ	Граница установки
млрд м³/год	Миллиардов кубометров в год
ВД	Продувка
Ве	Градусов Боме
КПВ	Котловая питательная вода
ТЗ	Техническое задание
БПК	Биохимическое потребление кислорода
барр. нефти/сутки	стандартных баррелей нефти в сутки
барр./сут. в нефт. экв.	Добыча газа, связанная с добычей нефти в баррелях нефти в сутки
барр. воды/сут	Баррелей воды в сутки
СКУВ	Соотношение каустика и углеводородов
ВОЗК	Вода охлаждения в закрытом контуре
СКО	Система контроля за состоянием оборудования
PCY	Распределенная система управления
DLN	Сухое низкое содержание NOx
КАСД	Клапан аварийного сброса давления
АО	Аварийный останов
КАО	Клапан аварийного останова
ПиГ	Пожар и газ
КГМИ	компрессор газа мгновенного испарени
ЗПЗ	Зона пожарозащиты
МУГ	Модернизация установки газа
ГФ	Газовый фактор
ГТ	Газовая турбина
УВ	Углеводород
КВУЖ	Критические высокий уровень жидкости
КВД	Критически высокое давление
ЧМИ	Человеко-машинный интерфейс
ВД	Высокое давление
ОВКВ	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
ИСУиАЗ	Интегрированная система управления и аварийной защиты
ВД	Внутренний диаметр
КПДК	Кашаган Девелопмент Проджект Контракторс
КНУЖ	Критически низкий уровень жидкости
НД	Низкое давление
СНГ	Сжиженный нефтяной газ
МГАВ	Малогабаритный автоматический выключатель
ВПТ	Выключатель перерегулирования для техобслуживания
СД	Среднее давление
НУЖ	Нормальный уровень жидкости
МУН	Модернизация установки нефти
РВУЖ	Рабочий высокий уровень жидкости
РНУЖ	Рабочий низкий уровень жидкости
СТКИПиА	Схема трубопроводов и КИПиА
ПТС	Принципиальная технологическая схема
ЭУ	Энергоустановка
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ч./млрд	Частей на миллиард
чнм	Частей на миллион
ПК	Предохранительный клапан
футов/тыс. барр.	Фунтов на тысячу баррелей
РК	РК означает Республику Казахстан.
ст.ф³/сут.	Стандартных кубических футов в сутки

Термин/сокращение/аббревиатура	Разъяснение / Определение
ст. куб. метров/сутки	Стандартных кубических метров в сутки
«Должен»	Слово «должен» означает, что какое-либо положение подлежит обязательному исполнению.
«Следует»	Слово «следует» означает, что какое-либо положение не является обязательным, но рекомендуется к исполнению в качестве рациональной практики.
SIL	Класс безопасности эксплуатации оборудования
SIS	Блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи
БП	Базовое проектирование
УИС	Установка по извлечению серы
ВТЧ	Взвешенные твердые частицы
УОХГ	Установка по очистке хвостовых газов
ТМИ	Система тройной модульной избыточности
ПСИ	Принципиальная схема систем инженерного обеспечения
УВО	Устройство визуального отображения
эУИ	электронная система Управления Изменениями
КГМИ	Компрессор газа мгновенного испарения
ЕРС	Остров ЕРС
ЗСГ	Закачка сырого газа
УКПНИГ	Установка комплексной подготовки нефти и газа;
УИП	Уведомление об изменении проекта
РСУ	Распределенная система управления
ДПО	Директорат производственных операций
АДА	Автономный дыхательный аппарат
ПВХ	Поливинилхлорид
ЭСМ	Эвакуационно-спасательные мероприятия
ВУ	Временное убежище
ТГЛЧС	Тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций
РОММП	Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия