

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ ¹ : Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА ² : Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА ³ : 07-001-RC-01320-000	ДАТА ВЫПУСКА ³ : 15.11.2023г.	РЕДАКЦИЯ ⁴ : A03
ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕДАКЦИЙ ⁵ : 1 год	КОД СОСТАВИТЕЛЯ ⁶ : Общие производственные операции ДПО	БИЗНЕС-ПРОЦЕСС ⁷ : Выполнение производственных операций	ПРОЦЕДУРА: Безопасность производственных операций	

Технологический регламент для наземной установки 330 обессеривания газа

АННОТАЦИЯ:

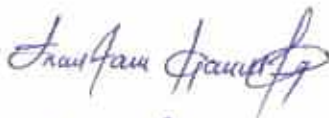
Технологический регламент является основным технологическим документом и определяет технологию ведения процесса или отдельных его стадий (операций), режимы и технологию производства продукции, показатели качества продукции, безопасные условия работы.

Настоящий документ служит в качестве Технологического регламента для наземной установки 330 обессеривание газа, в целях обеспечения соблюдения нормативных требований РК.

Данный Технологический регламент согласован и соответствует этапам Процедуры по безопасному выполнению производственных операций.

УТВЕРЖДЕНИЕ ДОКУМЕНТА⁸:

Составитель документа: Талгат Каимбаев
Составитель технической документации



15.11.2023г.

Составитель документа: Алимжан Кадыров
Составитель технической документации



15.11.2023г.

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



15.11.2023г.

Утверждающее лицо: Руслан Давлетов
Менеджер по производственным операциям



15.11.2023г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	5
1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	6
2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ	7
2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР	7
3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	8
3.1 НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА, ЕГО НАЗНАЧЕНИЕ, ГОД ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	8
3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ	8
3.3 НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ, РАЗРАБОТЧИК И ИСПОЛНИТЕЛЬ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	9
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ, ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	10
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ВХОДНЫХ ПОТОКОВ	10
4.1.1 Поток на входе	10
4.1.2 Технические характеристики потоков на входе	10
4.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКЦИИ	13
4.3 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ	14
4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АДСОРБЕНТЫ, АБСОРБЕНТЫ, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	14
5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	17
5.1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	17
5.2 БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ	21
5.2.1 Блок фильтрации амина (не работает, см. раздел 5.1)	22
5.2.2 Насосы ВД полурегенерированного амина (А-330-РА-102/202 А/В) и блок ГТРЭ (А1-330-МУ-101/201, не работает, см. раздел 5.1)	23
5.2.3 Блок закачки пеногасителя (А1-330-ХХ-101)	23
5.3 ЛИЦЕНЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ	24
6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	25
6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ:	25
6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ	26
6.2.1 Содержание газа мгновенного испарения в сырьевом газе	26
6.2.2 Степень перегрева в подаваемом газе в абсорбер амина.	26
6.2.3 Содержание H ₂ S в обессеренном газе подаваемом на установку 310 (дегидратация газа).	27
6.2.4 Управление коррозией	27
6.2.5 Точки мониторинга коррозии	27
7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	46
7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	46

7.2	ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИИ	53
7.3	ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПО УПРАВЛЕНИЮ СИГНАЛИЗАЦИЕЙ	53
7.3.1	Приоритеты	53
7.3.2	Подтверждение сигналов тревоги	54
7.3.3	Подавление	54
7.3.4	Повторение сигналов тревоги	54
7.3.5	Сигналы тревоги АО и ПиГ, поступившие первыми	54
7.3.6	Перерегулировка САО	54
7.3.7	Перечень блокировок и сигнализации	55
8.	ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	106
8.1	НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ	106
8.2	ЗАПУСК УСТАНОВКИ 330	108
8.2.1	Общая последовательность ввода в эксплуатацию	108
8.2.2	Подключение систем инженерного обеспечения и дренажной системы	109
8.2.3	Общая последовательность	109
8.3	ПРОЦЕДУРА ПУСКА	109
8.4	ПЛАНОВОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И МОНИТОРИНГ	111
8.5	НОРМАЛЬНЫЙ ОСТАНОВ	112
8.5.1	Координирование	113
8.5.2	Общая последовательность останова	113
9.	ВОЗМОЖНЫЕ ВИДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СБОЕВ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ	117
9.1	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	117
9.2	СПИСОК УСТРАНЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ 330	117
10.	БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	123
10.1	ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНОСТИ СЕРЬЕЗНЫХ ПРОИСШЕСТВИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	124
10.2	ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ТОКСИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	124
10.3	ИНФОРМАЦИЯ О ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ТОКСИКОЛОГИИ – МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	128
10.4	СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	131
10.5	МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	132
10.5.1	Молниезащита	132
10.5.2	Защита от статического электричества (система заземления установки)	132
10.6	УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕНИЯ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	133
10.6.1	Уровень шума	133
10.6.2	Уровни вибрации	133
10.6.3	Освещение	133
10.7	СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ.	133

10.7.1	Активная противопожарная защита	134
10.7.2	Пассивная противопожарная защита	134
10.7.3	Переносные и передвижные средства пожаротушения	135
10.8	СИСТЕМЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	135
10.8.1	Система обнаружения пожара и газа	135
10.8.2	Система сигнализации	136
10.8.3	Пожарная сигнализация	137
10.8.4	Сигнал «Приготовиться к покиданию платформы»	137
10.9	АВАРИЙНАЯ ЭВАКУАЦИЯ И СПАСАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ	137
10.10	ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	137
11.	АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕССЫ ОСТАНОВКИ	139
11.1	АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ	140
11.1.1	Установка 330. Аварийный останов	141
11.2	КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)	143
11.3	ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (НА ПЕРИОД ОТ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)	143
11.4	ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.	143
11.5	ПРЕКРАЩЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИП	144
12.	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ВЫБРОСЫ. МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ	145
12.1	ОТХОДЫ	145
12.2	СТОЧНЫЕ ВОДЫ	145
12.3	ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	145
13.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ	147
14.	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, РЕГЛАМЕНТОВ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	155
14.1	ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ	155
14.2	РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	155
14.3	ПРОЦЕДУРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ	155
14.4	ИНСТРУКЦИИ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	155
14.5	ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	156
15.	ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ	156
15.1	ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)	156
15.2	СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИПИИ)	156
	ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	157

1. ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Восточный Кашаган расположено в казахстанском секторе Каспийского моря, на расстоянии примерно 80 км к югу от г. Атырау. Месторождение находится в мелководной зоне, которая характеризуется экстремальными природными условиями из-за ледяного покрова зимой и высоких температур летом. Кроме того, Каспийское море подвержено сезонным и ежегодным изменениям уровня воды, а также является экологически чувствительной территорией. Месторождение Кашаган представляет собой крупное скопление легкой нефти (38-45°API) под высоким давлением и высоким содержанием H₂S.

Объекты наземного комплекса:

Технологические линии (ТЛ) 1 и 2 будут иметь следующую рабочую конфигурацию:

Установки подготовки газа:

- 1 (одна) установка приема газа производительностью 225 000 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте, (входной газосепаратор)
- 2 (две) технологические линии производительностью 112 500 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте, с каждой технологической линией, включая:
 - Удаление кислых газов (обессеривание газа)
 - Дегидратация газа
 - Контроль точки росы (турбодетандер)
 - Извлечение жидких углеводородов
 - Очистка СУГ
- 3 (три) компрессора товарного газа производительностью 75000 барр.нефти/сутки в газовом эквиваленте;
 - Объекты хранения СУГ;
 - Объекты хранения и экспорта жидкой серы;
 - Экспортный газопровод;
 - Линия топливного газа к Острову D.

Установки комплексной подготовки нефти:

- 3 технологических линии производительностью 150 000 барр.нефти/сутки, включая:
 - Сепаратор нефти наземного комплекса;
 - Установка дегидратации;
 - Стабилизационная колонна;
 - Нафтоотгонная колонна;
 - Установка удаления меркаптанов из легких фракций (блок Мерох);
 - Компрессор газа мгновенного испарения;
- Объекты хранения и экспорта нефти;
- Экспортный нефтепровод.

Сооружения для ОПР могут эксплуатироваться в нескольких режимах:

1. Полное производство посредством 2-х технологических линий подготовки нефти + 2-х компрессоров газа мгновенного испарения (КГМИ) с 2-мя компрессорными установками закачки сырого газа (ЗСГ) с отправкой газа по газопроводу на УКПНИГ.
2. Частичное производство посредством 2-х технологических линий подготовки нефти + 2-х КГМИ с 2-мя или 1-ой компрессорной установкой ЗСГ без отправки газа на УКПНИГ.

3. Частичное производство посредством 2-х технологических линий подготовки нефти + 2-х КГМИ с отправкой газа через промысловый газопровод на УКПНиГ без компрессорной установки ЗСГ.
4. Частичное производство посредством 1-ой технологической линии подготовки нефти + 1-го КГМИ с 2-мя или 1-ой компрессорной установкой ЗСГ с отправкой газа на УКПНиГ.

1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Цель данного документа заключается в определении условий для безопасной эксплуатации и технологических режимов работы Установки 330 обессеривания газа на наземном комплексе.

Настоящий документ является Технологическим регламентом Установки 330 для обессеривания газа на наземном комплексе, в соответствии с требованиями Главы 5, Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». см.[Е.105]

Настоящий Технологический Регламент взаимосвязан и соответствует технологическому этапу 5.1 “Процедуры безопасного выполнения производственных операций”. см.[I.4]

2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Лицо ответственное за настоящий документ, представляет собой как орган Функционального / Технического надзора и несет ежедневную ответственность за обеспечения выполнения и соблюдения требуемых условий эксплуатации и технологических режимов работы Установки 330 для обессеривания газа на наземном комплексе.

Ответственным за технологический процесс (и составителем документа) является группа по разработке технологических процессов. В обязанность которых входит активное участие в разработке документа, его рассмотрении и предоставлении своевременного ответа на поступающие запросы и рассмотрения комментариев.

Суперинтендант площадки (Производственные операции) несет ответственность за выполнение работ, связанных с эксплуатацией объектов и установок подготовки газа, в соответствии со всеми техническими параметрами и характеристиками представленными в настоящем документе.

Супервайзер по инженерно-техническим работам наземного комплекса несет ответственность за оказание технической поддержки производственным операциям и надзор за работой Группы по разработке технологических процессов.

2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

Все перечисленные ниже специалисты по техническому надзору, производственного директората, несут ответственность за оказание поддержки и предоставлении необходимой информации во время разработки и обновлении технологического регламента.

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

Технические службы вышеперечисленных групп производственного департамента несут ответственность, соответствии каждый в зонах своей профессиональной компетенции, за кооректность и атуальность информации представленные в настоящем документе, в том числе за показатели в таблицах и описаниях.

Все внесенные изменения, дополнения, связанные с изменением качества сырья, изменения нагрузок, режимов, замены оборудования согласно ЭУИ и УИП должны быть отражены в технологическом регламенте.

3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

3.1 НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА, ЕГО НАЗНАЧЕНИЕ, ГОД ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Система обессеривания газа является частью установки комплексной подготовки нефти и газа в составе проекта опытно-промышленной разработки месторождения Восточный Кашаган в рамках освоения месторождения Кашаган, оператором которого является Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. НКОК Н.В. В своём первоначальном варианте в составе наземного комплекса завода Болашак установка 330 была введена в эксплуатацию в сентябре 2013 года. Установка предназначена для обессеривания кислого газа с использованием растворителя ДЭА (диэтаноламина). Для каждой очереди подготовки газа (2 технологические линии) предусмотрена одна установка обессеривания газа, производительность которой равна 112 500 барр. нефти/сутки в газовом эквиваленте.

На установке 330 перерабатывается кислый газ, поступающий с установки сепарации газа на входе (установка 300). Поступающий газ содержит H_2S , CO_2 и органические соединения серы (в основном меркаптаны), которые удаляются из кислого газа. Кроме того, на данной установке будет частично удаляться некоторые компоненты органической серы, такие как COS , CS_2 и меркаптаны.

Процесс очистки газа в установке 330 включает следующие технологические этапы:

- Фильтрация газа и удаление паров жидкой фазы на фильтре-коагуляторе;
- Абсорбция кислых газов (H_2S и CO_2) в колонне абсорбера амина;
- Регенерация амина для отпарки кислого газа и регенерации насыщенного амина;
- Фильтрация регенерированного амина для удаления разложившихся продуктов и загрязнений

Для облегчения ручного отбора проб обессеренного газа, поступающего с установки 330, предусмотрена точка отбора проб 3301/2-S-002.

3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ

Установка обессеривания газа включает в себя следующее оборудование и установок:

- Фильтр-коагулятор кислого газа (A1-330-ZQ-101/201);
- Абсорбер амина (A1-330-VJ-101/201);
- Гидравлическая турбина (A1-330-MU-101/201) – на консервации
- Каплеотбойный сепаратор обессеренного газа (A1-330-VN-105/205);
- Барабан газа мгновенного испарения насыщенного амина и абсорбер газа мгновенного испарения (A1-330-VN-101/201 и A1-330-VJ-103/203);
- Теплообменник насыщенного/полурегенерированного амина (A1-330-HB -101/201A/B/C);
- Регенератор амина (A1-330-VJ-102/202);
- Конденсатор регенератора амина (A1-330-HC-101/201)
- Ребойлер регенератора амина (A1-330-NA-102/202 A/B/C/D);
- Холодильник полурегенерированного амина (A1-330-HC-102/202)
- Насосы ВД регенерированного амина (A1-330-PA-104/204 A/B/C);
- Резервуар хранения амина (A1-330-TB-101/201)
- Фильтрационный насос амина (A1-330-PA-107/207 A/B);
- Основной аминовый фильтр (A1-330-ZV-101/201) – на консервации
- Угольный фильтр (A1-330-ZN-101/201);
- Патронный фильтр (a1-330-zl-101/201);
- Емкость и насос намывки фильтрующего слоя (A1-330-TC-103/203 и A1-330-PA-108/208);
- Емкость для сбора углеводородов с поверхности (A1-330-VA-102/202)
- Емкость и насос прямка амина (A1-330-VA-101/201 и A1-330-PH-101/201);
- Блок противоположного реагента (A1-330-XX-101/201);
- Дожимные насосы регенерированного амина (A1-330-PA-101/201 A/B/C);
- Охладитель регенерированного амина (A1-330-HC-103/203)

- Теплообменник насыщенного/регенерированного амина (A1-330-HB-102/202 A/B/C);
- Емкость орошения (A1-330-VN-103/203);
- Насос орошения (A1-330-PA-105/205 A/B);
- Насосы полурегенерированного амина ВД (A1-330-PA-102/202 A/B);
- Водяные циркуляционные насосы (A1-330-PA-111/211 A/B);
- Насосы впрыска подпиточной воды (A1-330-PB-114/214 A/B);
- Циркуляционные насосы регенерированного амина (A1-330-PA-115/215 A/B);
- Циркуляционные насосы полурегенерированного амина (A1-330-PA-116/216 A/B).

Сводные данные по основному оборудованию Установки 330 представлены в разделе 13.

Основными технологическими потоками в Установке 330 являются следующие:

- Регенерированный амин подаваемый в колонну абсорбера амина для удаления H_2S и CO_2 из кислого газа на входе путем контакта с тарелками абсорбера
- Полурегенерированный амин подаваемый в колонну абсорбера амина для удаления H_2S и CO_2 из кислого газа на входе путем контакта с тарелками абсорбера
- Поток кислого газа в абсорбер амина (для удаления H_2S и CO_2 путем контакта с потоками амина)
- Обессеренный газ выходит из верхней части абсорбера амина (после удаления H_2S и CO_2), и направляется в отбойный сепаратор обессеренного газа, а затем на установку осушки (Установка 310).
- Жидкости с отбойного сепаратора обессеренного газа, которые поступают в сепарационный сборник насыщенного амина
- Насыщенный амин ВД из нижней части абсорбера амина, который подается на сепарационный сборник насыщенного амина
- Пары кислого газа НД из сепарационного сборника насыщенного амина, которые подаются на компрессоры газа мгновенного испарения Установки 360
- Насыщенный амин НД из сепарационного сборника насыщенного амина, который подается в регенератор амина через теплообменник «насыщенный/регенерированный амин» и теплообменник "насыщенный/полурегенерированный амин".
- Насыщенный амин, подаваемый в регенератор амина, где происходит очищение насыщенного амина
- Кислый газ из регенератора амина, который подается на установку извлечения серы
- Из установки регенерации амин возвращается в абсорбер амина через резервуар хранения амина, где 10% от общего объема раствора проходит через блок фильтрации;
- Временный блок фильтрации используется для удаления твердых продуктов реакции;
- Полурегенерированный амин из регенератора амина, который возвращается в абсорбер амина через теплообменник "насыщенный/полурегенерированный амин".
- Промывочная вода в/из верхней части абсорбера амина для снижения потерь амина
- Орошающая вода в/из верхней части регенератора амина для снижения потерь амина и контроля температуру верхней части регенератора амина.
- Подача пара НД на ребойлеры регенератора амина в целях обеспечения технологического тепла и потока пара для очищения насыщенного амина

3.3 НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ, РАЗРАБОТЧИК И ИСПОЛНИТЕЛЬ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

Первоначальный проект и технологический процесс были разработаны компанией «Kashagan Development Project Company» (KDPC). Компания «Petrofac» являлась консультантом по инженерно-техническому проектированию данных объектов.

Проектирование технологического процесса установки обессеривания газа лицензировано компанией «TotalFinaElf» (сегодня компания «Total»). Проект данной установки очистки амина основан на процессе использования большого объема диэтаноламина для очистки двумя отдельными потоками

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ, ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

4.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ВХОДНЫХ ПОТОКОВ

4.1.1 Поток на входе

Сернистый газ перекачивается на входной газосепаратор по морскому промысловому газопроводу (28-дюймов) в виде двухфазного потока (из-за охлаждения и понижения давления в трубопроводе). Перед подачей на установку 330, отделённый во входном газосепараторе газ смешивается с газом мгновенного испарения из установки подготовки нефти.

В случае сбоя входного газосепаратора на установку 330 направляется только газ мгновенного испарения технологической линии нефти вместе с переработанным обессеренным газом.

4.1.2 Технические характеристики потоков на входе

Состав поступающего на установку газа изменяется в зависимости от времени года, а также от самого года. Однако для целей проектирования используются стандартные составы сырьевого газа, включая предполагаемую температуру, которые приведены в таблице для следующих вариантов.

Установка 330 – параметры работы наземной установки обессеривания газа в зимнее и летнее время (представленный состав взят из МТБ для варианта добычи 370 тыс. барр. нефти в сутки)			
Параметр	Ед. изм.	Летний период	Зимний период
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-C4*	молярная доля	0,007662	0,008694
n-C4*	молярная доля	0,014787	0,016386
i-C5*	молярная доля	0,003659	0,003416
n-C5*	молярная доля	0,003610	0,003318
C6*	молярная доля	0,002610	0,001952
Бензол	молярная доля	0,000054	0,000041
C7*	молярная доля	0,001084	0,000660
Толуол	молярная доля	0,000055	0,000034
C8*	молярная доля	0,000403	0,000207
Параксиллол	молярная доля	0,000026	0,000014
Е-бензол	молярная доля	0,000005	0,000003
C9*	молярная доля	0,000062	0,000028
C10*	молярная доля	0,000021	0,000009
C11*	молярная доля	0,000007	0,000003
C12*	молярная доля	0,000002	0,000001
C13*	молярная доля	0,000001	0,000000
C14*	молярная доля	0,000000	0,000000
CN1*	молярная доля	0,000000	0,000000
CN2*	молярная доля	0,000000	0,000000
CN3*	молярная доля	0,000000	0,000000
Метилмеркаптан	молярная доля	0,000082	0,000092
Этилмеркаптан	молярная доля	0,000050	0,000048
n-пропилмеркаптан	молярная доля	0,000017	0,000012

n-бутилмеркаптан	молярная доля	0,000008	0,000005
CS ₂	молярная доля	0,000003	0,000003
Сополимер малеиновой кислоты и акриловой кислоты	молярная доля	0,000029	0,000034
H ₂ O	молярная доля	0,000795	0,001335

Вариант сбоя: без ЗСГ

Установка 330 – параметры работы наземной установки обессеривания газа в зимнее и летнее время (представленный состав взят из МТБ для варианта добычи 180 тыс. барр. нефти в сутки)

Параметр	Ед. изм.	Летний период	Зимний период
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
Параксиллол	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
Метилмеркаптан	молярная доля	0,000087	0,000087
Этилмеркаптан	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
Сополимер малеиновой кислоты и акриловой кислоты	молярная доля	0,010837	0,010837
H ₂ O	молярная доля	0,049103	0,049103

№ варианта	Нефть барр./сутки нефти	Газ барр./сут. в нефт. экв.	Смешанный газ / ВД	Лето / Зима	Номера документов KE01.A1.000.PG.R.HE / KE01.A1.000.PO.R.HE	Примечания
1	150 000	75 000	НР	S/W	0201/0202 (0252/0251)	Очередь 1 (4)
2	300 000	75 000	ВД	Л/З	0221/0222	(2)
Варианты эксплуатации						
3	75 000	75 000	Смешанный	Л/З	0232/0233	
4	180 000	180 000	Смешанный	Л/З	Приложение 4С — МТБ 180-180 по основам проектирования ОПР-лето / Приложение 4В — МТБ 180-180 по основам проектирования ОПР-зима	(7)
5	300 000	150 000	ВД	Л/З	0236/0237 (0260/0261)	Очередь 2 (4)
6	450 000	150 000	ВД	Л/З	0238/0239 (0262/0263)	Очередь 3 (4)
7	450 000	225 000	ВД	Л/З	0240/0241 (0264/0265)	(4)
Варианты ограниченной эксплуатации						
8	300 000	75 000	ВД	Л/З	0242/0243	(3)
Проектный вариант модернизации установки газа						
9	370 000	220 000	ВД	Л/З		(5)
Действующий вариант модернизации установки нефти						
10	450 000	220 000	ВД	Л/З		(6)

Таблица 4.1 - Используемые в моделировании БП варианты

Примечания

- Информация по параметрам большей части оборудования приведена в вариантах проектирования 1 и 2. Для вариантов эксплуатации (5-7) размеры оборудования увеличены по необходимости. В варианте 3 не определены размеры оборудования, однако, если необходимо, данный вариант будет эксплуатироваться при сниженных показателях для соответствия размерам оборудования других вариантов, при необходимости. В варианте 7 определены проектные параметры входного газосепаратора и общих газопроводов.
- Данный вариант базируется на изначальном варианте БП (P01), являющегося основой для текущего лицензированного удаления кислых газов (УКГ). Вариант сохранён для обеспечения совместимости оборудования после участка газа с процессом УКГ.
- Данный вариант (300/75) является стандартным для текущих условий эксплуатации на морском комплексе. Вариант содержит две ступени компримирования и температуру 50°C на входе сепаратора ВД морского комплекса. Для расчёта параметров объектов вариант 8 не используется.
- Пропускная способность каждой ТЛ нефти была оптимизирована до 165 тыс. барр. нефти/сутки по варианту ВЗ отчёта по изучению увеличения производительности подготовки

нефти на 10% (документ KE01-A1-000-PO-R-YD-0002-000), представленного компанией «Petrofac» в октябре 2004 г.

5. Производительность установки подготовки газа оптимизирована до 8,6 млн. ст.м³/сутки в соответствии с отчётом по изучению модернизации установки газа (документ KE01-A1-000-PG-R-RT-0002-000 Ред.А02).

6. Вариант 450 000 барр. нефти/сутки для зимнего периода является действующим. Для реализации варианта с 450 000 барр. нефти/сутки для летнего периода потребовалась внести изменения на установке подготовки нефти. Подробную информацию по модернизации установки нефти см. в отчёте по модернизации установки нефти (KE01-A1-000-PO-R-RT-0820-000).

7. Без ЗСГ. Весь добываемый газ направляется на УКПНИГ.

4.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКЦИИ

1. Товарный газ

- До добавления СУГ
- После добавления СУГ

2. Смешанный с C₃/C₄ СУГ

3. Добавляемый в нефтепродукты C₅ +

В таблицах ниже приведены подробные ТУ различных продуктов газопереработки:

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗА ПЕРЕД ДОБАВЛЕНИЕМ СУГ

Самое высокое значение теплотворности	>32.5 < 45 МДж/м ³ *
Число Уобба	>41.2 < 54.5 МДж/м ³ *
Точка росы по углеводородам (перед добавлением СУГ)	-30°C при 48.5 бар
Точка росы по товарному газу	-10°C при давлении нагнетания
Содержание воды	Макс. 1 ч./млн мас.
Давление нагнетания	75 - 79 бар
Содержание H ₂ S:	< 7 мг/см ³
Содержание меркаптанов	< 16 мг/м ³

* м³ измеряется при 20°C и давлении 101,325 кПа.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗА ПОСЛЕ ДОБАВЛЕНИЯ СУГ

Самое высокое значение теплотворности	45 МДж/м ³
Число Уобба	54 МДж/м ³
Точка росы по углеводородам	-10°C при давлении нагнетания
Содержание воды	Макс. 1 ч./млн мас.
Давление на нагнетании	75 бар
Содержание H ₂ S:	< 7 мг/см ³
Содержание меркаптанов	< 16 мг/м ³

ХАРАКТЕРИСТИКА СМЕСИ C₃/C₄

C ₅ и тяжелее	<1% масс.доля
Общая сера	<30 ч./млн. масс.доля (Примечание 1)

Примечания:

Технические характеристики серы применимы только для оборудования после блока удаления сероксида углерода (COS).

Добавляемый в нефтепродукт обычный состав $C_5 +$ получен на основе соотношения тепла и массы:

КОМПОНЕНТЫ C_{5+}

Параметр	Ед. изм.	Значение
Температура	°C	72-95
Давление	бар	15,8
Состав		
n- C_4^*	моль %	4-46
i- C_5^*	моль %	22-40
n- C_5^*	моль %	21-38
C_6^*	моль %	7-19
C_7^*	моль %	1-6
C_8^*	моль %	1-2

4.3 ИНЖЕНЕРНЫЕ СЕТИ

На границе установки потребителя расположены следующие инженерные сети для установки подготовки газа:

- Воздух КИП/технический воздух;
- Азот
- Топливный газ
- Деионизированная вода;
- Пар и конденсат НД/ВД;
- Факел НД;
- Закрытая / Открытая дренажные системы;
- Электроснабжение.

4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АДсорбенты, абсорбенты, химические реагенты и вспомогательные материалы

Наименование сырья, материалов, реагентов в получаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, стандарт организации	Показатели качества для проверки	Норма	Применение
1	2	3	4	5
Продукт				
Обессеренный газ с установки 330	По исходным данным для проектирования (ИДП)	H_2S моль % ч/млн об. мг/см ³ Температура, °C Давление, бар изб.	0.00046 4.6 7 50-57 °C 66-69 бар изб.	Подача на установку 310
Реагенты, химикаты				
Пеногаситель		pH Точка замерзания, °C Плотность при 20 °C, г/см ³ Вязкость при 20 °C, мм ² /с	Н/П -25 1.02 75	Пеногаситель

Наименование сырья, материалов, реагентов в получаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, стандарт организации	Показатели качества для проверки	Норма	Применение
1	2	3	4	5
ДЭА (диэтаноламин)		Концентрация, % рН при 20 °С Темп-ра плавления, °С Точка кипения, °С Плотность при 15°С, г/см ³ Вязкость при 23°С, мм ² /с	85 11 -6.4 100-268 1.0959 ~100	Абсорбент сернистого газа
Активированный уголь, сетка 8х30 U.S.		Объемная плотность, г/л Размер гранул, мм Удельная поверхность, м ² /г Влажность при уплотнении, %	475+/-30 0.5-2.5 ~950 5	Активированный уголь
Потоки инженерного обеспечения				
Топливный газ инженерных систем		Азот, % об. Водяной пар, % об. Углекислый газ, % об. Сероводород, % об. C1, % об. C2, % об. C3, % об. i-C4, % об. n-C4, % об. i-C5, % об. n-C5, % об. COS, % об. М-меркаптан, % об. Давление бар изб. Температура °С	1.802 0.000111 0.006 0.0004 84.917 11.852 1.368 0.029 0.024 0.00067 0.0003 0.00011 0.0003 8-10 35-55	
Пусковой топливный газ		C1 Об. % C2 Об. % C3 Об. % i-C4 Об. % n-C4 Об. % i-C5 Об. % n-C5 Об. % n-C6+ Об. % CO ₂ Об. % N ₂ Об. % O ₂ Об. % H ₂ S г/м3 Меркапт. (RSH) г/м3	90.13-96.74 1.079-6.180 0.161-1.150 0.0184-0.08 0.0293-0.11 0.030-0.088 0.030-0.098 0.0643-0.2 0.439-0.2 0.439-1.640 0.0004-0.01 0.001-0.004 0.001-0.006	
Воздух КИП	Не ниже ГОСТ 17433-80	Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура, °С Рабочая температура, °С	10 4.5-8 36 / 75 50 / окр. среды - 50	КИПиА

Наименование сырья, материалов, реагентов в получаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, стандарт организации	Показатели качества для проверки	Норма	Применение
1	2	3	4	5
		Точка росы при 10 бар изб., °C		
Технический азот	Не ниже ГОСТ 9293-74	Кислород, не более, % об. Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Рабочая температура, °C Точка росы, не более, °C	0.5 10 4.5-7 50 / окр. среды -50	Станции инж. сетей, газ для продувки
Пар низкого давления		Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура, °C: Рабочая температура, °C	6 4-4.5 -36/185 160-170	
Конденсат НД		Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура °C Рабочая температура, °C	6 0,25 на высоте 9 м -36/165 138	
Деионизированная вода		Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура, °C Рабочая температура, °C	15 6-9 -36/50 5-25	
Деминерализованная вода		Расчетное давление, бар изб. Рабочее давление, бар изб. Расчетная температура, °C Рабочая температура, °C	10 4-7 -36/50 5-25	

Таблица 4.2 - Описание входных потоков, потоков продукта, катализаторов, химических реагентов и вспомогательных материалов

5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

5.1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

(См. ПТС и СТКИП в разделе «Справочные документы и ссылки»)

Сернистый газ с морского комплекса поступает в виде двухфазного потока (по причине охлаждения и падения давления) на УКПНИГ по промышленному трубопроводу 28-дюймов. На УКПНИГ газ проходит через входной газосепаратор, а затем смешивается с газом мгновенного испарения из установки очистки нефти. В состав наземных сооружений по переработке газа входят установки: удаления кислого газа для обессеривания газа, осушки газа, контроля точки росы углеводородов, сжиженного углеводородного газа, удаления меркаптанов и компримирования товарного газа.

Установка обессеривания газа (УУКГ) предназначена для удаления H_2S из высокосернистого газа. Кроме того, на установке удаляются некоторые органические компоненты серы, такие как COS, CS₂ и меркаптаны. Установка обессеривания газа и установка по извлечению серы (УИС) установлены на двух технологических линиях. На каждой ТЛ УУКГ и УИС можно перерабатывать 112 500 барр. нефти /сутки н.э.

Сернистый газ, поступающий в УУКГ, сначала проходит через фильтр-коагулятор сернистого газа 330-ZQ-101/201 для удаления жидкости или твердых частиц до абсорбера амина 330-VJ-101/201. Любой конденсат периодически направляется обратно на входную линию установки переработки нефти, который смешивается с поступающей сырой нефтью и другими газоконденсатами до входного теплообменника нефти 200-НА-101/201 и наземного входного сепаратора нефти 200-VS-101/201.

После фильтра-коагулятора сернистого газа сернистый газ поступает в нижнюю часть тарельчатой колонны абсорбера амина 330-VJ-101/201. Здесь сернистый газ вступает в контакт со встречным потоками раствора амина (ДЭА – диэтаноламин). Раствор регенерированного амина поступает в верхнюю часть абсорбера, при регулируемом потоке, через насосы регенерированного амина ВД 330-РА-104 А/В/С, а раствор полурегенерированного амина перекачивается в среднюю часть колонны, также при регулируемом потоке, насосами полурегенерированного амина 330 -330-РА-102/202А/В. Показатели перепада давления в колонне измеряются в верхней и нижней части колонны. С изначальными приборами КИПиА было сложно регистрировать высокий перепад давления в абсорбере амина. Высокий перепад является первым признаком начала пенообразования. Образующаяся пена переносит жидкости в верхние продукты колонны, что приводит к серьёзному повреждению оборудования и производственным потерям. Поэтому требовался эффективный метод раннего предупреждения образования пены в абсорбере амина.

Примечание: в соответствии с KE01-PCN-ONOP-I-0113 (Наземная установка подготовки газа. Датчики перепада давления в абсорбере амина) во всей колонне абсорбера амина были установлены датчики перепада давления, как показано на схеме СТКИП. Датчики перепада давления были оснащены выносными мембранами для обеспечения необходимой точности измерения. Примерное расстояние между штуцерами измерения давления составляет 14 метров. Имеющиеся датчики давления были заменены на высокоточные датчики меньшего предела измерений. Существующий расчёт падения давления на РСУ сохранён для перепроверки показаний на новых установленных датчиках перепада давления.

Верхний газ в абсорбере представляет собой обессеренный газ с остаточными примесями H_2S и CO_2 . Также были частично удалены легкие фракции меркаптанов. Давление в абсорбере контролируется из-за пределов границы участка установки. Выходящий из абсорбера амина 330-VJ-101/201 очищенный газ проходит через каплеотбойный сепаратор обессеренного газа 330-VN-105/205 для удаления амина, который содержится в очищенном газе. После установки 330 сернистый газ сначала охлаждается подаваемым охлаждённым газом (300-НА-103/203А/В/С/Д), а затем направляется на установку 310 для осушки.

Раствор насыщенного амина удаляется из нижней части абсорбера, с контролем уровня, и

подаётся в испарительную ёмкость насыщенного амина 330-VH-101/201 через гидравлическую турбину 330-MU-101/201, которая приводит в действие насос полурегенерированного амина ВД 330-РА-102/202А. Поскольку мощности турбины не хватает, насос подключен к электродвигателю, который дополняет мощность гидравлической турбины. Предусмотрено автоматическое отсоединение валов насоса и турбины. Двигатель рассчитан на работу при полной нагрузке в автономном режиме. Имеется запасной насос с электроприводом 330-РА-102/202В.

Примечание: гидравлическая турбина 330-MU-101/201 не введена в эксплуатацию из-за механических и эксплуатационных проблем. Оба насоса полурегенерированного амина ВД на каждой ТЛ работают только от электродвигателя.

Гидравлическая турбина 330-MU-101/201 находится на консервации согласно приказу № ONS-OR-AK-2021-00026.

Для ограничения потерь амина в верхней части абсорбера амина предусмотрена секция промывки водой. Вода прокачивается вокруг и в верхнюю часть абсорбера насосом циркуляции воды 330-РА-111/211 А/В, с регулируемым расходом, а продувка испарительной емкости насыщенного амина 330-VH-101/201 проводится с верхней части абсорбера с контролем подачи. Деионизированная вода подпитки подаётся насосом закачки подпиточной воды 330-РВ-114/214 А/В.

Перед испарительной ёмкостью насыщенного амина установлено соединение для насыщенного амина, выходящего из испарительной ёмкости СУГ амина 321-VA-106/206 (из блока удаления СУГ, COS).

Насыщенный амин мгновенно испаряется в испарительной ёмкости насыщенного амина и нагревается перед подачей в регенератор амина 330-VJ-102/202. Большая часть углеводородов удаляется вместе с отходящим газом в испарительной ёмкости, направляемым во впускной коллектор компрессора газа мгновенного испарения. Во время капитального ремонта (согласно ЭУИ 23951) в абсорбере газа мгновенного испарения 330-VJ-103/203 проведена замена набивки для повышения производительности.

Перед попаданием в регенератор амина насыщенный амин из испарительной ёмкости разделяется между двумя пластинчатыми/рамными теплообменниками. Одна часть нагревается от полурегенерированного амина, отводимого из середины регенератора в теплообменнике насыщенного/полурегенерированного амина 330-НВ-101/201 А/В/С, а другая часть нагревается регенерированным амином, отводимым из нижней части регенератора в теплообменнике насыщенного/полурегенерированного амина 330-НВ-102/202 А/В/С.

После этого горячий раствор насыщенного амина поступает в верхнюю часть колонны регенерации и очищается от H_2S и CO_2 поднимающимися парами через тарелки колонны. Из ребойлеров с паровым пространством 330-НА-102/202 А/В/С/Д подаётся отгонный (отпарной) пар. В зависимости от температуры жидкости в регенераторе направляемый поток пара в ребойлер регулируется и сбрасывается.

Кислые газы и водяной пар (содержащие в основном H_2S и CO_2) выходят из верхней части регенератора и направляются в отбойный сепаратор кислого газа 331-VN-101/201, с регулированием давления, для дальнейшего получения серы на установке извлечения серы.

В регенераторе амина предусмотрена секция орошения для конденсации пара из кислого газа до его перемещения из верхней части регенератора амина. Пароконденсат выходит из регенератора амина и поступает в ёмкость орошения 330-VN-103/203. Из ёмкости орошения пароконденсат перекачивается насосом орошения 330-РА-105/205 А/В и разделяется на два потока. Один поток охлаждается воздухом конденсатора регенерации амина 330-НС-101/201 А-Т и направляется, с регулированием потока, в верхнюю часть регенератора амина для конденсации пара из кислого газа, выходящего из регенератора амина. Другой поток выходит из ёмкости орошения и снова поступает в нижнюю секцию регенератора амина с контролем уровня.

Полурегенерированный амин отводится из средней части регенератора и охлаждается поступающим охлаждённым насыщенным амином теплообменника

насыщенного/полурегенерированного амина. Затем амин перекачивается насосом циркуляции полурегенерированного амина 330-PA-116/216 A/B и потом охлаждается воздухом в охладителе полурегенерированного амина 330-NC-102/202 A-R перед подачей в насос ВД полурегенерированного амина 330-PA-102/202 A/B, который перекачивает его в абсорбер амина при регулируемом потоке.

Регенерированный амин удаляется из нижней части регенератора амина и охлаждается поступающим охлаждённым насыщенным амином в теплообменнике насыщенного/полурегенерированного амина. После этого регенерированный амин перекачивается насосом циркуляции регенерированного амина 330-PA-115/215 A/B и далее охлаждается воздухом в охладителе регенерированного амина 330-NC-103/203 A-R до подачи в ёмкость хранения амина 330-TB-101/201. Ёмкость для хранения обеспечивает подпитку свежего амина в периодическом режиме. Кроме того, ёмкость является буферной и используется при сбоях в работе, а также обеспечивает балансирует уровень в регенераторе с контролируемым потоком регенерированного/полурегенерированного амина.

При работе контура регенерации амина установки 330 замечены сильные вибрации в теплообменнике регенерированного/насыщенного амина 330-NB-102/202-A/B/C. Эти вибрации также передавались на конструкцию, на которой были установлены теплообменники, и на подключённые трубопроводы. Детальный анализ показал, что давление пара на входе в теплообменник регенерированного/насыщенного амина было выше рабочего давления (подача регенерированного амина). В результате возник двухфазный поток, приведший к появлению стука.

Примечание: KE01-PCN-ONSH-R-0039 - Перед пуском на теплообменнике регенерированного/насыщенного амина были созданы условия для возникновения гидроудара с целью решения проблемы гидроудара в теплообменнике. После теплообменников насыщенного/регенерированного амина, для предотвращения кавитации и гидроудара часть охлажденного амина рециркулируется в регенерированный амин, выходящий из регенератора амина, для выравнивания перепада температур между нижней частью регенератора амина и точкой всасывания насосов циркуляции регенерированного амина. Внесены следующие изменения:

- 1) Проведена рециркуляция через насос циркуляции регенерированного амина (330-PA-115A/B) в нижнюю часть колонны регенератора амина.
- 2) Для увеличения производительности заменено рабочее колесо и соответствующий привод на действующем насосе (330-PA-115 и 215 A/B).
- 3) В теплообменник регенерированного/насыщенного амина добавлены пластины теплообмена. Пластины охлаждают горячий регенерированный амин, что снижает давление паров регенерированного амина на входе теплообменника регенерированного/насыщенного амина. В результате этого пропал двухфазный поток и эффект гидроудара.

По изначальному проекту ёмкость хранения амина (A1-330-TB-101/201) была установлена как ёмкость для хранения с неподвижной крышей и внутренней плавающей крышей для ДЭА, поскольку при контакте амина с кислородом могут образовываться продукты распада. Плавающая крыша - это одноярусная крыша понтонного типа с открытым верхом и сдвоенными грязесъёмными полиэтиленовыми манжетами для предотвращения окисления амина.

Примечание: многократное погружение плавающей крыши резервуара хранения амина указывает на ненадежность конструкции резервуара. Из-за проблем с устойчивостью конструкции плавающей крыши её удалили из резервуара хранения амина в обоих очередях (согласно KE01-PCN-MAEN-M-0134 - Временная модификация резервуара хранения амина (A1-330-TB). -101/201); Удаление плавающей крыши и использование временной азотной подушки. В резервуаре используется неподвижная крыша с азотной подушкой и системой отвода паров из резервуара для предотвращения проникновения кислорода (воздуха). В этой связи, для предотвращения окисления амина рассмотрено текущее инженерное решение использовать плавающую крышу. Установка подготовки газа не может работать без функционального и надёжного резервуара хранения амина. Погружение плавающей крыши может привести к внутреннему механическому повреждению резервуара и привести к потере первичной защитной

оболочки, производственным потерям установки и длительному простоя. Окисление амина происходит при контакте с кислородом выше уровня амина, что ухудшает качество амина.

Для контроля выходящего потока насосов циркуляции регенерированного амина 330-PA-115/215A/B на выходе насосов установлена линия циркуляции амина, идущая к теплообменникам насыщенного/регенерированного амина 330-HB-102/202A/B/C. Линия позволяет поддерживать требуемую температуру регенерированного амина, поступающего в теплообменники насыщенного/регенерированного амина 330-HB-102/202A/B/C.

Регенерированный амин перекачивается из резервуара хранения в абсорбер амина дожимным насосом регенерированного амина 330-PA-101/201A/B/C и насосом ВД регенерированного амина 330-PA-104/204 A/B/C. Из дожимного насоса отводимый поток регенерированного амина направляется в абсорбер газа мгновенного испарения 330-VJ-103/203 для обессеривания кислых отходящих газов испарительной ёмкости.

Для предотвращения пенообразования в системе амина, на линии всасывания дожимных насосов регенерированного амина 330-PA-101/201A/B/C в раствор амина закачивается дозированный объём раствора пеногасителя, при необходимости. Из ёмкости 330-TC-102/202, где хранится пеногаситель, он подаётся насосами непрерывной/периодической заправки 330-PD-101/201/109/209 во всасывающий коллектор дожимных насосов регенерированного амина.

Насос блока очистки от COS 330-PA-112/212 A/B подаёт регенерированный амин для последующей очистки СУГ. В данном потоке удаляется небольшое количество CO_2 и H_2S , образующихся во время гидролиза COS. Содержащий углеводороды возвращаемый для регенерации насыщенный поток направляется в испарительную ёмкость СУГ амина 321-VA-106/206, где жидкие углеводороды удаляются. После этого, отделённый раствор насыщенного амина, без углеводородов, поступает в испарительную ёмкость насыщенного амина.

Непрерывная фильтрация амина необходима для удаления загрязнений, приводящих к коррозии и проблемам образования пены в установке. Примерно 10% от общего объёма циркулируемого раствора амина направляется на фильтрацию. Для фильтрации раствор амина перекачивается из резервуара хранения насосом фильтрации амина 330-PA-107 A/B через ряд фильтров до обратной перекачки в ёмкость для хранения. В изначальном проекте сначала устанавливался механический фильтр с намывным слоем (330-ZV-101), затем угольный фильтр (330-ZN-101/201), а затем патронный фильтр (330-ZL-101/201). Угольные и патронные фильтры используются для малой скорости циркуляции - 1%.

В изначальном проекте предусмотрено два отстойника. Один из них предназначен для периодического смешивания объёмов подпитки и их заправки в систему до точки фильтрации амина. Во втором отстойнике собираются стоки из закрытой системы дренажа амина.

В изначальном проекте главный фильтр амина (330-ZV-101/201) являлся основным в системе и обеспечивал фильтрацию в 1 микрон 150 м³ регенерированного амина в час. Фильтрация проводится со слоем целлюлозного волокна, толщиной примерно 4 мм, который предварительно наносится на внешнюю поверхность каждого патрона фильтра из нержавеющей стали 751. Нанесённый слой образуется из намываемой суспензии, которая хранится в ёмкости и наносится на патроны фильтра посредством циркуляции через насос фильтрации раствора предварительного покрытия. 10% отфильтрованного амина из главного фильтра амина поступает на угольный фильтр, в котором из амина удаляются недисперсные примеси, например масло. После угольного фильтра поток амина поступает в патронный фильтр, где путем фильтрации до 10 микрон удаляются частицы угля. Поскольку твердые частицы удаляются через главный фильтр амина, предварительно нанесённый намывной слой из целлюлозного волокна постепенно засоряется, что повышает перепад давления. При перепаде давления в 1 бар процесс фильтрации прекращается. Главный фильтр амина промывается обратным потоком с удалением загрязненного предварительно нанесённого фильтрующего слоя. После этого наносится новый намывной слой, и фильтрация возобновляется. При начальном запуске содержание ДЭА в общем объёме растворённых твердых веществ и углеводородах было неприемлемо высоким, что привело к вспениванию аминов в контакторе 330-VJ-101/201 и попаданию ДЭА на последующие установки (У-310 молекулярных сит, факельную систему и установку подготовки нефти). Основной причиной

высокого содержания растворённых твердых веществ являлась плохая производительность фильтра амина из-за: 1) неравномерное распределение отфильтрованного осадка на патронах (на этапе нанесения предварительного покрытия), 2) во время обратной промывки и возвращения на фильтрацию некоторое количество отработанного материала предварительного покрытия в основном сосуде направляется в систему дренажа амина; 3) Только 10% (~15м³/ч) отводимого потока прошло через угольный фильтр, что недостаточно для расчетной скорости циркуляции ДЭА; 4) подготовка к нанесению фильтрующего покрытия, а также удаление осадка выполняются вручную и подвергают людей воздействию H₂S; 5) блок фильтрации нельзя открывать во время обратной промывки и до завершения нанесения предварительного покрытия. Несмотря на предпринятые попытки повысить надёжность используемого блока фильтрации система так и не показала стабильную работу, а риск, связанный с производительностью фильтра, не был устранён. Система была спроектирована с непрерывной дозированной закачкой пеногасителя. Кроме того, газ месторождения Кашаган является высокосернистым, и увлечённая или конденсированная тяжёлая жидкость всегда будут присутствовать в течение всего срока эксплуатации завода. В этом случае критически важно наличие активированного угля. Наличие установки очистки амина крайне важно для производственного процесса. Из-за проблем, связанных с эксплуатацией, описанные выше установки фильтрации амина не были введены в эксплуатацию. Временный блок фильтрации амина был арендован у третьей стороны, в соответствии с KE01-PCN-ONSH-P-0036 — Установка временного блока фильтрации амина, до установки постоянного блока фильтрации амина. Насосы фильтрации амина используются для перекачки амина через временное оборудование для фильтрации, предоставленное третьей стороной и находящееся в эксплуатации с момента запуска (форма ЭУИ 24484/24593/22783/21150/25300/25301/25302). В действующем временном блоке фильтрации расположены 3 ряда фильтров: Фильтры предварительной очистки (10 микрон), фильтры ряда-А (5 микрон), фильтры ряда-В (1 микрон). На угольный фильтр будет направляться 15м³/ч ДЭА. Рассматривается возможность пересмотра конструкции постоянной установки фильтрации.

Сосуд для сбора углеводородов с поверхности 330-VA-102/202 предназначен для удаления углеводородов из поступающего маслянистого раствора амина.

СТКИП см. по ссыл. [Е.1 - 88].

Примечание: формы ЭУИ 17629, 17630, 17631, 17632 и 17633 (первоначально САИМ А1-330-102) были изменены для упрощения логической схемы запуска разных насосов, поскольку клапаны рециркуляции работают медленно и открываются непоследовательно, что не позволяет быстро достичь заданного значения при поддержании стабильной работы. Кроме того, автоматический запуск резервного режима при низком потоке конфликтовал со стандартной логической схемой режима работы/резервного режима. Перевод в резервный режим при отключении дожимного насоса происходило крайне медленно в целях предотвращения отключения насоса ВД при низком давлении на линии всасывания дожимных насосов амина.

Примечание: на трубной обвязке от теплообменников насыщенного/регенерированного амина к регенераторам амина были сильные вибрации из-за наличия пробкового потока внутри труб, а также низкой несущей способности некоторых опор труб. Во время ППР 2022 был установлен модификатор вязкости потока (в соответствии с PR-18062 по замене 30-дюймовой линии амина) для понижения нестабильности многофазного потока и устранения вибрации в трубной обвязке насыщенного амина. Модификатор вязкости потока состоит из множества квадратных трубок малого размера, которые входят в более крупные трубы вертикальных секций. Также на отводах и горизонтальных трубках были установлены направляющие лопатки. Снижение давления в трубопроводе составляет 2,35 бар. изб.

5.2 БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ

Установка обессеривания газа состоит из следующих механических блоков:

- Фильтрация амина (не используется)

- Гидравлическая турбина рекуперации энергии (ГТРЭ) для насоса ВД полурегенерированного амина не работает (см. раздел 5.1.).
- Блок пеногасителя

5.2.1 Блок фильтрации амина (не работает, см. раздел 5.1)

В состав системы фильтрации амина входят насосы фильтрации амина, ёмкость и насос раствора намывки фильтрующего слоя, главный фильтр амина, угольный фильтр и патронный фильтр. Для работы, управления и контроля все сигналы блока подключены к РСУ. Сигналы останова подаются от блока к системе АО завода, через которую ведётся координация действий при останове.

а) Насосы фильтрации амина (330-PA-107/207 A/B)

Из резервуара хранения амин перекачивается насосами фильтрации амина в главный фильтр амина 330-ZV-101. Поскольку насосы сблокированы, то в любой момент может работать только один насос.

б) Ёмкость раствора намывки фильтрующего слоя (330-TC-103/203), насос раствора намывки фильтрующего слоя (330-PA-108/208)

В ёмкости раствора намывки фильтрующего слоя хранится запас целлюлозы. Ёмкость состоит из мешалки и уровнемеров контроля последовательности фильтрации. Мешалка смешивает материал фильтрующего слоя (целлюлозу) с жидкостью в ёмкости. Насос с раствором фильтрующего слоя откачивает запас раствора амина с целлюлозой через главный фильтр амина, с осаждением материала фильтрующего слоя на патроне.

в) Главный фильтр амина (A1-330-ZV-101), угольный фильтр (A1-330-ZN-101), патронный фильтр (A1-330-ZL-101).

Главный фильтр амина - это основа системы фильтрации, содержащая фильтрующие патроны. Патроны фильтра покрываются фильтрующим материалом и затем используются для фильтрации амина, поступающего из резервуара хранения амина. Угольный абсорбирующий фильтр содержит фильтрующие элементы активированного угля для удаления органических загрязнений из амина.

Патронный фильтр содержит фильтрующие элементы для предотвращения переноса частиц углерода из угольного фильтра.

Из резервуара хранения регенерированный амин подаётся на главный фильтр амина, угольный фильтр и патронный фильтр, а затем обратно в резервуар хранения амина. Скорость подачи амина на фильтр контролируется клапаном регулирования потока.

Изначальная продувка и заполнение, намывка фильтрующего слоя и фильтрация, а также обратная промывка и очистка фильтра выполняются в соответствии с логической схемой последовательности операций.

Все клапаны в этой последовательности имеют обозначение открытия/закрытия, и последовательность работы всех клапанов определяется по обратной связи от этих клапанов, поступающей в течение 20 секунд после подачи команды. Неспособность какого-либо клапана последовательных операций откликаться на команды приводит к срабатыванию сигнала неполадки (несоответствие команды и обратной связи), после чего последовательность переключается в режим «замораживания».

Для ручного управления имеется логическая схема, позволяющая оператору РСУ управлять отдельными клапанами в заданной последовательности операций.

Все таймеры можно настраивать для установки последовательности операций и достижения оптимальной работы.

Все переменные процесса, измеряемые как для целей управления, так и для информации оператора, отображаются в РСУ центральной операторной. Наблюдения за этими переменными процесса, вместе с хронометражем циклов и другой информацией на РСУ, необходимы как для краткосрочного устранения неполадок, так и для долгосрочного контроля

производительности.

Данную процедуру в двух различных режимах, перечисленных ниже, выполняет оператор консоли PCY:

- Вручную и поэтапно;
- Полуавтоматически с помощью системы PCY.

Для этой цели предусмотрен переключатель режимов (РУЧНОЙ/ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКИЙ).

5.2.2 Насосы ВД полурегенерированного амина (А-330-РА-102/202 А/В) и блок ГТРЭ (А1-330-MU-101/201, не работает, см. раздел 5.1)

В блок насосов входит следующее:

- Насосная установка, в состав которой входят насосы полурегенерированного амина, электродвигатель и гидравлическая турбина рекуперации энергии (ГТРЭ);
- Блок системы смазочного масла;
- Система промывки насоса и система промывки ГТРЭ (Схема 53);
- Датчики вибрации/температуры, подключённые к монитору Bentley-Nevada серии 3500.

Все сигналы управления и контроля из блока передаются в PCY для работы, управления и контроля. Сигналы останова подаются от блока к системе АО завода, через которую ведётся координация действий при останове.

Цель управления заключается в использовании насыщенного амина из абсорбера амина для запуска ГТРЭ 330-MU-101/201, который соединен автоматической муфтой (сцеплением) с электродвигателем насоса 330-РА-102А/202А с поддержанием требуемого уровня амина в нижней части абсорбера.

Во время запуска ГТРЭ будет блокироваться. ГТРЭ включается при постепенном прохождении амина через ГТРЭ и постепенном открытии впускного регулирующего клапана вручную. Как только ГТРЭ наберёт необходимую скорость, оператор может переключить контроль уровня в абсорбере с перепускного регулирующего клапана ГТРЭ на впускной регулирующий клапан ГТРЭ.

Если ГТРЭ включен, насос полурегенерированного амина будет полностью запитан от ГТРЭ, а электродвигатель насоса будет работать в буферном режиме, без выделения мощности. В случае отключения ГТРЭ, или понижения скорости, электродвигатель будет подавать всю необходимую, или часть, мощность на насос. (А1-330-MU-101/201, не работает, см. раздел 5.1)

5.2.3 Блок закачки пеногасителя (А1-330-XX-101)

В состав блока закачки пеногасителя (А1-330-XX-101) входят ёмкость пеногасителя (А1-330-ТС-102), мешалка пеногасителя (А1-330-MZ-101), насос непрерывной закачки пеногасителя дозирующего типа (А1-330-PD-101), центробежный насос периодической закачки пеногасителя (А1-330-PD-109), переносной бочковой насос с пневматическим приводом (А1-330-PD-110) и соответствующая трубная обвязка и система управления закачки заданного объёма пеногасителя в амин, циркулирующий в установке 330 участка подготовки газа.

В блоке используется деионизированная вода, которую добавляют в пеногаситель (А1-330-ТС-102) для его разбавления до необходимой консистенции. Пеногаситель на установке обессеривания газа 330 используется в системе всасывания дожимного насоса регенерированного амина. Регенерированный амин направляется в абсорбер амина с добавлением пеногасителя для предотвращения образования пены. Работа абсорбера амина серьезно нарушается при повышенном пенообразовании из-за повышенного уровня углеводородов, что может привести к образованию конденсата и попаданию твёрдых примесей в систему очистки из-за коррозии, неэффективной работы фильтров или термического разложения аминов.

5.3 ЛИЦЕНЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

Технологическое проектирование установки обессеривания газа лицензировано компанией «TotalFinaElf» (сейчас Total). Конструкция данной установки очистки амина основана на процессе высокой загрузки и двойного разделенного потока ДЭА.

6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Установка 330 - Установка обессеривания газа является частью газоперерабатывающего завода и предназначена для удаления H_2S и CO_2 на входе при соприкосновении с амином. Она также включает секцию регенерации амина.

После успешного первоначального ввода установки в эксплуатацию персонал должен вывести установку подготовки газа в обычный режим работы. Систематическое наблюдение за оператором будет осуществляться для обеспечения непрерывности и бесперебойной работы процесса, для наблюдения за всеми необходимыми эксплуатационными условиями и для прогнозирования как основных, так и незначительных изменений в работе. Для обеспечения безопасной и эффективной работы крайне важно сотрудничество с операторами добывающего морского комплекса, нефтяного завода и установки по переработке серы.

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

Статус установки подготовки газа в обычных рабочих условиях описан ниже:

- Установка подготовки газа работает с нормальной расчетной производительностью. Расход и компонентный состав товарного газа соответствуют нормальным расчетным условиям, а товарный газ, передаваемый на экспорт, соответствует требованиям к температуре точки росы. Значения рабочей температуры, давления, уровни жидкости в сепараторах/каплеотбойных сепараторах и колоннах соответствуют нормальным расчетным условиям.
- Установка обессеривания газа работает в предусмотренных для нее нормальных расчетных условиях.
- Установка контроля точки росы 320/340 работает в режиме турбодетандера в нормальных расчетных условиях.
- Установка сжатия товарного газа 361 способна обрабатывать весь избыточный газ, генерируемый его из установки 320/340 (то есть не происходит выброса газа на факел)
- Технические характеристики продукта для установки переработки СУГ 321 находятся в установленных пределах.
- Потребление химических реагентов соответствует нормальным параметрам.

6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ:

Следующие общие наблюдения/периодические проверки необходимо проводить во время нормальной эксплуатации установки подготовки газа:

- Убедиться в отсутствии утечек газа и нефти из трубопроводной арматуры, насосов и КИПиА. Для выявления 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 2x100%) 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 СТКИП) 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 в том, что все важные 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 химических реагентов не превышает установленных значений. Посредством текущих проверок и регулировок можно оптимизировать потребление химических реагентов. Проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно у фланцев и присоединений.
- 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 газоперерабатывающего завода - выпуск товарного газа, соответствующего экспортным спецификациям в отношении точки росы и содержания меркаптана. Помимо товарного газа продуктами установки подготовки газа являются СУГ (смесь C_3/C_4) и конденсатные жидкости C_5+ . Установка 330 Установка обессеривания газа является частью газоперерабатывающего завода и предназначена для удаления H_2S и CO_2 из кислого газа при переработке с амином. Она также включает секцию регенерации амина.

Основные параметры и указания по выполнению требований технических условий и достижению заданной производительности установки приведены ниже.

6.2.1 Содержание газа мгновенного испарения в сырьевом газе

Газ мгновенного испарения с установки подготовки нефти смешивается с газом из морского комплекса в установке 300. Газ мгновенного испарения является более тяжелым газом с более высокой молекулярной массой и будет иметь более высокую температуру. Газ мгновенного испарения также насыщается водяным паром, в то время как газ с морских комплексов является сухим. Высокая точка росы углеводородов может вызвать проблемы пенообразования из-за конденсации углеводородов в абсорбере амина. Поэтому важно контролировать температуру подаваемого газа в абсорбере амина относительно температуры амина для предотвращения конденсации. Регенерированный товарный газ также может быть добавлен для контроля состава газа на входе, при возможности.

6.2.2 Степень перегрева в подаваемом газе в абсорбер амина.

Во избежание конденсации в аминовом абсорбере важно обеспечить, чтобы температура сырьевого газа аминового абсорбера всегда была выше точки росы. Перегреватель "серосодержащий газ/исходный газ" 300-НА-101/201 предназначен для обеспечения перегрева

на несколько градусов выше точки росы углеводородов. Для обеспечения желаемой степени перегрева предусмотрен регулятор температуры.

6.2.3 Содержание H_2S в обессеренном газе подаваемом на установку 310 (дегидратация газа).

Сырьевой газ установки 330 имеет очень высокое содержание сернистых соединений. Абсорбер амина предназначен для удаления H_2S до 7 мг/нм^3 . Системы, расположенные далее по потоку после установки 330, работают преимущественно на обессеренном газе и не рассчитаны на прием сернистого газа. В связи с этим очень важно обеспечить, чтобы содержание H_2S в обессеренном газе не превышало допустимого значения. Для предупреждения оператора предусмотрены поточные анализаторы H_2S с уставками сигнализации высокого уровня. Эксплуатация в зимних условиях

Эксплуатация установки в зимних условиях требует соблюдения некоторых мер предосторожности в дополнение к указанным ранее. В зимний период автоматически включается линия обогрева, когда температура окружающей среды падает ниже 5°C . Это необходимо, чтобы не допустить замерзания воды при отрицательных температурах. Кожухи компрессоров оснащены системами ОВКВ, поддерживающими температуру внутри кожухов выше 5°C .

6.2.4 Управление коррозией

Коррозия может привести к выходу из строя трубопроводов и оборудования завода, которые, как правило, требуют больших затрат на ремонт, являются дорогостоящими с точки зрения потери продукции или загрязнения продукта, дорогостоящими с точки зрения ущерба окружающей среды и в конечном итоге, могут быть дорогостоящими с точки зрения безопасности человека.

Скорость коррозии определяет, как долго технологическая установка может эффективно и безопасно эксплуатироваться. Измерение скорости коррозии и меры по ограничению воздействий высокой скорости коррозии позволяют обеспечить экономичную эксплуатацию установки при одновременном снижении полных затрат за весь срок ее эксплуатации.

В случаях, когда использование углеродистой стали с прибавкой на коррозию является недостаточным для ограничения прогнозируемых воздействий коррозии, в систему могут вводиться ингибиторы коррозии. В таких условиях мониторинг коррозии имеет ключевое значение для подтверждения того, что ингибирование обеспечивает достаточную степень защиты системы. Мониторинг коррозии также применим там, где не применяется ингибирование коррозии, но где механизм коррозии требует проверки для подтверждения того, что прогнозируемая интенсивность коррозии совместима с фактическими данными.

Мониторинг коррозии обычно рассматривается как методика измерения коррозионной активности технологических потоков с помощью зондов, погружаемых в технологическую среду и непрерывно находящихся под ее воздействием.

Выбор точек мониторинга имеет первостепенное значение, так как факторы, которые необходимо принимать во внимание, часто связаны с геометрическими характеристиками систем и компонентов. В связи с этим выбор точек мониторинга должен основываться на всесторонних знаниях условий технологического процесса, характеристик конструкционных материалов, режимов течения, скорости сред, внешних факторов и данных за прошедшие периоды.

Поскольку на заводе может рассматриваться только конечное число точек, рекомендуются точки, в которых коррозионное повреждение ожидается наиболее серьезным.

6.2.5 Точки мониторинга коррозии

Мониторинг участков коррозии на установке по переработке газа следующий:

- Ниже по линии перегревателя "серосодержащий газ/исходный газ» 300-НА-101/201. На данном участке предоставляются пробный образец для испытаний на коррозию, ультразвуковой толщиномер работающий в режиме онлайн и датчик электрического сопротивления;

- Отвод воды из дефлегматора регенератора амина (A1-330-VN-103/203). На данном участке предусмотрен пробный образец для испытаний на коррозию;
- Жидкость из регенератора амина (A1-330-VJ-102/202). На данном участке предусмотрен пробный образец для испытаний на коррозию;
- Выход газа из абсорбера амина (A1-330-VJ-101/201) На данном участке предусмотрен пробный образец для испытаний на коррозию;

Образцы испытания на коррозию не проверялись в режиме реального времени из-за наличия множества проблем, таких как контрактные вопросы, отсутствие требований отбора в технических регламентах, и отсутствие некоторых инструментов для отбора. Поэтому показания с них можно снимать только при TRA/SD.

Для остальной части установки, расположенной ниже по потоку от установки 330, мониторинг коррозии не является критическим, поскольку рассматриваемые жидкости обессеренные, а материал конструкции, выбранный для различных систем, соответствует расчетным скоростям коррозии.

Примечание: Данные в таблице ниже также применимы к ТЛ 2

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Фильтр-коагулятор сернистого газа (330-ZQ-101)						
1.	Уровень жидкости	A1-3301-LIC-001	%	± 2%	22-87	Контроль уровня
2.	Уровень жидкости	A1-3301-LIC-013	%	± 4%	34-94	ПИД-регулятор
3.	Высокий перепад давления/фильтр	A1-3301-PDI-001	мбар / %	± 2%	не более 600	Показание перепада давления
4.	Высокий перепад давления/влагоуловитель	A1-3301-PDI-003	мбар / %	± 2%	не более 100	Показание перепада давления
5.	Давление / разрывная мембрана	A1-3301-PI-105	бар изб. / %	± 1%	не более 6	Показание давления, РМ
6.	Давление / разрывная мембрана	A1-3301-PI-106	бар изб. / %	± 1%	не более 8	Показание давления, РМ
Абсорбер амина (A1330-VJ-101/201)						
7.	Регулирование потока регенерированного амина	A1-3301-FIC-002	м³/ч/%	± 2%	425-700	Регулирование потока
8.	Регулирование потока полурегенерированного амина	A1-3301-FIC-004	м³/ч/%	± 2%	500-800	Регулирование потока
9.	Уровень жидкости в нижней части	A1-3301-LI-005A	%	± 2%	8-82,4	Показание уровня
10.	Уровень жидкости в нижней части	A1-3301-LI-005B	%	± 2%	8-82,4	Показание уровня
11.	Контроль уровня жидкости в верхней секции	A1-3301-LIC-015	%	± 2%	25-80	Регулирование уровня
12.	Перепад давления в абсорбере амина-нижняя секция	A1-3301-PDI-015	мбар / %	± 2%	не более 500	Показание перепада давления
13.	Перепад давления в абсорбере амина-верхняя секция	A1-3301-PDI-014	мбар / %	± 2%	не более 200	Показание перепада давления
14.	Перепад давления в абсорбере амина-средняя секция	A1-3301-PDI-101	мбар / %	± 2%	не более 200	Показание перепада давления
15.	Давление / разрывная мембрана	A1-3301-PIC-007	бар изб. / %	± 1%	Не выше 6	Показание давления

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
16.	Давление / разрывная мембрана	A1-3301-PIC-008	бар изб. / %	± 1%	Не выше 2,5	Показание давления
17.	Регулирование давления в верхней секции абсорбера амина	A1-3301-PIC-011	бар изб. / %	± 1%	58-69	Контроль давления
18.	Давления в нижней секции абсорбера амина	A1-3301-PI-017	бар изб. / %	± 1 %	58-69	Показание давления
19.	Температура насыщенного амина на выходе из абсорбера амина	A1-3301-TT-005	°C	± 1°C	50-90	Показание температуры
20.	Температура обессеренного газа на выходе из абсорбера амина	A1-3301-TT-006	°C	± 1°C	40-60	Показание температуры
21.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 6	A1-3301-TT-038	°C / %	± 1%	41-65	Показание температуры
22.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 10	A1-3301-TT-039	°C / %	± 1%	Не выше 62	Показание температуры
23.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 14	A1-3301-TT-040	°C / %	± 1%	Не выше 66	Показание температуры
24.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 19	A1-3301-TT-041	°C / %	± 1%	Не выше 75	Показание температуры
25.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 23	A1-3301-TT-042	°C / %	± 1%	Не выше 80	Показание температуры
26.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 27	A1-3301-TT-043	°C / %	± 1%	Не выше 80	Показание температуры
27.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 31	A1-3301-TT-044	°C / %	± 1%	Не выше 85	Показание температуры
28.	Температура тарелок абсорбера амин - тарелка 34	A1-3301-TT-045	°C / %	± 1%	Не выше 90	Показание температуры
29.	Температура регенерированного амин	A1-3301-TT-165	°C	± 1°C	42-60	Показание температуры
30.	Температура полурегенерированного амин	A1-3301-TT-166	°C	± 1°C	42-60	Показание температуры
31.	Концентрация H ₂ S в обессеренном газе	A1-3301-AI-001A	чнм/%	± 2%	Не выше 6	Показания анализатора

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
32.	Концентрация меркаптанов в обессеренном газе	A1-3301-AI-001B	чнм/%	± 2%	Не выше 260	Показания анализатора
33.	Концентрация CO ₂ в обессеренном газе	A1-3301-AI-001C	чнм/%	± 2%	Не выше 65	Показания анализатора
34.	Регулирование потока обессеренного газа	A1-3301-FIC-005	см ³ /ч/%	± 2%	не менее 100000	Регулирование потока
Отбойный сепаратор обессеренного газа (330-VN-105/205)						
35.	Регулирование уровня жидкости в отбойном сепараторе обессеренного газа	A1-3301-LIC-009	%	± 2%	12 - 65	Регулирование интервала
36.	Давление обессеренного газа	A1-3301-PI-012	бар изб. / %	± 1%	58-69	Показание давления
Испарительная ёмкость насыщенного амина (330-VN-101/201)						
37.	Регулирование потока регенерированного амина на абсорбер газа мгновенного испарения	A1-3301-FIC-006	м ³ /ч/%	± 2%	25-50	Регулирование потока
38.	Регулирование уровня жидкости в испарительная ёмкости насыщенного амина	A1-3301-LIC-019	%	± 2%	18-60,6	Регулирование уровня
39.	Перепад давления в абсорбере газа мгновенного испарения	A1-3301-PDI-075	мбар / %	± 2%	10-50	Показатель перепада давления
40.	Регулирование давления в испар. ёмкости газа мгнов. испарения насыщенного амина	A1-3301-PIC-019	бар изб. / %	± 1%	5-8	Регулирование давления
41.	Регулирование давления в испар. ёмкости газа мгнов. испарения насыщенного амина	A1-3301-PIC-020	бар изб. / %	± 1%	5-8	Регулирование давления
42.	Регулирование потока насыщенного амина на регенератор амина	A1-3301-FIC-055	м ³ /ч/%	± 2%	не выше 790	Регулирование потока

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
43.	Темп-ра насыщ. амина на входе теплообм. насыщ/полуреген. амина	A1-3301-TT-008	°C	± 1°C	50-90,8	Показания температуры
44.	Темп-ра насыщ. амина на выходе теплообм. насыщ/полуреген. амина	A1-3301-TT-010	°C	± 1°C	101-121	Показания температуры
45.	Темп-ра полуреген. амина на входе теплообм. насыщ/полуреген. амина	A1-3301-TT-012	°C	± 1°C	112-132	Показания температуры
46.	Темп-ра полуреген. амина на выходе теплообм. насыщ/полуреген. амина	A1-3301-TT-013	°C	± 1°C	80-105	Показания температуры
47.	Регулирование потока воды орошения на регенератор амина	A1-3301-FIC-010	м³/ч/%	± 2%	450-1098	Регулирование потока
48.	Регулирование уровня в нижней секции регенератора амина	A1-3301-LIC-023	%	± 2%	26-89,6	Регулирование уровня
49.	Перепад давления в регенераторе амина-верхняя секция	A1-3301-PDI-042	мбар / %	± 2%	не более 20	Показатель перепада давления
50.	Перепад давления в регенераторе амина-нижняя секция	A1-3301-PDI-044	мбар / %	± 2%	не более 150	Показатель перепада давления
51.	Перепад давления в регенераторе амина-средняя секция	A1-3301-PDI-045	мбар / %	± 2%	не более 200	Показатель перепада давления
52.	Верх колонны регенерации амина Регулирование давления	A1-3301-PIC-039	бар изб. / %	± 1%	1-1,4	Регулирование давления
53.	Верх колонны регенерации амина Регулирование давления	A1-3301-PIC-076	бар изб. / %	± 1%	1-1,4	Регулирование давления
54.	Верх колонны регенерации амина Регулирование температуры	A1-3301-TIC-016	°C	± 1°C	40-63	Регулирование температуры
55.	Регулирование температуры в средней секции регенератора амина	A1-3301-TIC-021	°C	± 1°C	95-130	Регулирование температуры
56.	Темп-ра регенерированного амина на выходе из регенератора амина	A1-3301-TI-083	°C	± 1%	112-132	Показатель температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
57.	Датчик перепада давления на линии насыщенного амина к VJ-102	A1-3301-PDI-025	бар изб. / %	± 2%	Не выше 3,25	Показания давления
58.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 1)	A1-3301-TIC-019A	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
59.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 2)	A1-3301-TIC-019B	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
60.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 1)	A1-3301-TIC-048	°C		5-60	Регулирование температуры
61.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 2)	A1-3301-TIC-049	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
62.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 3)	A1-3301-TIC-019C	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
63.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 4)	A1-3301-TIC-019D	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
64.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 3)	A1-3301-TIC -050	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
65.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 4)	A1-3301-TIC-051	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
66.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 5)	A1-3301-TIC-019E	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
67.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 6)	A1-3301-TIC-019F	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
68.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 5)	A1-3301-TIC-052	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
69.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 6)	A1-3301-TIC-053	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
70.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 7)	A1-3301-TT-019G	°C	± 1°C	10-60	Показатель температуры
71.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 8)	A1-3301-TT-019H	°C	± 1°C	10-60	Показатель температуры
72.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 7)	A1-3301-TT-054	°C	± 1°C	5-60	Показатель температуры
73.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 8)	A1-3301-TT-055	°C	± 1°C	5-60	Показатель температуры
74.	Регулирование температуры на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 9)	A1-3301-TT-019J	°C	± 1°C	10-60	Показатель температуры
75.	Регулирование температуры воздуха на выходе конденсатора регенерации амина (отсек № 9)	A1-3301-TT-056	°C	± 1°C	5-60	Показатель температуры
76.	Регулирование потока НД на ребойлеры регенераторы амина	A1-3301-FIC-008	кг/ч / %	± 2 %	90000-189400	Регулирование потока

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
77.	Регулирование потока деионизированной воды на пароохладитель НД	A1-3301-FIC-014	м³/ч/%	± 2%	не более 1,3	Регулирование потока
78.	Температура пара НД на ребойлеры регенератора амина	A1-3301-TT-076	°C	± 1°C	147-170	Регулирование температуры
79.	Температура амина на входе в ребойлеры регенератора амина	A1-3301-TI-077	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
80.	Темп-ра паров на выходе из ребойлера А регенератора амина	A1-3301-TT-078A	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
81.	Темп-ра паров на выходе из ребойлера В регенератора амина	A1-3301-TT-078B	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
82.	Темп-ра жидкости на выходе из ребойлера А регенератора амина	A1-3301-TT-079A	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
83.	Темп-ра жидкости на выходе из ребойлера В регенератора амина	A1-3301-TT-079B	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
84.	Темп-ра паров на выходе из ребойлера С регенератора амина	A1-3301-TT-078C	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
85.	Темп-ра паров на выходе из ребойлера D регенератора амина	A1-3301-TT-078D	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
86.	Темп-ра жидкости на выходе из ребойлера С регенератора амина	A1-3301-TT-079C	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
87.	Темп-ра жидкости на выходе из ребойлера D регенератора амина	A1-3301-TT-079D	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
88.	Температура амина на входе в ребойлеры регенератора амина	A1-3301-TI-168	°C	± 1°C	120-140	Показатель температуры
89.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №1)	A1-3301-TIC-026A	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
90.	Регулирование температуры на выходе охладителя	A1-3301-TIC-026B	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
	полурегенерированного амина (отсек №2)					
91.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек № 1)	A1-3301-TIC-059	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
92.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек № 2)	A1-3301-TIC-060	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
93.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина	A1-3301-TT-153	°C	± 1°C	42-60	Показания температуры
94.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №3)	A1-3301-TIC-026C	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
95.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №4)	A1-3301-TIC-026D	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
96.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №3)	A1-3301-TIC-061	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
97.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №4)	A1-3301-TIC-062	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
98.	Регулирование температуры на выходе охладителя	A1-3301-TIC-026E	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
	полурегенерированного амина (отсек №5)					
99.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №6)	A1-3301-TIC-026F	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
100.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №5)	A1-3301-TIC-063	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
101.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №6)	A1-3301-TIC-064	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
102.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №7)	A1-3301-TIC-026G	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
103.	Регулирование температуры на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №8)	A1-3301-TIC-026H	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
104.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №7)	A1-3301-TIC-065	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
105.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя полурегенерированного амина (отсек №8)	A1-3301-TIC-066	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
106.	Регулирование потока регенерированного амина Т насоса №А	A1-3301-FIC-009A	м³/ч/%	± 2%	не менее 151,6	Регулирование потока
107.	Регулирование потока регенерированного амина Т насоса №В	A1-3301-FIC-009B	м³/ч/%	± 2%	не менее 151,6	Регулирование потока
108.	Регулирование потока регенерированного амина Т насоса №С	A1-3301-FIC-009C	м³/ч/%	± 2%	не менее 151,6	Регулирование потока
109.	Низкий уровень в резервуаре хранения амина	A1-3301-LI-039	%	± 2%	23-97	Показатель низкого уровня/аварийный сигнал отключения
110.	Регулирование температуры в резервуаре хранения амина	A1-3301-TIC-028	°C	± 1°C	42-60	Регулирование температуры
111.	Температура в резервуаре хранения амина	A1-3301-TI-161	°C	± 1°C	42-60	Показание температуры
112.	Контроль потока регенерированного амина в патронный фильтр	A1-3301-FIC-012	м³/ч/%	± 2%	9-16	Регулирование потока
113.	Контроль потока регенерированного амина в главный фильтр	A1-3301-FI-022	м³/ч/%	± 2%	обновлено согласно ЭУИ 15864	Показание расхода
114.	Перепад давления на главном фильтре амина	A1-3301-PDT-061	мбар / %	± 2%	удалено согласно ЭУИ 15864	Показание перепада давления
115.	Перепад давления на угольном фильтре	A1-3301-PDT-066	мбар / %	± 2%	не более 1500	Показание перепада давления
116.	Перепад давления на патронном фильтре	A1-3301-PDT-068	мбар / %	± 2%	не более 500	Показание перепада давления
117.	Уровень жидкости в ёмкости намывки фильтрующего слоя	A1-3301-LI-041	%	± 2%	удалено согласно УИ 15864	Уровень жидкости

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
118.	Очень низкий уровень жидкости в сосуде сбора углеводородов - сторона углеводородов	A1-3301-LI-046	%	± 4%	не более 74	Показание уровня
119.	Высокая граница раздела жидкости в сосуде сбора углеводородов - сторона амина	A1-3301-LI-049	%	± 4%	не более 66	Показание уровня
120.	Температура сосуда сбора углеводородов	A1-3301-TI-047	°C	± 1°C	30-60	Показания температуры
121.	Регулирование температуры в сосуде сбора углеводородов	A1-3301-TIC-081	°C	± 1°C	40-60	Регулирование температуры
122.	Регулирование уровня жидкости ёмкости прямка амина	A1-3301-LIC-052	%	± 2%	18-53	Регулирование уровня
123.	Температура ёмкости прямка амина	A1-3301-TI-029	°C	± 1°C	40-60	Показания температуры
124.	Регулирование температуры в ёмкости прямка амина	A1-3301-TIC-030	°C	± 1°C	40-60	Регулирование температуры
125.	Уровень жидкости в ёмкости пеногасителя	A1-3301-LI-054	%	± 2%	5-94	Показание уровня
126.	Регулирование температуры в ёмкости пеногасителя	A1-3301-TIC-046	°C	± 1°C	15-70	Регулирование температуры
127.	Температура пеногасителя	A1-3301-TI-058	°C	± 1°C	не менее 15	Показания температуры
128.	Поток регенерированного амина из насосов регенерированного амина	A1-3301-FI-016	м³/ч/%	± 2%	200-750	Показания потока
129.	Регулирование потока регенерированного амина к насосу А регенерированного амина	A1-3301-FIC-023A	м³/ч/%	± 2%	не менее 141,7	Регулирование потока
130.	Регулирование потока регенерированного амина к насосу В регенерированного амина	A1-3301-FIC-023B	м³/ч/%	± 2%	не менее 141,7	Регулирование потока

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
131.	Регулирование потока регенерированного амина к насосу С регенерированного амина	A1-3301-FIC-023C	м³/ч/%	± 2%	не менее 141,7	Регулирование потока
132.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №1)	A1-3301-TT-033A	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
133.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №2)	A1-3301-TT-033B	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
134.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №1)	A1-3301-TT-067	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
135.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №2)	A1-3301-TT-068	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
136.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №3)	A1-3301-TIC-033C	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
137.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №4)	A1-3301-TIC-033D	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
138.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №3)	A1-3301-TIC-069	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
139.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №4)	A1-3301-TIC-070	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
140.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №5)	A1-3301-TIC-033E	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
141.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №6)	A1-3301-TIC-033F	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
142.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №5)	A1-3301-TIC-071	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
143.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №6)	A1-3301-TIC-072	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
144.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №7)	A1-3301-TIC-033G	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
145.	Регулирование температуры на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №8)	A1-3301-TIC-033H	°C	± 1°C	10-60	Регулирование температуры
146.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя	A1-3301-TIC-073	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
	регенерированного амина (отсек №7)					
147.	Регулирование температуры воздуха на выходе охладителя регенерированного амина (отсек №8)	A1-3301-TIC-074	°C	± 1°C	5-60	Регулирование температуры
148.	Регулирование потока насыщенного амина в теплообменники насыщенных/регенерированных аминов	A1-3301-FIC-056	м³/ч/%	± 2%	500-1050	Регулирование потока
149.	Давление регенерированного амина на входе A1-330-НВ-102А	A1-3301-PI-052А	бар изб. / %	± 2%	не менее 0,7	Показатели давления
150.	Давление регенерированного амина на входе A1-330-НВ-102В	A1-3301-PI-052В	бар изб. / %	± 2%	не менее 0,7	Показатели давления
151.	Давление регенерированного амина на входе A1-330-НВ-102С	A1-3301-PI-052С	бар изб. / %	± 2%	не менее 0,7	Показатели давления
152.	Перепад давления между TI-083 и TI-034	A1-3301-TDIC-085	°C	-	9-18	Регулирование показателей перепада давления
153.	Темп-ра регенерированного амина на входе в теплообменники насыщенных/регенерированных аминов	A1-3301-TI-034	°C	± 1°C	112-127	Показатели температуры
154.	Темп-ра регенерированного амина на выходе из теплообменников насыщенных/регенерированных аминов	A1-3301-TI-035	°C	± 1°C	70-98	Показатели температуры
155.	Темп-ра регенерированного амина на входе A1-330-НВ-102А	A1-3301-TI-084А	°C	± 1°C	112-123	Показатели температуры

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
156.	Темп-ра регенерированного амина на входе А1-330-НВ-102В	A1-3301-TI-084В	°C	± 1°C	112-123	Показатели температуры
157.	Темп-ра регенерированного амина на входе А1-330-НВ-102С	A1-3301-TI-084С	°C	± 1°C	112-123	Показатели температуры
158.	Темп-ра насыщенного амина на выходе из теплообменников насыщенных/регенерированных аминов	A1-3301-TI-152	°C	± 1°C	95-125	Показатели температуры
159.	Регулирование уровня жидкости ёмкости орошения	A1-3301-LIC-029	%	± 2%	17-87	Регулирование уровня
160.	Давление в ёмкости орошения	A1-3301-PI-041	бар изб. / %	± 1%	1-1,4	Показания давления
161.	Темп-ра ёмкости орошения	A1-3301-TI-020	°C	± 1°C	60-100	Показания температуры
162.	Поток на выходе из ёмкости орошения	A1-3301-FT-032	м³/ч/%	± 2%	не более 77	Показания скорости потока
163.	Регулирование уровня в уравнил. ёмкости парового конденсата №А	A1-3301-LIC-037А	%	± 2%	34-90	Регулирование уровня
164.	Регулирование уровня в уравнил. ёмкости парового конденсата №В	A1-3301-LIC-037В	%	± 2%	34-90	Регулирование уровня
165.	Регулирование мин. безопасн. потока насоса ВД №А полуреген. амина	A1-3301-FIC-017А	м³/ч/%	± 2%	не менее 366,5	Регулирование потока
166.	Регулирование мин. безопасн. потока насоса ВД №В полуреген. амина	A1-3301-FIC-017В	м³/ч/%	± 2%	не менее 366,5	Регулирование потока
167.	Показатели давления смазочного масла насоса ВД А полуреген. амина	A1-3301-PT-264А	бар изб. / %	± 2%	не менее 1,5	Показания давления
168.	Показатели давления смазочного масла насоса ВД В полуреген. амина	A1-3301-PT-264В	бар изб. / %	± 2%	не менее 1,5	Показания давления

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
169.	Показатели давления смазочного масла насоса ВД А полуреген. амина	A1-3301-PT-266A	бар изб. / %	± 2%	не менее 1,2	Показания давления
170.	Показатели давления смазочного масла насоса ВД В полуреген. амина	A1-3301-PT-266B	бар изб. / %	± 2%	не менее 1,2	Показания давления
171.	Регулирование потока нагнетания насоса циркуляции воды	A1-3301-FIC-024	м³/ч/%	± 2%	20-45	Регулирование потока
172.	Показатель уровня ёмкости смазочного масла насоса ВД А полуреген. амина	A1-3301-LI-252A	%	± 2%	не менее 40	Показание уровня
173.	Показатель уровня ёмкости смазочного масла насоса ВД В полуреген. амина	A1-3301-LI-252B	%	± 2%	не менее 40	Показание уровня
174.	Показатель температуры ёмкости смазочного масла насоса ВД А полуреген. амина	A1-3301-TT-251A	°C	± 1°C	35-70	Датчик температуры
175.	Показатель температуры ёмкости смазочного масла насоса ВД В полуреген. амина	A1-3301-TT-251B	°C	± 1°C	35-70	Датчик температуры
176.	Поток насоса закачки воды подпитки	A1-3301-FI-025	м³/ч/%	± 2%	не более 10	Показатель скорости потока
177.	Показатель температуры ёмкости смазочного масла насоса №А закачки воды подпитки	A1-3301-TI-163A	°C	± 1°C	0-5	Показатели температуры
178.	Показатель температуры ёмкости смазочного масла насоса №В закачки воды подпитки	A1-3301-TI-163B	°C	± 1°C	0-5	Показатели температуры
179.	Регулирование мин. безопасн. потока циркуляции в насосе №А	A1-3301-FIC-026A	м³/ч/%	± 2%	не менее 300,9	Регулирование потока

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед.изм	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
	циркуляции регенерированного аминa					
180.	Регулирование мин. безопасн. потока циркуляции в насосе №В циркуляции регенерированного аминa	A1-3301-FIC-026B	м³/ч/%	± 2%	не менее 300,9	Регулирование потока
181.	Регулирование потока рециркуляции регенерированного аминa	A1-3301-FIC-028	м³/ч/%	± 2%	90-314	Регулирование потока
182.	Поток регенерированного амина на охладитель регенерированного аминa	A1-3301-FI-039	м³/ч/%	± 2%	не менее 368	Показатель потока
183.	Регулирование мин. безопасн. потока циркуляции в насосе №А циркуляции полуреген. амина	A1-3301-FIC-027A	м³/ч/%	± 2%	не менее 324	Регулирование потока
184.	Регулирование мин. безопасн. потока циркуляции в насосе №В циркуляции полуреген. амина	A1-3301-FIC-027B	м³/ч/%	± 2%	не менее 324	Регулирование потока
185.	Поток полуреген. амина на охладитель полуреген.аминa	A1-3301-FI-040	м³/ч/%	± 2%	не менее 350	Показатель скорости потока
186.	Предельно малый поток насоса очистки Cos	A1-3301-FI-033	м³/ч	-	н/д	Показатель скорости потока
187.	Регулирование мин. безопасн. потока насоса очистки Cos	A1-3301-FIC-018	м³/ч	-	н/д	Регулирование потока

Таблица 6.1 - Нормы технологического режима

7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Управление установкой газа осуществляется из центральной диспетчерской (ЦД) с использованием системных принципов интегрированной системы управления и аварийной защиты (ИСУиАЗ), состоящей в основном из распределенной системы управления (PCY), системы аварийного отключения (CAO) и системы обнаружения (ПиГ), где PCY выступает в качестве основного центра управления и командования.

Данные системы установлены в здании центральной диспетчерской (ЗЦД) и в блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи. Блок-боксы для КИПиА и средств спутниковой связи находятся рядом с установкой газа и содержат стойки со всем оборудованием ИСУиАЗ, панелями управления вращающимся оборудованием и контроллеры.

Магистраль кабелей передачи данных проходит от ЗЦД к блок-боксам для КИПиА и средств спутниковой связи, соединяя системы вместе, и образуя ИСУиАЗ. Это достигается за счет резервированной сети CAO / ПиГ и резервированной сети PCY. Система центральной диспетчерской (CCR), управляемая персоналом, содержит все необходимые пульта оперативного управления для обеспечения полного и безопасного запуска, управления, контроля и останова установки. В работе каждого блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи не предусмотрено участие персонала.

Принцип «единого окна» реализован для управления установкой, мониторинга систем безопасности и контроля блока. Принцип «единого окна» реализуется PCY через соответствующие интерфейсы с другими системами или путём прямой интеграции с протоколом связи между установками.

Блочные системы управления технологическим процессом наземной установки подготовки газа не имеют локальных панелей управления, поэтому они интегрированы в PCY. В ЗЦД расположены средства контроля системы видеонаблюдения, ГС/ОО, телефонов и раций. Все средства подключены к пультам УВО оператора PCY, клавиатурам и другим устройствам ввода. Предусмотрен специальный пульт общих служб с аппаратно-реализованными кнопками для включения систем орошения/продувки и ручной активации CAO.

В ЦД здания центральной диспетчерской находится матрица отображения данных системы ПиГ. Рабочие станции для систем PCY, CAO и ПиГ находятся в специальном техническом помещении. Все кабели PCY, CAO и ПиГ между SIS №2 и участком проложены в распределительных шкафах, расположенных в аппаратных SIS Очереди 1 и Очереди 2.

Система аварийной сигнализации оповещает производственный персонал об отклонениях от штатных параметров эксплуатации. Система АО служит защитой в чрезвычайных ситуациях 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, сбои подачи сырья и инженерных систем (вода, воздух, топливный газ, пар и энергоснабжение), повышенные (пониженные) рабочие параметры (давление, уровень, температура, расход, степень очистки), утечки, срабатывание сигналов обнаружения газа и пожара, ограниченное получение продукции транспортирующей компанией. Система аварийного отключения (CAO) также активируется при сбросе давления в системе и отвода продукта на факелы и/или перенаправление входных потоков систем на факелы.

Дополнительную информацию см. в разделе «Описание схемы управления». В технических характеристиках схемы управления описаны подробные принципы проектирования различных контуров непрерывного управления установкой подготовки газа.

7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Средства управления процессом также включают лабораторный аналитический график, онлайн-анализаторы и мониторинг атмосферного воздуха (как в помещении, так и на открытом воздухе) с использованием датчиков обнаружения газа. Пробы могут также отбираться по мере необходимости для проверки результатов анализатора.

Онлайн анализатор - это важная особенность установки 330 для контроля за процессом обессеривания газа и проверки качества продукции.

Конечной целью переработки углеводородов является производство потоков углеводородной продукции, которые отвечают всем техническим требованиям, необходимым для их конечного использования. Для достижения этой цели становится необходимым охарактеризовать важные физические и химические свойства различных потоков установки с использованием специальных процедур лабораторных аналитических испытаний. Таким образом, удовлетворительная работа Установки 330 во многом зависит от надлежащих аналитических процедур для контроля качества.

Список поточных анализаторов на Установке 330 приведен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7
1	Сернистый газ в абсорбер амина	A1-3301-S-001 A1-3302-S-001	Углекислый газ, %моль	STN-00-Z73-O-SM-0034	<=4.8	1 раз в год
			Сероводород, %моль	UOP 539	<=20	1 раз в год
			Состав УВ, %моль	STN-00-Z73-O-SM-0034	разные	1 раз в год
2	Обессеренный газ из каплеотбойника обессеренного газа А0-330-ВН-105/205 в теплообменник влажного газа А1-300-ГА-103/203 А/В	A1-3301-S-002 A1-3302-S-002	Сероводород, чнм	СТ РК DASTM D5504-2015	<=5	1 раз в месяц
			Общее содержание меркаптанов, чнм	СТ РК DASTM D5504-2015	250 сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 16896	1 раз в месяц
			Состав УВ(расширенный), %моль	STN-00-Z73-O-SM-0034	разные	1 раз в месяц
3	Полурегенерированный амин из А1-330-НС-102/202 в насосы циркуляции полурегенерированного амина А1-330-РА-102/202 А/В	A1-3301-S-005 A1-3302-S-005	Регенерируемое свободное основание, %масс.	SMS 2236		1 раз в месяц
			Термостабильные соли, % масс.	SMS 2236		1 раз в месяц
			Термостойкие соли, %масс.	LWI-197		1 раз в месяц
			Общее содержание взвешенных частиц, мг/л	ASTM D5907-13		1 раз в месяц
4	Амин из резервуара хранения амина А1-330-ТВ-101/201 в систему фильтрации амина А1-330-ZV-101/201	A1-3301-S-007 A1-3302-S-007	Высота пены, мл	Испытание пены Basf LWI-037	<=50	1 раз в неделю
			Время осаждения, сек	Испытание пены Basf LWI-037	<=10	1 раз в неделю

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7
			Общее содержание взвешенных частиц, мг/л	ASTM D5907-13		1 раз в неделю
5	Амин из выхода системы фильтрации амина А1-330-ZL-101/201 в резервуар для хранения амина А1-330-TB-101/201	А1-3301-S-008 А1-3302-S-008	Высота пены, мл	Испытание пены Basf LWI-037	<=50	1 раз в неделю
			Время осаждения, сек	Испытание пены Basf LWI-037	<= 10	1 раз в неделю
			Общее содержание взвешенных частиц, мг/л	ASTM D5907-13	<= 10	1 раз в неделю
6	УВ из емкости для сбора углеводородов с поверхности А1-330-VA-102/202	А1-3301-S-010 А1-3302-S-010	Коэффициент жидких нефтепродуктов, моль%/чнм	ISO 9377.2		по запросу
			Регенерируемое свободное основание, %масс.	SMS 2236	<=40	по запросу
7	Амин из ёмкости для сбора углеводородов с поверхности А1-330-VA-102/202 в ёмкость приямка амина А1-330-VA-101/201	А1-3301-S-016 А1-3302-S-016	Содержание нефти (визуально)	LWI-185 Визуально		по запросу
8	Амин из ёмкости приямка амина А1-330-VA-101/201 в систему фильтрации амина А1-330-ZV-101/201	А1-3301-S-014 А1-3302-S-014	Углекислый газ, чнм	ASTM D513	<=50000	по запросу
			Сероводород, чнм	ASTM D513	<=1100	по запросу
			Регенерируемое свободное основание, %масс.	SMS 2236	<=40	по запросу
			Содержание воды, %масс.	SMS 2236	<=60	по запросу

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7
			Общее содержание взвешенных частиц, мг/л	ASTM D5907	<=40	по запросу
9	Полурегенерированный амин из охладителя полурегенерированного амина А1-330-НС-103/203 (нижняя часть регенерации амина) в резервуар хранения регенерированного амина А1-330-ТВ-101/201	А1-3301-S-015 А1-3302-S-015	Высота пены, мл	Испытание пены Basf LWI-037	<= 50	1 раз в неделю
			Время осаждения, сек	Испытание пены Basf LWI-037	<= 10	1 раз в неделю
			Никель (Ni), мг/л	LWI-197	<= 25	1 раз в месяц
			Молибден (Mo), мг/л	LWI-197	<= 25	1 раз в месяц
			Общее содержание взвешенных частиц, мг/л	ASTM D5907-13	<= 100	1 раз в неделю
			Общий объём, %масс.	SMS 2235		1 раз в месяц
			Регенерируемое свободное основание, %масс.	SMS 2236	37-43	1 раз в неделю
			Термостабильные соли, %масс.	SMS 2236	<= 1	2 раз в месяц
			Термостойкие соли, %масс.	LWI-197		1 раз в месяц
			Неактивный амин, % масс.	SMS 2236 LWI-TBA	<= 10	1 раз в месяц
			Содержание воды, %масс.	SMS 2236	57-63	1 раз в неделю
			Засорение H ₂ S+CO ₂ , %масс.	ASTM D513	<0.04	1 раз в неделю
			рН	SMS 2236		1 раз в неделю
			ДЭА, %масс.	SMS 2280		2 раза в месяц
			Хлориды, мг/л	ГОСТ ISO 10304-1-2016		1 раз в месяц

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота контроля
1	2	3	4	5	6	7
10	Вода циркуляции из ёмкости орошения А1-330-VN-103/203 в насосы циркуляции воды А1-330-РА-105/205 А/В	А1-3301-S-017 А1-3302-S-017	Регенерируемое свободное основание, %	SMS 2236		1 раз в неделю
			Содержание воды, %масс.	SMS 2236	57-63	1 раз в неделю
			Хлориды, мг/л	ГОСТ ИСО 10304-1-2016	<=1000	1 раз в месяц
			pH	SMS 2236		1 раз в неделю
11	Вода из абсорбера амина А1-330-VJ-101/201	А1-3301-S-018 А1-3302-S-018	pH	SMS 2236		1 раз в неделю
			Регенерируемое свободное основание	SMS 2236		1 раз в неделю

Таблица 7.1 - График аналитического лабораторного контроля

Примечание: В ЭУИ 18184 предоставлены дополнительные точки отбора проб ДОПАК, установленные после дожимных насосов регенерированного амина 330-РА-101А/В/С и 330-РА-202А/В/С для контроля качества амина до подачи в колонну абсорбера амина 330-VJ-101/201.

№ п/п	Маркировочный номер, технологический поток	Параметры для анализа	Аналитический метод/принцип измерений	Нормальное/ожидаемое значение	Периодичность	Система управления
1	2	3	4	5	6	7
1	A1-3301/2-AT-003A Обессеренный газ из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 20	Поточный	АО
2	A1-3301/2-AT-004A Обессеренный газ из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 20	Поточный	АО
3	Обессеренный газ A1-3301/2-AT-005A из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 20	Поточный	АО
4	A1-3301/2-AT-003B Обессеренный газ из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 10		PCY
5	A1-3301/2-AT-004B Обессеренный газ из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 9		PCY
6	A1-3301/2-AT-005B Обессеренный газ из абсорбера амина 330-VJ-101/201	Сероводород	Поглощение ультрафиолетового света	≤ 8		PCY
7	A1-3301/2-AT-001 Обессеренный газ из каплеотбойника обессеренного газа A1-330-VN-105/205 в теплообменник влажного газа A1-300-NA-103/203 A/B	Сероводород	ГХ, ПФД	≤ 6	Поточный	PCY
		Диоксид углерода	ГХ, ПФД	≤ 260	Поточный	PCY
		Общее содержание меркаптанов	ГХ, ПФД	≤ 65	Поточный	PCY

Таблица 7.2 - Поточный анализатор

7.2 ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИИ

Согласно общепринятой практике все сигналы тревоги, вызывающие отключение системой АО, предусматриваются с предварительной сигнализацией в РСУ. Для подачи сигналов тревоги, которые приводят к отключению, предусматриваются специальные КИПиА. Устройство и конфигурация контура функции защиты КИП зависят от анализа УЦС, что обеспечивает отключения с целью обеспечения безопасности.

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

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

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

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

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

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

7.3 ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПО УПРАВЛЕНИЮ СИГНАЛИЗАЦИЕЙ

Сгенерированные аварийные сигналы направляются на рабочие станции, принтеры и серверы СУИРВ. Кроме выбранных рабочих станций операторов РСУ, все аварийные сигналы направляются в регистраторы аварийных сигналов IMAC и на серверы архивных данных Системы управления информацией в режиме реального времени (СУИРВ).

Извещатель представляет собой аппаратно-реализованные клавиатуры, позволяющие назначать аварийные сигналы отдельным кнопкам. При получении аварийного сигнала по назначенной кнопке светодиод кнопки начинает мигать и при её нажатии оператор получает доступ к схеме, отображающей аварийный сигнал. Клавиатуры извещателя, установлены на рабочих станциях, настраиваются на подачу звуков разной тональности при получении аварийного сигнала. Вне зависимости от конфигурации извещателя направляемые на рабочие станции аварийные сигналы сопровождаются звуковым оповещением

7.3.1 Приоритеты

В блоках управления РСУ сигналам тревоги назначен приоритет от 1 (самый высокий) до 5 (самый низкий). Приоритеты сигналов тревоги устанавливаются в рамках функционального проектирования блоков и группируются по технологическим зонам следующим образом:

Приоритет 5	Журнал, регистрация, архив аварийных сигналов и событий
--------------------	---------------------------------------------------------

Приоритет 4	Оповещение, техобслуживание, рабочая станция техобслуживания/инжиниринга
Приоритет 3	Эксплуатация (нижний), пульт ОПУ (также с регистрацией в архиве)
Приоритет 2	Стандартные аварийные сигналы (средний), пульт ОПУ (также с регистрацией в архиве)
Приоритет 1	Критические аварийные сигналы (высокий), пульт ОПУ (также с регистрацией в архиве)

7.3.2 Подтверждение сигналов тревоги

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

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

7.3.3 Подавление

Аварийные сигналы отдельных КИПиА 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 насоса может быть заблокировано, когда насос остановлен, или на уровне комбинации сигналов, например все аварийные сигналы с серийного блока могут быть заблокированы, когда оборудование, управляемое ПЛК, находится на техническом обслуживании или в случае отказа последовательной линии связи.

7.3.4 Повторение сигналов тревоги

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. Повтор сигналов можно включить или отключить во всем блоке управления с установлением одинакового интервала повтора для всех аварийных сигналов.

7.3.5 Сигналы тревоги 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.

Какие-либо средства конфигурирования аварийных сигналов, поступивших первыми, независимо от входных сигналов АО, в PCY отсутствуют.

7.3.6 Перерегулировка CAO

В PCY есть возможность блокировки АО через последовательный канал между PCY и системой АО. Блокировки в системе АО должны отключаться 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 желаемого состояния.

7.3.7 Перечень блокировок и сигнализации

Данные из перечня аварийных сигналах и отключений приводятся в таблице ниже. См. ссылку [Е.89, 90].

Перечень уставок аварийных сигналов и отключений для Установки 330 приведён в таблице ниже.

Примечание: Данные в таблице ниже также применимы к ТЛ 2

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Фильтр-коагулятор сернистого газа А1-330-ZQ-101/201											
1.	A1-3301-LT-003	Датчик перепада давления	%						43,5		Отключение по критически низкому значению (согласно САИМ 330- 109) Закрытие А1-3301-ESV- 008.
2.	A1-3301-LT-004	Датчик перепада давления	%						42		Отключение по критически низкому значению Закрытие А1-3301-ESV- 002 и Закрытие А1- 3301-LCV-013
3.	A1-3301-LT-033	Датчик перепада давления	%							51	Отключение по критически высокому значению Закрытие А1-3301-ESV- 001 и Закрытие А1- 3301-LCV-001
4.	A1-3301-LT-001	Датчик уровня по перепаду давления	%		22	87	22	87			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
5.	A1-3301-LT-013	Поплавковый датчик	%		34	94	34	94			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.	A1-3301-PDT-001	Датчик перепада давления	мбар		0	600		600			Аварийный сигнал высокого уровня (CAIM 330-063)
7.	A1-3301-PDT-003	Датчик перепада давления	мбар		0	100		100			Аварийный сигнал высокого уровня
8.	A1-3301-PT-105	Датчик давления	бар изб.			6		Не выше 6			Аварийный сигнал высокого уровня (согласно CAIM 970- 198)
9.	A1-3301-PT-106	Датчик давления	бар изб.			8		Не выше 8			Аварийный сигнал высокого уровня (согласно CAIM 970- 198)
Абсорбер амина A1-330-VJ-101/201											

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10.	A1-3301-FT-020	Датчик перепада давления	м ³ /ч						220		Отключение по критически низкому значению Задержка отключения при АО уровня 3, очередь 1 У-300. Задержка отключения при АО уровня 3, очередь 1 У-320. Задержка отключения при АО уровня 3, очередь 1 У-321. Задержка отключения при АО уровня, очередь 2 У-3200. Задержка отключения при АО уровня 3, очередь 2 У-321. Задержка закрытия А1- 3301-ESV-001 Задержка закрытия А1- 3301-ESV-003 Задержка закрытия А1- 3301-ESV-006 Задержка закрытия А1- 3301-ESV-013 Задержка закрытия А1- 3301-ESV-038

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11.	A1-3301-FT-021	Датчик перепада давления	м³/ч						261		Отключение по критически низкому значению Задержка закрытия A1- 3301-ESV-006
12.	A1-3301-FT-002	Датчик перепада давления	м³/ч		425	700	425	700	244		Аварийный сигнал низкого / высокого уровня Отключение по критически низкому значению изменено в соответствии с ЭУИ 15864 Нет в последней проверке причинно- следственной связи с PCY

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13.	A1-3301-FT-004	Датчик перепада давления	м³/ч		500	800	500	800	342		Аварийный сигнал низкого / высокого уровня Аварийный сигнал критически низкого уровня изменено в соответствии с ЭУИ 15864 Отключения из-за критически низкого уровня нет в последней проверке причинно- следственной связи с PCY
14.	A1-3301-LT-007	Датчик перепада давления	%								Отключение по критически высокому значению (удалено согласно ЭУИ 15647)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15.	A1-3301-LT-008	Датчик перепада давления	%						42		Отключение по критически низкому значению Задержка закрытия A1- 3301-ESV-001 Задержка закрытия A1- 3301-ESV-003 Задержка закрытия A1- 3301-ESV-06 Закрытие A1-3301-ESV- 07 Позднее отключение 330-PA-101A/B/C, 330- PA-102A/B, 330-PA- 104A/B/C & 330- PA116A/B
16.	A1-3301-LT-017	Датчик перепада давления	%						21		Отключение по критически низкому значению Закрытие A1-3301-ESV- 07 Отключение 330-PA- 111A/B.
17.	A1-3301-LT-005A	Датчик перепада давления	%		8	82.4	8	82.4			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня согласно CAIM 330-125
18.	A1-3301-LT-005B	Датчик перепада давления	%		8	82.4	8	82.4			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня согласно CAIM 330-125

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19.	A1-3301-LT-015	Поплавковый датчик	%		25	80	25	80			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня изменено в соответствии с ЭУИ 15864
20.	A1-3301-PDT-015	Датчик перепада давления	мбар			500		500			Аварийный сигнал высокого уровня
21.	A1-3301-PDT-014	Датчик перепада давления	мбар			200		200			Аварийный сигнал высокого уровня
22.	A1-3301-PDT-101	Датчик перепада давления	мбар			200		200			Аварийный сигнал высокого уровня
23.	A1-3301-PT-007	Датчик давления	бар изб.			6		6			Аварийный сигнал высокого уровня САИМ 970-198
24.	A1-3301-PT-008	Датчик давления	бар изб.			2.5		2.5			Аварийный сигнал высокого уровня САИМ 970-198
25.	A1-3301-PT-011	Датчик давления	бар изб.	80/FV	58	69	58	69			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
26.	A1-3301-PT-017	Датчик давления	бар изб.	80/FV	58	69	58	69			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
27.	A1-3301-TT-005	Датчик температуры	°С	-36/100	50	90	50	90			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
28.	A1-3301-ТТ-006	Датчик температуры	°C	-36/100	40	60	40	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
29.	A1-3301-ТТ-038	Датчик температуры	°C	-36/100	41,5	61.5	41.5	61.5			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
30.	A1-3301-ТТ-039	Датчик температуры	°C	-36/100		62		62			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
31.	A1-3301-ТТ-040	Датчик температуры	°C	-36/100		66		66			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
32.	A1-3301-ТТ-041	Датчик температуры	°C	-36/100		75		75			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
33.	A1-3301-ТТ-042	Датчик температуры	°C	-36/100		80		80			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
34.	A1-3301-ТТ-043	Датчик температуры	°C	-36/100		80		80			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35.	A1-3301-ТТ-044	Датчик температуры	°C	-36/100		85		85			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
36.	A1-3301-ТТ-045	Датчик температуры	°C	-36/100		90		90			Аварийный сигнал высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
37.	A1-3301-ТТ-165	Датчик температуры	°C	-36/100	42	60	42	60			Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 15552, ЭУИ 16896
38.	A1-3301-ТТ-166	Датчик температуры	°C	-36/100	42	60	42	60			Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 15552, ЭУИ 16896
Гидравлическая турбина A1-330-MU-101/201 (в консервации)											
39.	A1-3301-PALL-251	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						12		Отключение критически низкого уровня (1oo2) PS-251 и 252 Закрытие A1-3301-ESV- 005 Закрытие A1-3301-LCV- 005 Закрытие A1-3301-ESV- 032

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
40.	A1-3301-PALL-252	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						12		Отключение критически низкого уровня (1oo2) PS-251 и 252 Закрытие A1-3301-ESV- 005 Закрытие A1-3301-LCV- 005 Закрытие A1-3301-ESV- 032
41.	A1-3301-PALL-254	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						12		Отключение критически низкого уровня (1oo2) PS-254 и 255 Закрытие A1-3301-ESV- 005 Закрытие A1-3301-LCV- 005 Закрытие A1-3301-ESV- 032
42.	A1-3301-PALL-255	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						12		Отключение критически низкого уровня (1oo2) PS-251 и 252 Закрытие A1-3301-ESV- 005 Закрытие A1-3301-LCV- 005 Закрытие A1-3301-ESV- 032
Каплеотбойный сепаратор обессеренного газа A1-330-VN-105/205											

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
43.	A1-3301-AT-001A	Показание	чнм			6		6			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 16896
44.	A1-3301-AT-001B	Показание	чнм			260		260			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 16896
45.	A1-3301-AT-001C	Показание	чнм			65		65			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 16896

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
46.	A1-3301-AT-003A	Показатель	ч/млн об.							20	Отключение по критически высокому значению (2003): A1-3301- 003A/004A/005A Переключение HS-010 в режим УКГ (сжигания на факеле) Закрытие A1-3301-ESV- 033 Закрытие A1-3301-ESV- 034 Закрытие A1-3301-ESV- 037 Закрытие/Открытие A1- 3301-ESV-038 Закрытие A1-3301-ESV- 045B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
47.	A1-3301-AT-004A	Показатель	ч/млн об.							20	Отключение по критически высокому значению (2003): A1-3301-AT- 003A/004A/005A Переключение HS-010 в режим УКГ (сжигания на факеле) Закрытие A1-3301-ESV- 033 Закрытие A1-3301-ESV- 034 Закрытие A1-3301-ESV- 037 Закрытие/Открытие A1- 3301-ESV-038 Закрытие A1-3301-ESV- 045B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
48.	A1-3301-AT-005A	Показатель	ч/млн об.							20	Отключение по критически высокому значению (2003): A1-3301-AT- 003A/004A/005A Переключение HS-010 в режим УКГ (сжигания на факеле) Закрытие A1-3301-ESV- 033 Закрытие A1-3301-ESV- 034 Закрытие A1-3301-ESV- 037 Закрытие/Открытие A1- 3301-ESV-038 Закрытие A1-3301-ESV- 045B
49.	A1-3301-AT-003B	Датчик	ч/млн об.			10		10			Аварийный сигнал высокого уровня ЭУИ 15864
50.	A1-3301-AT-004B	Датчик	ч/млн об.			9		9			Аварийный сигнал высокого уровня ЭУИ 15864
51.	A1-3301-AT-005B	Датчик	ч/млн об.			8		8			Аварийный сигнал высокого уровня ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению	
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка			
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
52.	A1-3301-FT-005	Датчик перепада давления	см³/ч				1000 00					Аварийный сигнал низкого / высокого уровня Аварийный сигнал высокого уровня удален согласно ЭУИ 18175
53.	A1-3301-LT-012	Датчик перепада давления	%						42			Отключение по критически низкому значению Закрытие A1-3301-ESV- 009 и A1-3301-LCV-009
54.	A1-3301-LT-009	Датчик перепада давления	%		12	65	12	65				Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
55.	A1-3301-LT-011	Поплавковый датчик	%								41	Отключение по критически высокому значению Нет в последней проверке причинно- следственной связи с PCY
56.	A1-3301-PT-012	Датчик давления	бар изб.	80/NCOC	58	69	58	69				Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
Испарительная ёмкость насыщенного амина / Абсорбер газа мгновенного испарения A1-330-VH-101/201 и A1-330-VJ-103/203												

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
57.	A1-3301-FT-041	Датчик перепада давления	м³/ч						12,2		Отключение по критически низкому значению Закрытие A1-3301-ESV- 011 и A1-3301-FCV- 006A
58.	A1-3301-FT-006	Датчик перепада давления	м³/ч		25	50	25	50			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
59.	A1-3301-LT-021	Датчик перепада давления	%							51	Отключение по критически высокому значению Задержка отключения при АО уровня 3, очередь 1 У-300. АО при отключении уровня 3, очередь 1 У- 320. АО при отключении уровня 3, очередь 1 У- 321. Позднее закрытия А1- 3301-ESV-001, А1-3301- ESV-003, А1-3301-ESV- 06, А1-3301-ESV-009, А1-3301-ESV-011 и А1- 3301-LCV-009 Закрытие А1-3301-ESV- 07 Позднее отключение 330-РА-101А/В/С, 330- РА-102А/В, 330-РА- 104А/В/С & 330- РА116А/В
60.	A1-3301-LT-022	Датчик перепада давления	%						42		Отключение по критически низкому значению Закрытие А1-3301-ESV- 011 и А1-3301-ESV-013

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
61.	A1-3301-LT-019	Датчик перепада давления	%		18	60,6	18	60,6		72,7	Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 23426 Отключение по критически высокому значению Закрытие A1-3301-ESV- 007
62.	A1-3301-PDT-075	Датчик перепада давления	мбар		10	50	10	50			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
63.	A1-3301-PT-019	Датчик давления	бар изб.		5	8	5	8			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 18175
64.	A1-3301-PT-020	Датчик давления	бар изб.		5	8	5	8			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 18175
Теплообменники насыщенного / полурегенерированного амина A1-330-НВ-101/201 А/В/С											
65.	A1-3301-FT-055	Датчик перепада давления	м³/ч		0	790		790			Аварийный сигнал высокого уровня ЭУИ 15864
66.	A1-3301-PT-025	Датчик давления	бар изб.								ЭУИ 23168 (RTN)
67.	A1-3301-TT-008	Датчик температуры	°С		50	90,8	50	90,8			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
68.	A1-3301-TT-010	Датчик температуры	°C		101	121	101	121			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
69.	A1-3301-TT-012	Датчик температуры	°C		112	132	112	132			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
70.	A1-3301-TT-013	Датчик температуры	°C		80	105	80	105			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Регенератор амина A1-330-VJ-102/202											
71.	A1-3301-FT-010	Датчик перепада давления	м³/ч		450	1098	450	1098			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
72.	A1-3301-LT-025A	Датчик перепада давления	%						35		Отключение при критически низком уровне (2003) A1-3301-LT-025A/B/C Закрытие A1-3301-ESV- 022 & A1-3301-ESV-026. Отключение 330-PA- 115A/B
73.	A1-3301-LT-025B	Датчик перепада давления	%						35		Отключение при критически низком уровне (2003) A1-3301-LT-025A/B/C Закрытие A1-3301-ESV- 022 & A1-3301-ESV-026. Отключение 330-PA- 115A/B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
74.	A1-3301-LT-025C	Датчик перепада давления	%						35		Отключение при критически низком уровне (2003) A1-3301-LT-025A/B/C Закрытие A1-3301-ESV- 022 & A1-3301-ESV-026. Отключение 330-PA- 115A/B
75.	A1-3301-LT-027	Датчик перепада давления	%						42		Отключение по критически низкому значению Закрытие A1-3301-ESV- 006 Отключение 330-PA- 102A/B и 330-PA- 115A/B
76.	A1-3301-LT-023	Датчик перепада давления	%		26	89,6	26	89,6			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ГОСТ 330-109
77.	A1-3301-PDT-042	Датчик перепада давления	мбар		0	20		20			Аварийный сигнал высокого уровня
78.	A1-3301-PDT-044	Датчик перепада давления	мбар		0	150		150			Аварийный сигнал высокого уровня
79.	A1-3301-PDT-045	Датчик перепада давления	мбар		0	200		200			Аварийный сигнал высокого уровня
80.	A1-3301-PT-039	Датчик давления	бар изб.		1.	1,4	1	1,4			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня Критически высокий удален согласно ЭУИ 23168 RTN

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
81.	A1-3301-PT-076	Датчик давления	бар изб.		1.	1,4	1	1,4			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня Критически высокий удален согласно ЭУИ 23168 RTN
82.	A1-3301-TT-016	Датчик температуры	°C		40	63	40	63			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
83.	A1-3301-TT-021	Датчик температуры	°C		95	130	95	130			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864/16896
84.	A1-3301-TT-083	Датчик температуры	°C		112	132	112	132			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ГОСТ 330-081
85.	A1-3301-PDI-025	Датчик перепада давления на линии насыщенного амина к VJ-102	бар			3,25		3,25			Аварийная сигнализация высокого уровня Добавлен PDI025 согласно ЭУИ 24363
Конденсатор регенерации амина A1-330-НС-101/201											
86.	A1-3301-TT-019A	Датчик температуры	°C		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
87.	A1-3301-ТТ-019В	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
88.	A1-3301-ТТ-048	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
89.	A1-3301-ТТ-049	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
90.	A1-3301-ТТ-019С	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
91.	A1-3301-ТТ-019D	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
92.	A1-3301-ТТ-050	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
93.	A1-3301-ТТ-051	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
94.	A1-3301-ТТ-019Е	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
95.	A1-3301-ТТ-019F	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
96.	A1-3301-ТТ-052	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
97.	A1-3301-ТТ-053	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
98.	A1-3301-ТТ-019G	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
99.	A1-3301-ТТ-019Н	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
100.	A1-3301-ТТ-054	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
101.	A1-3301-TT-055	Датчик температуры	°C		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
102.	A1-3301-TT-019J	Датчик температуры	°C		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
103.	A1-3301-TT-056	Датчик температуры	°C		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
Ребойлеры регенератора амина A1-330-NA-102/202 A/B/C/D)											
104.	A1-3301-FT-008	Датчик перепада давления	кг/ч		90000	189400	9000 0	189400			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
105.	A1-3301-FT-014	Датчик перепада давления	м³/ч			1,3		1,3			Аварийный сигнал высокого уровня Аварийный сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
106.	A1-3301-TT-076	Датчик температуры	°C		147	170	147	170			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
107.	A1-3301-TT-077	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
108.	A1-3301-TT-078A	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
109.	A1-3301-TT-078B	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
110.	A1-3301-TT-079A	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
111.	A1-3301-TT-079B	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
112.	A1-3301-TT-078C	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
113.	A1-3301-TT-078D	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
114.	A1-3301-TT-079C	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
115.	A1-3301-TT-079D	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
116.	A1-3301-TT-168	Датчик температуры	°C		120	140	120	140			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Охладитель полурегенерированного амина A1-330-НС-102											

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
117.	A1-3301-ТТ-026A	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
118.	A1-3301-ТТ-026B	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
119.	A1-3301-ТТ-059	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15552
120.	A1-3301-ТТ-060	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
121.	A1-3301-ТТ-153	Датчик температуры	°С		42	60	42	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
122.	A1-3301-ТТ-026C	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
123.	A1-3301-ТТ-026D	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
124.	A1-3301-ТТ-061	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
125.	A1-3301-ТТ-062	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
126.	A1-3301-ТТ-026E	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
127.	A1-3301-ТТ-026F	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
128.	A1-3301-ТТ-063	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
129.	A1-3301-ТТ-064	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
130.	A1-3301-ТТ-026G	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
131.	A1-3301-ТТ-026H	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
132.	A1-3301-TT-065	Датчик температуры	°C		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
133.	A1-3301-TT-066	Датчик температуры	°C		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
Насосы ВД регенерированного амина A1-330-PA-104/204 A/B/C											
134.	A1-3301-FT-009A	Датчик перепада давления	м³/ч		151,6		151,6				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
135.	A1-3301-FT-009B	Датчик перепада давления	м³/ч		151,6		151,6				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
136.	A1-3301-FT-009C	Датчик перепада давления	м³/ч		151,6		151,6				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
137.	A1-3301-PALL- 197A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-PA-104A
138.	A1-3301-PALL- 197B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-PA-104B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
139.	A1-3301-PALL-197C	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-РА-104С
140.	A1-3301-PALL-201A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-РА-104А
141.	A1-3301-PALL-201B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-РА-104В
142.	A1-3301-PALL-201C	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						16,1		Отключение по критически низкому значению согласно ЭУИ 18890 Позднее отключение 330-РА-104С
143.	A1-3301-PT-096A	Показание	бар изб.						1.		Отключение по критически низкому значению САИМ 330-093 Позднее отключение 330-РА-104А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
144.	A1-3301-PT-096B	Показание	бар изб.						1.		Отключение по критически низкому значению CAIM 330-093 Позднее отключение 330-PA-104B
145.	A1-3301-PT-096C	Показание	бар изб.						1.		Отключение по критически низкому значению CAIM 330-093 Позднее отключение 330-PA-104C
146.	A1-3301-PSL-196A	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
147.	A1-3301-PSL-196B	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
148.	A1-3301-PSL-196C	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
149.	A1-3301-PSL-199A	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
150.	A1-3301-PSL-199B	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
151.	A1-3301-PSL-199C	Реле давления	бар изб.		18		18				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
152.	A1-3301-TT-169A	Датчик температуры	°C		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
153.	A1-3301-ТТ-169В	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня
154.	A1-3301-ТТ-169С	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня
155.	A1-3301-ТТ-170А	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня
156.	A1-3301-ТТ-170В	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня
157.	A1-3301-ТТ-170С	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня
Резервуар хранения амина / Насосы фильтрации амина А1-330-ТВ-101/201 и А1-330-РА-107/207 А/В											
158.	A1-3301-LT-040	Датчик перепада давления	%		30		30				Отключение по критически низкому значению Отключение по критически низкому значению удалено согласно УИ 19773 Отключение 330-РА- 107А/В
159.	A1-3301-LT-039	Датчик перепада давления	%		23	97	23	97			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 14728
160.	A1-3301-PALL- 211А	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330-РА-107А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
161.	A1-3301-PALL-211B	АВАР.СИГНАЛ критически низкого уровня	бар изб.						5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330-РА-107В
162.	A1-3301-PSL-210A	Реле давления	бар изб.		6		6				Аварийный сигнал низкого уровня
163.	A1-3301-PSL-210B	Реле давления	бар изб.		6		6				Аварийный сигнал низкого уровня
164.	A1-3301-TT-028	Датчик температуры	°С		42	60	42	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
165.	A1-3301-TT-161	Датчик температуры	°С		42	60	42	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (ЭУИ 16896)
166.	A1-3301-TIC-154	Датчик температуры	°С								Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Главный фильтр амина / Угольный фильтр / Патронный фильтр A1-330-ZV-101/201; A1-330-ZN-101/201 и A1-330-ZL-101/201											
167.	A1-3301-FT-012	Датчик перепада давления	м³/ч				9	16			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
168.	A1-3301-FT-022	Датчик перепада давления	м³/ч								Удалено согласно ЭУИ15864
169.	A1-3301-PDT-061	Датчик перепада давления	мбар								Удалено согласно ЭУИ15864
170.	A1-3301-PDT-066	Датчик перепада давления	мбар		0	1500		1500			ЭУИ15864, возобновлено согласно ЭУИ 23728

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
171.	A1-3301-PDT-068	Датчик перепада давления	мбар		0	500		500			ЭУИ15864, возобновлено согласно ЭУИ 23728
Ёмкость раствора намывки фильтрующего слоя / Насос раствора намывки фильтрующего слоя A1-330-TC-103/203 и A1-330-PA-108/208											
172.	A1-3301-LT-043	Датчик перепада давления	%						2,2		Аварийный сигнал критически низкого уровня ГОСТ 330-109 Отключение 330-PA- 108 и 330-TC-103
173.	A1-3301-LT-044	Датчик перепада давления	%							51	Аварийный сигнал критически высокого уровня Закрытие A1-3301-ESV- 027 Отключение 330-PA- 107A/B и 330-PH-101
174.	A1-3301-LT-041	Датчик перепада давления	%								согласно ЭУИ 15864 авар. сигналы удалены
175.	A1-3301-LT-051	Датчик перепада давления	%						33		Аварийный сигнал критически низкого уровня ГОСТ 330-109 Закрытие A1-3301-ESV- 017
176.	A1-3301-LT-046	Поплавковый датчик	%			74		74			Аварийный сигнал высокого уровня Аварийный сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
177.	A1-3301-LT-049	Поплавковый датчик	%			66		66			Аварийный сигнал высокого уровня Аварийный сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
178.	A1-3301-PT-080	Датчик давления	бар изб.								Удалено согласно ЭУИ 15864
179.	A1-3301-TT-047	Датчик температуры	°C		30	60	30	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
180.	A1-3301-TT-081	Датчик температуры	°C		40	60	40	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Ёмкость прямка амина / Насосы прямка амина A1-330-VA-101/201 и A1-330-PH-101/201											
181.	A1-3301-LT-053	Датчик перепада давления	%						8		Аварийный сигнал критически низкого уровня Отключение 330-PH- 101
182.	A1-3301-LT-052	Радиолокационный датчик	%		18		18	53			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
183.	A1-3301-PT-083	Датчик давления	бар изб.								Аварийный сигнал высокого уровня Аварийный сигнал высокого уровня удален согласно ЭУИ 15864

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
184.	A1-3301-ТТ-029	Датчик температуры	°С		40	60	40	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
185.	A1-3301-ТТ-030	Датчик температуры	°С		40	60	40	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
186.	A1-3301-LT-054	Датчик перепада давления	%		5	94	5	94	3		Аварийный сигнал критически низкого уровня Критич. высокий Отключение 330-РА- 109, 330-PD-101А и 330-ZJ-101
187.	A1-3301-ТТ-046	Датчик температуры	°С		15	70	15	70			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
188.	A1-3301-ТТ-058	Датчик температуры	°С		15		15				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 15864
189.	A1-3301-FT-016	Датчик перепада давления	м³/ч		200	750	200	750			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 16896
190.	A1-3301-FT-023A	Датчик перепада давления	м³/ч		141,7		141,7				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
191.	A1-3301-FT-023B	Датчик перепада давления	м³/ч		141,7		141,7				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
192.	A1-3301-FT-023C	Датчик перепада давления	м³/ч		141,7		141,7				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
193.	A1-3301-PALL- 182A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						3,7		Аварийный сигнал критически низкого уровня Позднее отключение 330-РА-101А
194.	A1-3301-PALL- 182B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						3,7		Аварийный сигнал критически низкого уровня Позднее отключение 330-РА-101В
195.	A1-3301-PALL- 182C	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						3,7		Аварийный сигнал критически низкого уровня Позднее отключение 330-РА-101С
196.	A1-3301-PALL-289	Сигнал критически низкого уровня	бар абс.						4,5		Аварийный сигнал критически низкого уровня Позднее отключение 330-РА-108
197.	A1-3301-PT-097A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						0,5		Аварийный сигнал критически низкого уровня Отключение 330-РА- 101А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
198.	A1-3301-PT-097B	Показанием	бар изб.						0,5		Аварийный сигнал критически низкого уровня Отключение 330-РА- 101В
199.	A1-3301-PT-097C	Показание	бар изб.						0,5		Аварийный сигнал критически низкого уровня Отключение 330-РА- 101С
200.	A1-3301-PSL-181A	Реле давления	бар изб.		4		4				Аварийный сигнал низкого уровня
201.	A1-3301-PSL-181B	Реле давления	бар изб.		4		4				Аварийный сигнал низкого уровня
202.	A1-3301-PSL-181C	Реле давления	бар изб.		4		4				Аварийный сигнал низкого уровня
Охладитель регенерированного амина A1-330-НС-103 А/В											
203.	A1-3301-TT-033A	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
204.	A1-3301-TT-033B	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
205.	A1-3301-TT-067	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
206.	A1-3301-ТТ-068	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
207.	A1-3301-ТТ-033С	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
208.	A1-3301-ТТ-033D	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
209.	A1-3301-ТТ-069	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
210.	A1-3301-ТТ-070	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
211.	A1-3301-ТТ-033Е	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
212.	A1-3301-ТТ-033F	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
213.	A1-3301-ТТ-071	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
214.	A1-3301-ТТ-072	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
215.	A1-3301-ТТ-033G	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
216.	A1-3301-ТТ-033H	Датчик температуры	°С		10	60	10	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
217.	A1-3301-ТТ-073	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
218.	A1-3301-ТТ-074	Датчик температуры	°С		5	60	5	60			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15552)
Теплообменники насыщенного/регенерированного амина A1-330-НВ-102/202 А/В/С											
219.	A1-3301-FT-056	Датчик перепада давления	м³/ч		500	1050	500	1050			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 18175
220.	A1-3301-РТ-052А	Датчик давления	бар изб.		0,7		0,7				Аварийный сигнал низкого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
221.	A1-3301-PT-052B	Датчик давления	бар изб.		0,7		0,7				Аварийный сигнал низкого уровня
222.	A1-3301-PT-052C	Датчик давления	бар изб.		0,7		0,7				Аварийный сигнал низкого уровня
223.	A1-3301-TDTC-085	IND-контроллер	°C		9	18	9	18			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
224.	A1-3301-TT-034	Датчик температуры	°C		112	127	112	127			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
225.	A1-3301-TT-035	Датчик температуры	°C		70	98	70	98			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (согласно ЭУИ 15864)
226.	A1-3301-TT-084A	Датчик температуры	°C		112	123	112	123			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня CAIM-A1-330- 066
227.	A1-3301-TT-084B	Датчик температуры	°C		112	123	112	123			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня CAIM-A1-330- 066
228.	A1-3301-TT-084C	Датчик температуры	°C		112	123	112	123			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня CAIM-A1-330- 066
229.	A1-3301-TT-152	Датчик температуры	°C		95	125	95	125			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Ёмкость орошения A1-330-VN-103 / 203											

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
230.	A1-3301-LT-032	Датчик перепада давления	%						42		Отключение по критически низкому значению Отключение 330-PA- 105A/B
231.	A1-3301-LT-029	Датчик перепада давления	%		17	87	17	87			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
232.	A1-3301-LT-031	Поплавковый датчик	%							51	Аварийный сигнал критически высокого уровня EN 330-109:
233.	A1-3301-PT-041	Датчик давления	бар изб.		1.	1,4	1	1,4			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
234.	A1-3301-TT-020	Датчик температуры	°C		60	100	60	100			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня (ЭУИ 18175/15864)
Насосы орошения A1-330-PA-105/205 A/B											
235.	A1-3301-FT-032	Датчик перепада давления	м³/ч			77		77			Аварийный сигнал высокого уровня (Аварийный сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864)
236.	A1-3301-PALL- 205A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,6		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330-PA-105A

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
237.	A1-3301-PALL-205B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,6		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330-РА-105В
238.	A1-3301-PALL-208А	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,6		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330-РА-105А
239.	A1-3301-PALL-208В	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,6		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- РА-105В
240.	A1-3301-PSL-204А	Реле давления	бар изб.		7,6		7,6				Аварийный сигнал низкого уровня
241.	A1-3301-PSL-204В	Реле давления	бар изб.		7,6		7,6				Аварийный сигнал низкого уровня
242.	A1-3301-PSL-207А	Реле давления	бар изб.		7,6		7,6				Аварийный сигнал низкого уровня
243.	A1-3301-PSL-207В	Реле давления	бар изб.		7,6		7,6				Аварийный сигнал низкого уровня
Уравнительная ёмкость парового конденсата А1-330-VN-102/202 А/В											
244.	A1-3301-LT-068А	Датчик перепада давления	%		-	-			42		Отключение по критически низкому значению Закрытие А1-3301-ESV-031А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
245.	A1-3301-LT-068B	Датчик перепада давления	%		-	-			42		Отключение по критически низкому значению Закрытие A1-3301-ESV- 031B
246.	A1-3301-LT-037A	Датчик перепада давления	%		34	90	34	90			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
247.	A1-3301-LT-037B	Датчик перепада давления	%		34	90	34	90			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
Насосы ВД полурегенерированного амина A1-330-PA-102/202 A/B											
248.	A1-3301-FT-017A	Датчик перепада давления	м³/ч		366,5		366,5				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
249.	A1-3301-PALL- 191A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						11,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-102A
250.	A1-3301-PALL- 194B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						11,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-102B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
251.	A1-3301-PT-098A	Показание	бар изб.						0,5		Отключение по критически низкому значению (согласно А1-330-060; А1-330-09) Позднее отключение 330- РА-102А
252.	A1-3301-PT-265A	Показание	бар изб.						0,8		Отключение по критически низкому значению Отключение 330- РА- 120 Отключение 330- РА- 117 Отключение 330- ЕКF- 104
253.	A1-3301-PSL-190A	Реле давления	бар изб.		13,5		13,5				Аварийный сигнал низкого уровня (ЭУИ 21774)
254.	A1-3301-PSL-193A	Реле давления	бар изб.		13,5		13,5				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
255.	A1-3301-PT-264A	Датчик давления	бар изб.		1,5		1,5				Аварийный сигнал низкого уровня
256.	A1-3301-PT-266A	Датчик давления	бар изб.		1,2		1,2				Аварийный сигнал низкого уровня
257.	A1-3301-PT-266B	Датчик давления	бар изб.		1,2		1,2				Аварийный сигнал низкого уровня
258.	A1-3301-TT-171A	Датчик температуры	°С		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня (без истории)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
259.	A1-3301-TT-171B	Датчик температуры	°C		-20		-20				Аварийный сигнал низкого уровня (без истории)
260.	A1-3301-TT-251A	Датчик температуры	°C		35	70	35	70			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15446
261.	A1-3301-TT-251B	Датчик температуры	°C		35	70	35	70			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня УИ 15446
262.	A1-3301-FT-017B	Датчик перепада давления	м³/ч		366,5		366,5				Аварийный сигнал низкого уровня согласно ЭУИ 19177
263.	A1-3301-PALL- 191B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						11,5		Отключение по критически низкому значению ЭУИ 18890 Позднее отключение 330- PA-102B
264.	A1-3301-PALL- 191B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						11,5		Отключение по критически низкому значению ЭУИ 18890 Позднее отключение 330- PA-102B
265.	A1-3301-PALL- 194B	Показание	бар изб.						11,5		Отключение по критически низкому значению ЭУИ 18890 Позднее отключение 330- PA-102B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
266.	A1-3301-PT-098B	Показание	бар изб.						0,5		Отключение по критически низкому значению
267.	A1-3301-PT-265B	Реле давления	бар изб.						0,8		Аварийный сигнал низкого уровня Пусковое устройство активирует причинно- следственную связь (ниже), но значение «критически низкий» не обновлено. Отключение 330- PA- 118 Отключение 330- PA- 119 Отключение 330- EKF- 105
268.	A1-3301-PSL-190B	Реле давления	бар изб.		13,5		13,5				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
269.	A1-3301-PSL-193B	Датчик давления	бар изб.		13,5		13,5				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 21774
270.	A1-3301-PT-264B	Датчик давления	бар изб.		1,5		1,5				Аварийный сигнал низкого уровня
271.	A1-3301-LI-252A	Показание	%		40		40				Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
272.	A1-3301-LI-252B	Показание	%		40		40				Аварийный сигнал низкого / высокого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Насосы циркуляции воды А1-330-РА-111/211 А/В											
273.	A1-3301-FT-024	Датчик перепада давления	м³/ч		20	45	20	45			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ЭУИ 15864
274.	A1-3301-FT-060	Датчик перепада давления	м³/ч						2,5		Отключение по критически низкому значению Закрытие А1-3301-ESV- 012 Отключение 330- РА- 114А/В
275.	A1-3301-FT-025	Датчик перепада давления	м³/ч			10		10			Аварийный сигнал высокого уровня Аварийный сигнал низкого уровня удален согласно ЭУИ 15864
276.	A1-3301-ТТ-163А	Датчик температуры	°С		0	5	0	5			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
277.	A1-3301-ТТ-163В	Датчик температуры	°С		0	5	0	5			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
Насосы циркуляции регенерированного амина А1-330-РА-115/215 А/В											
278.	A1-3301-FT-026А	Датчик перепада давления	м³/ч		300,9		300,9				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
279.	A1-3301-FT-026В	Датчик перепада давления	м³/ч		300,9		300,9				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
280.	A1-3301-FT-028	Датчик перепада давления	м³/ч		90	314	90	314			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня ГОСТ 330-081
281.	A1-3301-FT-039	Датчик перепада давления	м³/ч		368		368				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 15864
282.	1-3301-PALL-229B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-115B
283.	A1-3301-PALL- 229A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						6,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-115A
284.	A1-3301-PT-033B	Показание	бар изб.						0,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-115B
285.	A1-3301-PT-033A	Показание	бар изб.						0,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-115A
286.	A1-3301-PSL-228B	Реле давления	бар изб.		7,5		7,5				Аварийный сигнал низкого уровня
287.	A1-3301-PSL-228A	Реле давления	бар изб.		7,5		7,5				Аварийный сигнал низкого уровня

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Насосы циркуляции полурегенерированного амина А1-330-РА-116/216 А/В											
288.	A1-3301-FT-027A	Датчик перепада давления	м³/ч		324		324				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
289.	A1-3301-FT-027B	Датчик перепада давления	м³/ч		324		324				Аварийный сигнал низкого уровня ЭУИ 19177
290.	A1-3301-FT-040	Датчик перепада давления	м³/ч		350		350		283,5		Отключение по критически низкому значению ЭУИ 19177 Нет в проверке причинно-следственной связи с РСУ
291.	A1-3301-PALL- 235A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						7,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- РА-116А
292.	A1-3301-PALL- 235B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						7,5		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- РА-116В
293.	A1-3301-PT-034A	Показание	бар изб.						0,7		Отключение по критически низкому значению (CAIM 330- 093) Отключение 330- РА- 116А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
294.	A1-3301-PT-034B	Показание	бар изб.						0,7		Отключение по критически низкому значению (CAIM 330- 093) Отключение 330- PA- 116B
295.	A1-3301-PSL-234A	Реле давления	бар изб.		8,5		8,5				Аварийный сигнал низкого уровня
296.	A1-3301-PSL-234B	Реле давления	бар изб.		8,5		8,5				Аварийный сигнал низкого уровня
Насосы очистки COS (будущие насосы) A1-330-PA-112/212 A/B											
297.	A1-3301-FT-033	Датчик перепада давления	м³/ч			27,5		27,5	7,5		Отключение по критически низкому значению Отключение АО уровня 3, очередь 1 У- 321 Отключение 330- PA- 112A/B
298.	A1-3301-FT-018	Датчик перепада давления	м³/ч		22,5	27,5	22,5	27,5			Аварийный сигнал низкого / высокого уровня
299.	A1-3301-PALL- 223A	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						19		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-112A
300.	A1-3301-PALL- 223B	Сигнал критически низкого уровня	бар изб.						19		Отключение по критически низкому значению Позднее отключение 330- PA-112B

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин	макс	Сигнализация		Блокировка		
					низкий	высокий	мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
301.	A1-3301-PSL-222A	Реле давления	бар изб.		22		22				Аварийный сигнал низкого уровня
302.	A1-3301-PSL-222B	Реле давления	бар изб.		22		22				Аварийный сигнал низкого уровня

Таблица 7.3 - Перечень блокировок и сигнализации

*Под “Критическим параметром” используются проектные рабочие параметры (паспортные данные или документы от поставщика, в зависимости от характеристики каждого оборудования, трубопровода и т.д.).

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

В данном разделе приведено подробное описание процедуры пуска установки 330 и рассмотрены сопряжения с другими сооружениями за пределами границы установки 330. В описании все основные системы инженерного обеспечения и факела уже введены в эксплуатацию до запуска установки 330.

Для предотвращения чрезмерного сжигания газа на факеле во время запуска не следует начинать циркуляцию газа через абсорбер амина, пока установка серы не будет готова к приему кислого газа.

Представленные в настоящем документе процедуры предназначены только для ознакомления и обозначения некоторых особых мер предосторожности, которые необходимо соблюдать при запуске любой установки.

8.1 НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Общий обзор

В этом разделе будут обсуждаться различные аспекты, связанные с нормальной работой установки обессеривания газа. После успешного первоначального пуска установки, эксплуатационный персонал вводит установку 330 в нормальное состояние. 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 беспроблемной эксплуатации имеет взаимодействие с операторами расположенной ниже по потоку установки подготовки газа и расположенных выше по потоку производственных объектов морского комплекса.

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 (оператора установки, оператора пульта управления)

Убедиться в отсутствии даже 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 через станции управления РСУ контролируют и регулируют средства управления технологическим процессом, чтобы обеспечить производство технологической установкой топливного газа, который соответствует требуемым спецификациям продукции. 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 проверять то, что сливные и выпускные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, сепараторы на входе нагнетательного компрессора, насосы и т.д. были закрыты (как правило, закрыты в соответствии с СТКИП) и утечки отсутствуют.
- 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 кулеров для ее калибровки с учетом явления загрязнения теплообменников.

Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования

Вращающееся оборудование больших размеров, расширители, компрессоры, оснащены системами контроля, которые будут постоянно проверять температуру и вибрацию 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 инспекции оборудования необходимо критически следить за наличием нехарактерной вибрации вращающегося оборудования. Это можно определить по звуку вращающегося оборудования и т.д. Сообщать группе техобслуживания о любых отклонениях, чтобы избежать аварийного останова установки. Это также помогает при планово-предупредительном обслуживании оборудования. Необходимо контролировать систему уплотнения насоса для бесперебойной работы без утечек. Любые утечки / отклонения в работе в насосе должны быть проанализированы с точки зрения первопричины, чтобы избежать аварийного обслуживания и

обеспечить бесперебойную работу установки. Во время работы следует избегать кавитации насосов, так как это приведет к повреждению рабочих колес насоса. Во время обхода установки необходимо обеспечить плавный пуск насоса на месте фактической установки насоса. Регулярное техобслуживание оборудования, например, замена смазочного масла, должно соответствовать графику, рекомендованному производителями оборудования. В соответствии с инструкцией изготовителя оборудования должен вестись журнал технического обслуживания.

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. (также необходимо добавить, т.к. на всех регулирующих клапанах/клапанах АО проводится проверка хода перед запуском установки). Перед запуском установки во всех регулирующих клапанах (давление, температура, уровень расхода) должна проводиться проверка хода для исключения проблем с ними во время запуска, который не должен выполняться до устранения возникших проблем). 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 ЗАПУСК УСТАНОВКИ 330

8.2.1 Общая последовательность ввода в эксплуатацию

Принято, что все предпусковые работы в секции, подлежащей вводу в эксплуатацию, завершены, что весь эксплуатационный персонал знает правила техники безопасности, ознакомился с руководством по эксплуатации.

Установка подготовки газа работает во взаимодействии со стоящим выше по потоку входным газожидкостным сепаратором и стоящими ниже по потоку установками, такими как установка экспорта газа и установка экспорта топливного газа в морской комплекс. Важно, чтобы до ввода в эксплуатацию установки подготовки газа была введена в эксплуатацию установка смешивания сырой нефти для перекачки углеводородного конденсата с нижней части фракционной колонны СУГ, резервуары для хранения СУГ и входной манифольд установки подготовки нефти.

Установка газа должна находиться под давлением с помощью имеющегося пускового газа от выхода КГМИ/КТГ. Этот газ должен циркулировать через газовый контур газовой установки для полного осушения газовых секций 310/340/320 через установку обезвоживания газа. Имеющийся в системе влажный газ пропускается через слои осушителя, а оставшаяся в газовом контуре вода удаляется. Осушка выполняется с помощью компрессоров товарного газа в составе установки 361.

Компрессоры товарного газа в установке 361 должны быть запущены для рециркуляции пускового газа для целей осушения и герметизации газовой установки. После этого, после ввода в эксплуатацию установки 320, когда для компрессоров товарного газа есть достаточная подача, установка 361 работает в нормальном состоянии, при этом постепенно увеличивая

производительность. Существует четыре нитки для компримирования товарного газа. Каждая линия рассчитана на обслуживание одной очереди. Каждый из четырех ниток компрессоров товарного газа может быть запущен индивидуально. При нормальной эксплуатации будет работать только одна Очередь, одна нитка компрессора товарного газа, а второй будет в режиме ожидания. С эксплуатацией Очереди 1 и 2 будут работать три компрессора товарного газа.

На установке газа кислый газ будет поступать из одного блока переработки в следующий блок, подвергаясь различным обработкам, и, наконец, в компрессоры товарного газа, откуда он транспортируется через экспортный трубопровод. Вырабатываемая углеводородная жидкость также будет перемещаться из одного блока в другой и, наконец, отправляться в резервуары-хранилища. В составе оборудования очереди не предусмотрен перепускной объем, поэтому для сведения к минимуму сжигания газа на факеле / отвода жидкости важно чтобы разные установки очереди были введены в эксплуатацию вместе.

8.2.2 Подключение систем инженерного обеспечения и дренажной системы

Ниже приводятся инженерные сети, которые должны быть выстроены до запуска систем газовых установок:

- Подача воздуха КИП;
- Пар НД
- пар ВД;
- Топливный газ
- Азот
- Факельная система
- Закрытая дренажная система;
- Система Закачки Метанола;
- Система деионизированной, котловой питательной и технической воды.

8.2.3 Общая последовательность

Теплый кислый газ с перегревателя "серосодержащий газ/исходный газ" 300-НА-101 направляется в фильтры-коагуляторы серосодержащего газа 330-ZQ-101 в установке 330 для дальнейшей обработки в установке 330 (Установка удаления ртути находится в консервации).

Обессеренный газ из каплеотбойного сепаратора обессеренного газа 330-VN-105 направляется назад в теплообменник влажного газа / сырьевого газа 300-НА-103 установки 300.

8.3 ПРОЦЕДУРА ПУСКА

Ниже приведена последовательность пуска установки обессеривания газа:

1. Подготовьте установку к работе (особенно ручные клапаны) и убедитесь, что все каналы отвода газа и дренажа закрыты, а все внутренние запорные клапаны открыты при необходимости.
2. Проверьте, что отсекающий клапан (блокировки в открытом положении) на ёмкости приемка амина А1-330-VA-101 заблокирован в открытом положении. Наполните ёмкость приемка амина сначала деионизированной водой, а затем ДЭА из линий подачи до требуемого уровня (ниже макс. уровня) так, чтобы получилось около 40% раствора ДЭА. Заполните отстойник до требуемого уровня. (Фактически, амин необходимо разбавить водой и затем его можно легко откачать из отстойника, например, заранее с минимальным напором, закрыв выпускной отсекающий клапан). Запустите блок фильтрации амина согласно инструкциям поставщика. (330-ZV-x01, 330-TC-x03, 330-PA-x08 находятся на консервации). Блок запускается после наполнения резервуара хранения до достаточного уровня. Запустите ёмкость приемка амина и установите циркуляцию амина в резервуаре хранения через фильтры. Как только в резервуаре хранения амина установится достаточный уровень, запустите насос фильтрации амина, установите циркуляцию амина через фильтры и остановите насос ёмкости приемка амина.

3. Заполните нижнюю часть фильтра-коагулятора сернистого газа и отбойный сепаратор обессеренного газа нагретой водой через гибкие шланги и включите клапаны контроля уровня.
4. Во время запуска установки амина газ с установки подготовки нефти не будет поступать газ мгновенного испарения. Пусковой обессеренный газ будет подаваться в газовую секцию установки 330 для повышения давления. Доведите давление в секции абсорбции высокого давления пусковым газом примерно до 12 бар изб. Проверьте систему на герметичность и утечки газа. Продолжайте повышать давление до 50 бар изб.
5. Для создания рабочего давления (7 бар изб.) в испарительной ёмкости амина подавайте топливный газ или азот по временным шлангам, подключённым к ближайшей азотной станции. Одновременно откройте клапаны регулирования давления. Повысьте давление в регенераторе амина до 1,2 бар изб. при помощи азота.
6. Активируйте клапаны регулирования верхнего давления в регенераторе амина. Пока установка не будет полностью запущена, а УИС не будет готова к приему сырья, кислый газ из регенератора амина будет направляться на факел низкого давления.
7. Теперь необходимо начать перекачку регенерированного амина из резервуара хранения амина в абсорбер амина и из испарительной ёмкости амина в регенератор амина насосами циркуляции.
8. Обеспечьте подачу регенерированного амина, в контуре полурегенерированного амина, от регенератора амина к абсорберу амина.
9. Запускаются ребойлер регенератора амина и конденсатор орошения с доведением показателей рабочей температуры до стандартного уровня.
 - До повышения температуры в установке убедитесь, что воздушные охладители работают нормально. Заполните ёмкость орошения регенератора амина деионизированной водой из стационарного трубопровода деионизированной воды от ёмкости орошения.
 - При достижении уровня в ёмкости орошения регенератора амина, запустите насос орошения регенератора амина.
 - Вручную медленно подавайте пар ребойлера под низким давлением в ребойлер амина и постепенно доведите температуру в нижней части регенератора амина до 125°C.
 - Контролируйте давление в регенераторе ДЭА во время этой операции закачкой азота.
 - По мере того, как уровень в ёмкости орошения увеличивается, включите клапан регулирования уровня для подачи потока из ёмкости в регенератор.
 - Включите регулятор температуры на охладителе регенерированного амина и на охладителе полурегенерированного амина и поддерживайте температуру регенерированного амина в резервуаре хранения амина на уровне 50°C.
 - В этот момент, при необходимости, в ёмкости орошения можно пополнить потери воды через верхнюю систему. Для этого должна использоваться деионизированная вода, подаваемая по специальной линии.
10. Теперь запускается абсорбер амина с подачей потока обессеренного газа в установку:
 - используя линии выравнивания давления/через 300х-FCV-003, медленно повышайте давление до нормального рабочего уровня.

Запустите насос закачки воды для подпитки в секции промывки водой абсорбера амина. Включите насос промывки очищенного газа водой и установите циркуляцию воды в верхней части абсорбера амина.

11. После этого поток регенерированного амина должен постепенно поступать, с нужной скоростью, через верхнюю линию подачи абсорбера амина. Перед увеличением скорости потока высокосернистого газа, убедитесь, что поток регенерированного амина установлен и пропорционален производительности установки газа.

- Постепенно увеличивайте скорость потока пара по мере увеличения потока амина для поддержания кубовой температуры в регенераторе амина.
 - Перед установлением непрерывного потока подаваемого газа через установку 330, убедитесь, что все регулирующие клапаны работают стабильно.
12. Перед подачей газа, настройте анализаторы ниже по потоку после абсорбера. После этого начинает подаваться газ, а газ на выходе должен соответствовать проектным техническим условиям.
- Медленно выводите поток обессеренного газа через установку на режим 30% от проектного расхода >90 тыс.ст.м³/ч.
 - Начните подавать сернистый газ из входного газосепаратора, с одновременным увеличением потока сернистого газа понижайте подачу обессеренного газа, сохраняя общий расход газа на уровне выше 90тыс.ст.м³/ч. Следите за техническими характеристиками газа на выходе и отводите его на факел в случае отклонения от ТУ.
 - Проверьте и убедитесь, что регуляторы давления испарительной ёмкости насыщенного амина и регенераторе амина работают нормально.
 - Убедитесь, что на факел поступает достаточный объём факельного газа/вспомогательного газа, необходимого для полного сжигания образующегося кислого газа. Линия экспортного газа уже находится под давлением и система вспомогательного газа для сжигания на факеле готова к использованию.
 - Как правило, в фильтре-коагуляторе сернистого газа не предусмотрено присутствие жидкости. В случае накопления жидкости, о чем будет свидетельствовать уровень жидкости в сосуде, открыть поток рециркуляции конденсата из установки на участок подготовки нефти. Конденсат из отбойного сепаратора обессеренного газа направляется обратно в испарительную ёмкость амина.
 - Теперь необходимо проверить содержание H₂S и CO₂ в потоке очищенного газа. При необходимости увеличьте скорость потока пара в ребойлере регенератора для доведения состава очищенного газа на выходе до заданных ТУ. На этом этапе необходим ввести в работу регулятор температуры верха регенератора (под секцией прямой конденсации). Когда очищенный газ будет соответствовать техническим условиям, производительность установки следует медленно увеличивать до проектного уровня. Однако это зависит от наличия подаваемого газа.
 - Теперь газ мгновенного испарения из испарительной ёмкости насыщенного амина необходимо направить во всасывающий коллектор компрессора газа мгновенного испарения с контролем давления. Прежде, чем это сделать убедитесь, что система компрессора газа мгновенного испарения находится в рабочем состоянии.
 - Если ТЛ компримирования газа мгновенного испарения недоступны, то газ мгновенного испарения из испарительной ёмкости насыщенного амина следует сжигать на факеле. Поскольку газ является высокосернистым, то его сжигание на факеле допустимо только в течение короткого периода времени. (по согласованию с супервайзером производственной смены).
 - Как только получен минимальный поток кислого газа, необходимый для работы установки серы, перенаправьте поток кислого газа с факела на участок извлечения серы.

8.4 ПЛАНОВОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И МОНИТОРИНГ

При штатных условиях эксплуатации установка 330 автоматически контролируется через РСУ с минимальным вмешательством со стороны оператора. Тем не менее, необходимо периодически проводить нижеприведенные проверки, чтобы удостовериться, что система работает в пределах нормы.

Действие	Выполнил
Регулярный обход установки с проверкой утечек и разливов вокруг оборудования и теплообменников.	Полевой оператор ПО)
ПРОВЕРИТЬ состояние изоляции.	ПО
ПРОВЕРИТЬ по признакам работу ПК, следя за сигнализацией разрыва на РСУ.	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ состояние КАО установки на РСУ; должно быть подтверждено положение клапана при сбросе или движении клапана.	ПО /ОПУ
ПРОВЕРИТЬ работу регулирующих клапанов (не заклинило) и убедиться в отсутствии утечек через шток. ПРОВЕРИТЬ утечки воздуха КИП.	ПО /ОПУ
ПРОВЕРИТЬ и записать показания местных датчиков давления и перепада давления для сравнения с показаниями, получаемыми ОПУ, и выявления признаков загрязнения.	ПО /ОПУ
ПРОВЕРИТЬ и записать показания местных датчиков температуры для сравнения с показаниями, получаемыми ОПУ, и для подтверждения эффективности работы теплообменника.	ПО /ОПУ
Средства безопасности должно находиться на своем месте (например, огнетушители, пожарные рукава и аптечки первой помощи).	ПО
Регулярно проверять, что ручные дренажные клапаны ёмкости закрыты и не имеют утечек.	ПО
Следить за рабочими давлениями и уровнями жидкости в каплеотбойных сепараторах.	ПО
Убедиться в том, что все контроллеры находятся в автоматическом режиме	ОПУ
Визуально осматривать смотровые окна ёмкости, как требуется, для очистки и сверки точности с помощью ОПУ.	ПО
Постоянно следить за всеми технологическими условиями, реагировать на технологические аварийные сигналы и выполнять необходимые действия для устранения любых отклонений. О любых неисправностях сообщать руководству и начинать работы по техническому обслуживанию. Вести журнал учета эксплуатации и передавать информацию при передаче смены	ОПУ

8.5 НОРМАЛЬНЫЙ ОСТАНОВ

Нормальный останов - это контролируемая заранее запланированная операция для проведения технического обслуживания или любой другой работы, которая не влечет за собой аварийный останов.

Если планируется какой-либо останов цикла работ по амину, следует дать время осуществления процесса обессеривания всей секции кислого газа, а также амина. Преимущество заключается в том, что при следующем запуске сжигание газа сводится к минимуму. Работы по нормальному останову могут проводиться со следующей целью:

- Временный останов;
- Останов для техобслуживания.

Временный останов означает временное приостановление работ установки на короткий период из-за трудностей в установке по переработке или добыче или в экспортном газопроводе. Останов может привести к разгерметизации инвентаризации системы до факелов и / или перенаправлению входных потоков системы на факел.

Останов для технического обслуживания означает, что для проведения работ по техобслуживанию на установке требуется длительная остановка производства.

Операторы должны определиться, будет ли после останова открываться оборудование для техобслуживания или запланирован ранний перезапуск. Для проведения техобслуживания уровни жидкости должны быть максимально снижены, в то время как для перезапуска уровни должны быть сохранены на близком к нормальному значению.

При длительном останове все оборудование должно храниться под азотной подушкой, чтобы предотвратить проникновение кислорода и образование вакуума в системе. Для подачи азота могут использоваться соединительные патрубки для инженерных сетей.

При нормальном останове подача в установки должна уменьшаться постепенно, чтобы минимизировать внезапные помехи для инженерных систем и последующих технологических процессов.

Для кратковременного останова, т.е. менее, чем на период смены, следует учитывать блокировку конкретной установки под ее рабочим давлением

Во время и после останова должны быть приняты все меры предосторожности. Весь персонал, соприкасающийся с любым из оборудования, должен носить защитную одежду, а также должно быть предусмотрено наличие водяных шлангов для локализации любых возможных участков возгорания самовоспламеняющегося материала.

Особое внимание необходимо уделить тому, что процедуры, описанные в данном разделе, ни в коем случае не должны заменять рекомендуемые производителем процедуры для запуска / нормального режима эксплуатации и останова. Поэтому читателю необходимо для лучшего понимания работы систем руководствоваться документацией поставщика.

Для установки обессеривания газа предусмотрено две очереди. Процедуры останова в нормальном режиме, приведенные ниже, описывают этапы останова отдельных очередей. Для одновременного останова обеих очередей все входные и выходные потоки должны быть надежно изолированы. Последовательность останова должна оставаться такой же, как описано ниже для останова отдельной очереди. Соответствующая очередь установки серы также должна быть замкнута и окончательно остановлена.

8.5.1 Координарование

Действия по останову требуют надлежащего согласованного плана и безопасного выполнения каждого шага. Об осуществлении планового останова установки газа необходимо проинформировать весь персонал, задействованный в работах на морских установках, установках по переработке нефти и серы, вспомогательных систем и внеплощадочных объектов. Операторы центральной диспетчерской и операторы по добыче нефти и газа на каждой установке должны эффективно координировать работу для останова всей газовой установки, поскольку каждая очередь имеет несколько блоков.

Чтобы ограничить выброс SO_2 в атмосферу через серную установку, газовая установка должна эксплуатироваться с наименьшей возможной мощностью через серную установку, предпочтительно при 30% расчетной мощности, непосредственно перед остановкой. Поскольку временной цикл для останова газовой и серной установок различен, требуется тесная координация между персоналом газовой и серной установок во время операций останова.

8.5.2 Общая последовательность останова

Непосредственно перед полным остановом установки газа рекомендуется вести её эксплуатацию на минимально возможной мощности, предпочтительно на 30% от проектной. Поддерживая производительность на уровне >90 тыс.ст.м³/ч, начните подавать обессеренный газ, продолжая снижать содержание высокосернистого газа до полного его замещения обессеренным газом. Следите за регулятором давления потока на факел в регенераторе амина, так как в открытом положении регулятора объём циркуляции обессеренного газа снижается и может быть остановиться.

Процедура останова

Постепенно снижайте скорость потока циркуляции амина в регенератор А1-330-VJ-102 по мере снижения объёма подаваемого газа и, наконец, перекройте его. Заблокируйте абсорбер амина.

Команды регулятора верхнего давления в регенераторе должны быть настроены на факельный коллектор. Кроме того, для предотвращения образования вакуума можно закачивать азот в регенератор. Данная функция является автоматической и содержит заданные значения.

Циркуляцию амина следует проводить до его полной регенерации. После регенерации объём подачи пара в ребойлеры регенератора амина (А1-330-НА-102 А/В/С/Д) должен быть уменьшен, а затем окончательно остановлен закрытием клапана FCV-008 и отсекающей задвижки. (В зимнее время кислую воду орошения из охладителей 330-НХ-х02 необходимо сливать после прекращения орошения при циркуляции. При переводе кольцевых заглушек в открытое положение, жалюзи и двери в отсеке закрываются для сохранения тепла).

Продолжайте циркуляцию раствора амина до его охлаждения ниже расчётной температуры резервуара хранения амина А1-330-ТВ-101, после чего раствор можно будет направить в резервуар. Для облегчения этого этапа, при необходимости, можно закачать под давлением инертный газ и выполнить продувку.

Кратковременный останов

При штатном останове объём потока на установку следует постепенно уменьшать для сведения к минимуму нарушений в системе инженерного обеспечения и расположенных далее технологических установках.

При очень кратковременных остановах, т.е. в течение менее одной смены, следует рассмотреть возможность блокировки установки и поддержания процесса циркуляции амина.

Медленно уменьшите скорость потока подаваемого в установку газа, уменьшая объём подачи газа из установки 300.

В связи со снижением производительности установки обессеривания газа очищенный газ будет направляться на факел. Для сведения к минимуму объёмов сжигания газа на факеле на данном этапе должен быть снижен объём подаваемого на установку газа.

Секцию абсорбирования в установке обессеривания теперь необходимо отключить от участков с другим технологическим оборудованием и закрыть впускной и выпускной клапаны АО 3301-ESV-001. В случае кратковременного останова клапаны 300*-ESV-010 необходимо оставить в ОТКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ для циркуляции газа в коротком контуре с клапаном регулирования потока 300*-FCV-012 для готовности начать приемку высокосернистого газа.

Раствор ДЭА следует циркулировать в течение двух часов, либо до его полной регенерации перед запланированной остановкой подачи пара в ребойлеры.

Примечание: единственный объём полурегенерированного амина в установке газа, который может не быть регенерирован, находится в резервном насосе полурегенерированного амина и насосе рециркуляции полурегенерированного амина. Поскольку этот объём очень мал, то он будет минимально влиять на уровень в приемке амина. Измените режим работы насоса ближе к концу этапа регенерации амина.

При регенерации раствора объём подачи пара в ребойлер следует медленно уменьшать, вручную снижая объём подачи через клапан регулирования расхода пара, а затем блокировать его, закрыв клапан АО.

Останов циркуляции амина выполняется в штатном режиме. Не требуется проводить останов всего завода для выполнения технического обслуживания только на установке обессеривания (ТЛ газа 1 или 2). Если необходимо остановить установку обессеривания, то отключается только одна соответствующая ТЛ. Если нет возможности выполнить работы на находящихся далее установках (310,340,320,321), то эти установки будут обеспечивать короткую циркуляцию обессеренного газа через клапан регулирования потока 300х-FCV-012 от линии нагнетания компрессора товарного газа.

Насосы орошения регенератора амина следует отключать до того, как в ёмкости орошения регенератора амина уровень упадет до срабатывания закрытия клапана регулирования уровня.

Как упоминалось выше, кислую воду орошения необходимо сливать из охладителей 330-НХ-х02.

Регулятор давления в верхней части регенератора амина должен быть настроен на открытие клапана регулирования давления для отвода газа на факельный коллектор. Кроме того, для предотвращения образования вакуума в регенератор следует закачивать инертный газ (азот) или топливный газ.

Циркуляцию амина следует продолжать до охлаждения раствора. Процесс охлаждения можно ускорить путем закачивания инертного или топливного газа в испарительную ёмкость насыщенного амина.

Скорость циркуляции амина следует медленно снизить до 30% от расчётного показателя, а затем отключить насосы амина ВД.

Двигатели воздушного охладителя на охладителе регенерированного амина, верхнем конденсаторе регенератора амина и охладителе полурегенерированного амина должны быть отключены. В зимнее время, когда задействованы змеевики пара, в случае остановки циркуляции пара на воздухоохладители также нужно остановить линию и слить жидкость во избежание замерзания змеевиков пара.

Во время останова рекомендуется, при необходимости, очистить сетчатые фильтры всех насосов амина, а также теплообменников НВ.

В случае кратковременного останова отсекающая арматура на стороне регенерированного амина теплообменника обогащенного/регенерированного амина должна оставаться в открытом положении. В случае длительного останова следует отключить сторону регенерированного амина и слить содержимое. Это необходимо сделать в случае возгорания, которое может привести к избыточному давлению. То же самое применимо к стороне полурегенерированного амина теплообменника насыщенного/полурегенерированного амина.

При отсутствии циркуляции амина следует регулярно проверять температуру в резервуаре хранения регенерированного амина. Установленные на резервуаре приборы показывают температуру, однако рекомендуется самостоятельно проверять и температуру резервуара хранения во избежание замерзания раствора в холодную погоду.

Длительный останов

В данной процедуре предполагается, что все описанные этапы кратковременного останова выполнены. Перед отключением подачи газа через установку 330, после абсорбера, необходимо закрыть поточные анализаторы 330*-АТ-003/004/005 во избежание их отказа.

Все оборудование на установке 330 должно быть опорожнено от амина, который можно перекачать в резервуар хранения регенерированного амина или, при необходимости, переместить на хранение за пределы участка (если возможно). До перехода на длительный останов необходимо слить воду из установки для уменьшения запасов ДЭА, поскольку в резервуаре хранения амина недостаточно места для хранения объёмов ДЭА установки 330.

Амин следует слить из абсорбера амина в испарительную ёмкость насыщенного амина. В это время следует внимательно следить за уровнем в испарительной ёмкости и не допускать её переполнения.

Регулятор уровня в испарительной ёмкости насыщенного амина следует переключить в ручной режим управления, а затем амин можно отвести в регенератор амина.

Любые углеводороды, накопленные в испарительной ёмкости насыщенного амина и абсорбере амина, должны быть отведены в ёмкость для сбора углеводородов с поверхности и далее разделены на УВ (в закрытый дренаж) и ДЭА (в ёмкость приямка амина). Операторы проверяют функциональность отсекающего клапана факела RB-352 до начала продувки ёмкости для сбора углеводородов с поверхности. Ёмкость для сбора углеводородов с поверхности следует продувать азотом через установленное соединение для подачи азота (вручную управляя шаровым клапаном регулирования объёма подачи азота). Оператор диспетчерской должен следить за манометром на сосудах во время продувки и не допускать повышения. Необходимо

избегать появления избыточного давления, поскольку ёмкость для сбора для сбора углеводородов не оснащена устройствами защиты от избыточного давления (ПК).

Необходимо отвести как можно больше амина из регенератора амина обратно в резервуар хранения амина. Для ускорения процесса может потребоваться закачка топливного газа или азота в регенератор амина. На этом этапе необходимо внимательно отслеживать уровень в резервуаре хранения амина. Возможно понадобится перекачать амин во внешнее хранилище (при его наличии).

Все содержимое ёмкостей, фильтров, насосов, ребойлеров, теплообменников, охладителей и нижних точек трубопроводов следует отводить в закрытую дренажную ёмкость приямка амина. Процесс можно ускорить путём закачки азота под давлением и проведения продувки.

В зимнее время и в периоды длительных остановов (более двух суток) содержимое ребойлеров следует сливать во избежание замерзания. Температура замерзания 40% раствора ДЭА составляет -18°C, но раствор может замерзнуть также от воды в трубках.

После дренажа линии с жидкой средой всех сосудов должны быть заблокированы (закрыты/отключены).

Амин следует перекачать из приямка амина в резервуар хранения амина с помощью насоса ёмкости приямка амина.

Вместимость резервуара хранения амина достаточна для хранения всего объёма амина в системе. Однако при наполнении резервуара необходимо предпринимать меры предосторожности и отслеживать уровни заполнения. Уровень заполнения не должен превышать критически высокий уровень (High-High) во избежание перелива. При заполнении резервуара следует внимательно следить за показаниями различных приборов измерения уровня на местах и в диспетчерской. В зависимости от цели и характера останова амин также можно хранить в регенераторе амина и абсорбере амина.

Если необходимо полностью удалить амин из всей системы амина, необходимо также опорожнить резервуар хранения амина. Раствор амина из резервуара хранения амина можно удалить насосами для фильтрации амина, подсоединив шланг достаточной пропускной способности мощности от 3-дюймового соединения для заполнения/опорожнения на выпускном коллекторе этих насосов к цистерне или другому подходящему переносному хранилищу. Перед началом опорожнения резервуара линию слива следует отключить от расположенной далее по потоку установки фильтрации. На этом этапе необходимо провести вместимость приёмного резервуара.

Во время летних остановов оператору следует закрыть клапан подачи пара НД в резервуар хранения амина во избежание возможного перегрева амина из-за его низкого уровня в резервуаре. Во время зимних остановов этот клапан закрывать не нужно, но оператор должен внимательно следить за температурой верхнего предела тревоги.

Перед сбросом давления/опорожнением уравнильной ёмкости парового конденсата пара необходимо вручную активировать вентиляцию и проверить наличие H_2S в ёмкости газовыми детекторами. H_2S может присутствовать в ёмкости в редких случаях, когда разрываются трубы в ребойлерах регенератора амина.

После сброса давления до давления на факеле следует использовать заглушки и запорные клапаны для полной изоляции любой линии или сосуда, в которые необходимо войти. Перед входом в пространства, в них следует открыть вентиляционные отверстия и пропарить их до удаления ядовитых или горючих смесей. Перед пропариванием любого сосуда необходимо провести собрание с соответствующими работниками для согласования плана работы.

9. ВОЗМОЖНЫЕ ВИДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СБОЕВ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ

В этой главе содержится информация о возможных проблемах в работе и технологических сбоях при нормальных условиях работы, которые могут привести к срабатыванию аварийных предупреждений.

В случае срабатывания аварийного предупреждения оператор должен установить возможную причину: состояние технологического процесса или отказ контура управления. Обычно это можно сделать, проверив показания приборов (давления, температуры, уровнемеров и т.д.). Если аварийный сигнал сработал в результате нештатного состояния технологического процесса, необходимо выяснить действительную причину срабатывания сигнализации и предпринять соответствующие меры. Если аварийный сигнал сработал из-за отказа контура управления, оператор должен проверить всю цепь, начиная с датчика и заканчивая рабочим оборудованием.

Нарушения технологических параметров включают отключения, сбои, отказы и отклонения от нормальной работы технологического оборудования, перебои в работе оборудования и систем управления, нарушения подачи сырья и инженерных систем (вода, воздух, топливный газ, пар и энергоснабжение), повышенные (пониженные) рабочие параметры (давление, уровень, температура, расход, степень очистки), утечки, срабатывание газовой и пожарной сигнализации, ограниченное получение продукции транспортирующей компанией. Система аварийного отключения (CAO) также активируется при сбросе давления в системе и отводе продукта на факелы и/или перенаправление входных потоков на факелы.

9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

При срабатывании аварийной сигнализации операторы пульта управления должны, во-первых, взять на себя контроль за нарушением технологических параметров и принять соответствующие меры. Во-вторых, проверить контуры контрольно-измерительные приборы и/или контуры управления на наличие возможных неисправностей (отсоединенные провода, неправильное подключение и т.п.). Во многих случаях подобную проверку можно выполнить по контрольно-измерительным приборам по месту – датчикам давления / температуры / уровня и т.д.

В случае выхода из строя регулирующего клапана (диаметром менее 8") его часто можно отключить от системы с помощью запорных и байпасных клапанов, а также использовать местные контрольно-измерительные приборы на время ремонта. Если регулирующий клапан имеет больший диаметр, вместо байпаса может быть использован маховики ручного управления.

Контуры управления должны проверяться от датчика до привода клапана. Это может быть выполнено путем переключения из АВТОМАТИЧЕСКОГО режима в РУЧНОЙ и установкой сбившихся параметров на заданное значение; затем необходимо найти основную причину отклонения.

Во время нормальной работы установки обессеривания газа могут происходить события, которые требуют внимания оператора. Пристальное внимание к работе установки 330 может предотвратить многие проблемы, с которыми обычно можно столкнуться.

Нижеследующая информация предоставляется в помощь группе производственных операций для определения возможных причин наиболее вероятных сбоев в работе и предотвращения обычных ошибок.

9.2 СПИСОК УСТРАНЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ 330

Эффективная работа установки амина во многом зависит от параметров регенератора амина. Основные переменные:

- Скорость циркуляции амина;
- Температура и давление в верхней части регенератора амина;

- Кратность орошения;
- Температура ребойлера.

Основным параметром при поиске и устранении неисправностей является скорость циркуляции амина и температура ребойлера, т.е. тепловая нагрузка ребойлера. Увеличение интенсивности циркуляции, безусловно, увеличит удаление H_2S из подаваемого газа и в то же время увеличит нагрузку на ребойлер. Следовательно, скорость циркуляции должна поддерживаться на значении немного превышающую требуемую скорость, то есть превышать требуемую скорость циркуляции на 2-10%. В то же время увеличение режима работы ребойлера, безусловно, улучшит процесс удаления H_2S из регенератора, но в то же время приведет к перегреву амина при указанной интенсивности циркуляции и ухудшению раствора амина. Поэтому рекомендуется поддерживать нагрузку на ребойлер на 5% сверх требуемой нагрузки.

№ п/п.	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
1	Высокий уровень в абсорбере амина или регенераторе амина	Запорные клапаны ниже по потоку закрыты. Регулирующий клапан заклинило в закрытом положении. Клапаны АО ниже по потоку закрыты.	Проверьте, не были ли непреднамеренно закрыты запорные клапаны ниже по потоку. Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводку контроллера) на линии выхода жидкости и убедитесь, что их не заклинило в закрытом положении из-за неисправности трубок воздуха КИП. Проверьте, закрылись ли клапаны АО на выходе по сигналам отключения.
2	Низкий уровень в абсорбере амина или регенераторе амина	Дренажные клапаны на стороне выхода жидкости открыты. Регулирующий клапан заклинило в открытом положении.	Проверьте, не были ли непреднамеренно открыты дренажные клапаны обвязки на стороне выхода жидкости. Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводку контроллера) на линии выхода жидкости и убедитесь, что их не заклинило в открытом положении.
3	Высокое давление в абсорбере амина или регенераторе амина	Клапаны АО и отсекающие клапаны на входе/выходе абсорбера закрыты. Регулирующий клапан заклинило в закрытом положении.	Убедитесь, что клапаны АО и отсекающие клапаны на входе в сосуд полностью открыты. Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводку контроллера) на линиях выхода газа и убедитесь, что они не закрыты из-за неисправности трубок воздуха КИП.
4	Низкое давление в абсорбере амина или регенераторе амина	Регулятор давления и регулирующие клапаны на выходе газа не функционируют. Утечка воздуха КИП из трубок	Проверьте правильность работы регулятора давления и регулирующих клапанов на линии выхода газа. Если клапан всё ещё находится в закрытом положении, то проверьте трубки подачи воздуха КИП.
5	Потеря, или уменьшение объема, потока регенерированного амина	См. раздел 9.3 ниже.	См. раздел 9.3 ниже (WIS-012 Уменьшение объема потока регенерированного амина; WIS-059 Сбой в системе амина).

№ п/п.	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
6	Потеря, или уменьшение объема, потока полурегенерированного амина	См. раздел 9.3 ниже.	См. раздел 9.3 ниже (Останов потока полурегенерированного амина WIS-013).
7	Высокая температура в колонке/на тарелках	Регулирующий клапан линии подачи заклинило в закрытом положении. Клапан регулирования подачи пара заклинило в открытом положении. Клапан регулирования потока воды орошения заклинило в закрытом положении. Воздушный охладитель не работает. Низкое содержание насыщенного амина в регенераторе, захлёбывание/вспенивание на тарелках колонны	Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводку контроллера) на линии подачи и убедитесь, что их не заклинило в закрытом положении. Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводку контроллера) на линии подачи пара в ребойлер, в случае с регенератором, и убедитесь, что их не заклинило в открытом положении. Проверьте работу регулирующего клапана (и проводку контроллера) на линии воды орошения и убедитесь, что его не заклинило в открытом положении. Если ни один из вышеуказанных случаев неприменим, увеличьте уставку уровня в ёмкости конденсата ребойлера для уменьшить площади теплообмена. Также проверьте работу конденсатора регенерации амина. В случае абсорбера проверьте температуру подачи растворов регенерированного и полурегенерированного амина и функционирование соответствующих воздухоохладителей. Проблема также может быть вызвана более низким содержанием насыщенного амина в регенераторе. (WIS-049 Разность давлений в абсорбере амина)
8	Увеличение содержания H ₂ S и/или меркаптанов в газе на линии выхода из абсорбера.	Скорость пара и температура колонны слишком низкие. Скорость циркуляции полурегенерированного амина слишком низкая.	Убедитесь, что скорость пара в регенераторе и температура колонны достаточны для надлежащей отгонки насыщенного амина и достижения планового содержания H ₂ S/CO ₂ в регенерированном амине (также проверьте клапан регулирования подачи пара НД FCV-008 – подтвердите положение клапана на РСУ и на участке). Проверьте скорость циркуляции полурегенерированного амина и убедитесь, что она соответствует скорости потока входящего газа. Повышайте скорость циркуляции по мере необходимости.
9	Потеря, или уменьшение объема, потока	Отключение насоса Неисправность клапана регулирования потока	1. Быстро понизьте объем подач сернистого газа в линию с помощью клапана регулирования потока 300х-PCV-001 до 65 % от проектного объема подачи сернистого газа. Необходимо одновременно открыть клапан регулирования потока 300х-FCV-003 для восполнения потери объема сернистого газа, без

№ п/п.	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
	регенерированного амина. Значительное снижение поглощающей способности, которую необходимо компенсировать за счёт снижения объёма подачи высокосернистого газа.	Критически низкое давление в точке всасывания Критически низкий уровень в резервуаре	увеличения точки росы газа в отбойным сепараторе серосодержащего газа. Повысьте скорость потока полурегенерированного амина до максимальной. 2. О повышении давления в промышленном трубопроводе необходимо доложить супервайзеру площадки (НГС) и сообщить на остров-D 3. Контролируйте содержание H ₂ S на выходе из абсорбера амина и содержание меркаптанов в У-320 и У-361, регулируя поток сернистого газа. 4. Следите за регенератором амина и снижайте подачу пара по мере регенерации амина. Если выбран автоматический режим, то 330-TIC-021 должен контролировать процесс автоматически. Сообщите оператору ПУ участка серы о сокращении объёма подачи кислых газов 5. Если изменения не были внесены своевременно, возможен переход в режим УКГ со сжиганием на факеле. В этом случае уменьшите подачу сернистого газа на входе до возврата содержания H ₂ S на прежние уровни. Переведите находящуюся ниже по потоку установку газа в режим рециркуляции 6. Нельзя повышать уровень сернистого газа до возврата в работу системы регенерированного амина. 7. Контролируйте давление в промышленном газопроводе. Если давление на стороне острова D превысит 87 бар изб., руководство вынуждено будет принять решение о сокращении объёма добычи. 8. Стабилизируйте работу системы и возобновите подачу регенерированного амина и газа для достижения нормальных рабочих параметров (WIS-012 «Снижение объёма подачи потока регенерированного амина»).

Таблица 9.1 - Возможные аварийные состояния производства, способы их предупреждения и устранения

Примечание: В ЭУИ 15164 удалена логическая схема отключения всей ТЛ газа при низком объёме полурегенерированного амина. В этом нет необходимости, поскольку сернистый газ все еще можно перерабатывать в пониженном объёме, пока в технологическом процессе есть объёмы регенерированного амина.

Отдел инженеров-технологов предоставил инструкции отелу эксплуатации о действиях, которые необходимо предпринять для продолжения работы без полурегенерированного амина (обновление ЭУИ 15124). На ТЛ 1 и ТЛ 2 проведены изменения.

Ранее, при низком уровне полурегенерированного амина на тарелках средней секции абсорбера амина отключалась вся установка газа. Принимая во внимание вышесказанное, при отсутствии полурегенерированного амина желательно всё же продолжать переработку кислого газа (при пониженных объёмах. После проведения вышеуказанной модификации в процессе по-прежнему используется аварийный сигнал критически низкого уровня для защиты дожимных насосов.

Примечание: В ЭУИ 15647 удалена логическая схема отключения всей ТЛ газа в случае срабатывания аварийного сигнала критически высокого уровня в нижних секциях абсорбера. При критически высоких уровнях в нижней части абсорберов амина срабатывало отключение 1-й и 2-й ТЛ. Когда в установке очистки амина возникли проблемы с пенообразованием, происходило отключение всей установки по аварийному сигналу критически высокого уровня.

Опыт проектирования компании «Шелл» показывает, что данный сигнал отключения не требуется, что подтвердил эксперт «Шелл» по технологии очистки газа. Представители компании «НКОК» проверили конструкцию нижней части абсорбера амина и решили, что сигнал отключения можно убрать.

Принят следующий порядок действий: при срабатывании аварийного сигнала критически высокого уровня: 1) уменьшите уровень в абсорбере амина, 2) закачайте небольшую дозу пеногасителя, 3) снизьте пропускную способность газа/ объём амина.

Отключение при критически высоком уровне было заменено аварийным сигналом приоритета 1. Действующий аварийный сигнал высокого уровня был изменен на аварийный сигнал приоритета 2, что указывает оператору на необходимость принятия мер. Аварийный сигнал приоритета 1 будет указывать оператору, что, несмотря на предпринимаемые действия при срабатывании аварийного сигнала приоритета 2, уровень/пенообразование сохраняется, является критическим и требующим немедленных действий.

Приведённые ниже сценарий «что если» (WIS) относятся к У-330:

1	WIS-001/5	Останов экспорта с Острова D
2	WIS-014	Отключение одной из очередей подготовки газа
3	WIS-061	Высокая концентрация H ₂ S в линии экспорта товарного газа

10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Во всех аспектах, касающихся производственной и личной безопасности, необходимо постоянно соблюдать правила и принципы, разработанные Группой по обеспечению безопасности производственных операций на объектах.

Что касается безопасности технологического процесса и эксплуатации Установки обессеривания газа, то она должна всегда взаимосвязана с «Процедурами отключения источников энергии» и всеми другими действующими нормами и нормативными документами.

Основные положения, нацеленные на устранение аварийных ситуаций, пожаров, взрывов, отравлений, ожогов и т.д. на Установке 330, следующие:

- Современная автоматизация производства и передовые технологии, в том числе компьютерное управление технологическим процессом.
- Строгое соответствие технологическому регламенту, рабочим процедурам, а также соответствующей технической документации, инструкциям производителя и гарантиям.
- Непрерывное нормальное функционирование систем аварийной сигнализации, блокировок, контрольно-измерительные приборы в соответствии с гарантиями производителя.
- Поддержание надлежащего функционирования систем мониторинга атмосферного воздуха, систем обнаружения пожара и газа / сигнализации / пожаротушения, систем связи, средств индивидуальной защиты.
- Непрерывный контроль герметичности сосудов и трубопроводов путем визуального осмотра и мониторинга атмосферного воздуха
- Проведение своевременных и квалифицированных инструктажей и периодических экзаменов по технике безопасности
- Плановые ремонты оборудования в соответствии с планом профилактического техобслуживания
- Строгое соблюдение инструкций и руководств по технике безопасности при проведении ремонтных работ, работ в опасной газовой среде и огневых работ, которые представляют высокий риск для персонала.
- Четкое понимание эксплуатационным и обслуживающим персоналом схем технологического процесса, физического расположения сосудов / технологических трубопроводов / отсекающих задвижек / регулирующих устройств.
- Правильное хранение химреагентов и прочих материалов в соответствии с процедурами.
- Своевременное удаление отходов / сточных вод из установки, так как они могут представлять производственную опасность
- Рациональная организация времени труда и отдыха в качестве профилактической меры, помогающей избежать монотонного и чрезмерного труда.
- Регулярные аудиты по промышленной гигиене на всех объектах.

В данном разделе обобщены характеристики безопасности наземных производственных объектов. Для защиты персонала, окружающей среды и активов от опасных производственных факторов предусмотрены меры по ОЗТОС. Уровень риска на сооружениях установки поддерживается на минимальном уровне за счет принятия следующих проектных решений по ОЗТОС:

- Недопущение воздействия потенциальных опасных факторов на персонал в ходе работ;
- Сведение к минимуму вероятности (частоты) возникновения опасных факторов (выброс токсичного газа, горючего углеводородного газа, выбросы жидкости и любые другие нештатные опасные события);
- Локализация и минимизация последствий аварий (пожар, взрыв и выброс горючих газов);

- Предоставление средств обнаружения опасностей;
- Предоставление средств покидания и эвакуации с опасных объектов.
- Обеспечение безопасных условий труда персонала на площадке и живущего поблизости населения.
- Предоставление аварийного оборудования, такого как средства индивидуальной защиты органов дыхания и аптечки первой помощи;
- Достаточная вентиляция и воздухообмен для огнестойких кожухов для быстрого снижения концентрации любого горючего газа, который может присутствовать, и его рассеивания через выходное отверстие вентиляции кожуха.

10.1 ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНОСТИ СЕРЬЕЗНЫХ ПРОИСШЕСТВИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

Выявление потенциальной опасности возникновения крупных аварий (МН) для установки 330 было выполнено в рамках процедуры управления опасными факторами и их последствиями Компании (НЕМР) [Е.146]. В процессе ПУОФП переменяются проверенные методы и механизмы для определения опасных факторов, оценки основных рисков для ОЗТОС, реализации мер (контроля и восстановления) по снижению уровня рисков, предоставления документов с описанием определенных рисков, которые являются либо широко приемлемыми или допустимыми, если снижены до практического целесообразного низкого уровня (ПЦНУ).

Опасным фактором, вызывающим крупные аварии, который выявлен и связан с работами на установке 330, является - «Утечка кислого газа». Дальнейший анализ, оценка и меры предосторожности / смягчения, связанные с установкой 330, определены в рамках Модели ОЗТОС для наземных установок [Е.147].

10.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ТОКСИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

При работе со следующими веществами на Установке 330 системы топливного газа требуется соблюдать правила безопасного обращения и особые меры предосторожности:

- Сероводород (H_2S)
- Амин (Диэтаноламин ДЭА)
- Активированный уголь
- Антивспениватель
- Целлюлоза
- Углеводородный газ

№ 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 допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³) ПДКмакс/ПДК среднее 8ч
					Вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Ниж. предел	Верх. предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1)	Сероводород (H ₂ S)	7783-06-4		2	Н/П	-60.4	260	4.0	46	При вдыхании: Кашель Головная боль Головокружение; Тошнота Затрудненное дыхание. Одышка. Аритмия. Судороги. Потеря сознания. При попадании на кожу: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании в глаза: Покраснение. Боль При попадании внутрь:	10
2)	Амин (ДЭА) Диэтаноламин	111-42-2		3	134°C о.т		662°C	1,7 % об.	9.8 %об.	При вдыхании: Н/П При попадании на кожу: Н/П При попадании в глаза: Покраснение. Боль. Серьезные глубокие ожоги. При попадании внутрь: Боль в животе. Жжение.	5
3)	Метан	74-82-8		4	-222.6	-162	650	5,3	15,0	При вдыхании: Удушье. При попадании на кожу: при контакте с жидкостью: Обморожение При попадании в глаза: При контакте с жидкостью: Обморожение При попадании внутрь:	7000
4)	Этан	74-84-0		Н/П	-135	-89	510	3,0	12,5	При вдыхании: Удушье. При попадании на кожу: при контакте с жидкостью: Обморожение При попадании в глаза: При контакте с жидкостью: Обморожение При попадании внутрь:	н/д

№ 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 допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³) ПДКмакс/ПДК среднее 8ч
					Вспышки	воспламенения	самовоспламенения	Ниж. предел	Верх. предел		
5)	Пропан	74-98-6		н/д	-104,4	-42,1	450	2,3	9,5	При вдыхании: Сонливость. Потеря сознания. При попадании на кожу: при контакте с жидкостью: Обморожение При попадании в глаза: При контакте с жидкостью: Обморожение При попадании внутрь:	н/д
6)	Изобутан	75-28-5		4		-12	460	1,8	8,5	При вдыхании: Одышка. Удушье. При попадании на кожу: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании в глаза: При попадании внутрь:	н/д
7)	н-бутан	106-97-8		4	-60	-1,0	405	1,9	8,5	При вдыхании: Сонливость. Потеря сознания. При попадании на кожу: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании в глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании внутрь:	900 / 300
8)	Пеногаситель Монометиловый эфир дипропиленгликоля	34590-94-8			74°C;		270°C;	1.3 %об.	10.4 %об.	При вдыхании: Кашель Головокружение; Сонливость. При попадании на кожу: МОЖЕТ ВПИТЫВАТЬСЯ! Сухая кожа См. при вдыхании. При попадании в глаза: Покраснение. Боль. При приеме внутрь: См. при вдыхании.	н/д
9)	Целлюлоза	н/п			н/д	н/д	Зависит от бренда/других условий	н/д	н/д		н/д

Для внутреннего пользования

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	CAS #	Агрегат ное состоян ие	Класс опасн ост	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³) ПДКмакс/ПДК среднее 8ч
					Вспы шки	воспла менения	самовос пламене ния	Ниж. предел	Верх. предел		
10)	Бензол	71-43-2		2						При вдыхании: Головокружение; Сонливость. Головная боль Тошнота Одышка. Судороги. Потеря сознания. При попадании на кожу: МОЖЕТ ВПИТЫВАТЬСЯ! Сухая кожа Покраснение. Боль. Далее см. <u>При вдыхании.</u> При попадании в глаза: Покраснение. Боль. При попадании внутрь: Боль в животе. Боль в горле. Рвота. Далее см. при вдыхании	15 / 5
11)	Алифатические углеводороды C1- 10 /в пересчете на C/	н/д		4						При вдыхании: Удушье. При попадании на кожу: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании в глаза: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ При попадании внутрь: Н/П	300

Таблица 10.1 - Взрывоопасные, горючие и токсичные свойства сырья, промежуточных продуктов

10.3 ИНФОРМАЦИЯ О ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ТОКСИКОЛОГИИ – МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Основные опасные химические вещества (описание)»**Сероводород****Описание:**

Сероводород (H_2S) в природе встречается в сырой нефти, природном газе, вулканических газах и горячих источниках. Газ может также образовываться в результате распада бактерий органических веществ. Сероводород является бесцветным газ с резким запахом тухлых яиц, который вызывает раздражение глаз и дыхательных путей, а также оказывает токсическое действие на весь организм.

Классификация ЕС:

ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, категория 1

ГАЗЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ - сжиженный газ

ОСТРАЯ ТОКСИЧНОСТЬ (вдыхание) - категория 2

СПЕЦИФИЧЕСКАЯ ИЗБИРАТЕЛЬНАЯ ТОКСИЧНОСТЬ ДЛЯ ОРГАНОВ-МИШЕНЕЙ (ПРИ ОДНОКРАТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ) (раздражение дыхательных путей) - категория 3

Опасность для здоровья:

Не дышать! Острое воздействие при низких концентрациях, превышающее допустимый предел воздействия, приводит к раздражению в носу и горле, головной боли, головокружению, тошноте и нервозности.

Запах сероводорода можно не распознать при длительном вдыхании из-за паралича обоняния. Вдыхание паров может привести к появлению хронического бронхита, раздражению дыхательных путей, повышенному снижению легочной функции и слезотечению.

Опасности на рабочем месте: Работы в замкнутых пространствах. Может накапливаться в замкнутых пространствах, особенно в низинах, плохо вентилируемых помещениях, создавая опасность пожара/токсичности/взрыва.

Меры оказания первой медицинской помощи:

Общие рекомендации. Оказание неотложной медицинской помощи является обязательным во всех случаях чрезмерного воздействия сероводорода. Персонал аварийно-спасательной службы иметь автономные дыхательные аппараты (АДА), одобренные NIOSH/MSHA. Персонал аварийно-спасательной службы должен знать об опасных последствиях чрезмерного воздействия из-за снижения обоняния. Не следует использовать спасательное оборудование, которое может иметь источники возгорания или вызывать статические разряды.

При вдыхании. Немедленно покиньте зону воздействия. Сразу же обратитесь за медицинской помощью. Позвоните в токсикологический центр или врачу. Вынести пострадавшего на свежий воздух и создайте для него полный покой и выберите удобное для дыхания положение. Если всё ещё есть подозрение на присутствие паров, то спасатель должен надеть соответствующую маску или автономный дыхательный аппарат.

При попадании на кожу. Промывать кожу водой с мылом в течение не менее пятнадцати минут. При появлении раздражения или побочных симптомов обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза. Промывайте глаза проточной водой в течение не менее пятнадцати минут. При появлении раздражения или побочных симптомов обратитесь за медицинской помощью.

Контроль вредного воздействия / Меры индивидуальной защиты

Для контроля опасных условий предпочтительны технические средства контроля. К ним относятся механическая вентиляция (разбавление и местную вытяжку), ограждение технологического процесса или персонала, контроль условий и изменение технологического

процесса (например, замену на менее опасный материал). Кроме того, может потребоваться внедрение административных мер контроля и средства индивидуальной защиты.

Если технические средства контроля и методы работы неэффективны для контроля воздействия вещества, используйте надлежащие средства индивидуальной защиты, включая одобренные средства защиты органов дыхания. На месте работ должно храниться соответствующее оборудование для использования персоналом в чрезвычайных ситуациях.

Защитные очки для лица/глаз

Защита кожи. Учитывайте указанные производителем характеристики перчаток. Во время использования проверяйте, сохраняют ли перчатки свои защитные свойства.

Защита тела. Средства индивидуальной защиты тела следует выбирать исходя из выполняемой задачи и связанных с ней рисков. Если существует риск возгорания от статического электричества, надевайте антистатическую защитную одежду. Для лучшей защиты от статических разрядов в состав СИЗ должны входить антистатический комбинезон, обувь и перчатки.

Защита органов дыхания. Выбираемый респиратор должен соответствовать стандарту или ТУ в зависимости от вида опасности и возможного воздействия. Респираторы должны использоваться в соответствии с программой средств защиты органов дыхания, в которой проводится обучение, демонстрируется правильная примерка и освещаются другие важные аспекты использования средств защиты органов дыхания. Респиратор должен выбираться исходя из известных или ожидаемых уровнях воздействия, опасных свойств продукта и безопасных пределов его использования.

Бензол

Описание

Бензол - органическое химическое соединение с молекулярной формулой C_6H_6 . Бензол является природным компонентом сырой нефти. Это бесцветная и легковоспламеняющаяся жидкость со сладким запахом. Бензол классифицируется как канцероген, который увеличивает риск развития рака и других заболеваний.

Классификация ЕС:

Легковоспламеняющиеся жидкости (Категория 2), Раздражение кожи (Категория 2), Раздражение глаз (Категория 2), Мутагенность зародышевых клеток (Категория 1B), Канцерогенность (Категория 1A), Специфическая токсичность для поражаемого органа - многократное воздействие (Категория 1), Кровь, Опасность При вдыхании. (Категория 1)

Опасность для здоровья:

Вещество вызывает раздражение глаз, кожи и дыхательных путей. При попадании жидкости внутрь, вдыхании может развиваться химическая пневмония. Вещество может воздействовать на центральную нервную систему. Вещество является канцерогеном. Воздействие уровней значительно превышающих ПДК может привести к потере сознания и смерти.

Опасности на рабочем месте:

Легковоспламеняющаяся жидкость. Смеси паров с воздухом взрывоопасны. Риск возгорания и взрыва.

Меры оказания первой медицинской помощи:

При вдыхании. Выведите пострадавшего из зоны загрязнения; оставайтесь на свежем воздухе. Вызовите врача.

При попадании на кожу. Немедленно снимите всю загрязненную одежду. Промойте кожу водой/под душем. Проконсультируйтесь с врачом

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

При попадании внутрь. Проявляйте осторожность, если у пострадавшего рвота. Риск попадания в дыхательные пути! Прочистите дыхательные пути. Возможна легочная недостаточность после аспирации рвоты. Немедленно позвоните врачу

Контроль вредного воздействия / Меры индивидуальной защиты

Воздействие бензола контролируется путем ограничения испарения и исключения брызг и разливов. В местах возможного воздействия предпочтительными мерами контроля являются технические, такие как использование вытяжек, навесов и надлежащая вентиляция.

Глаза/лицо. 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-(Р3). Техническое обслуживание, очистка и испытания средств защиты органов дыхания проводятся согласно инструкциям производителя.

Диэтаноламин

Описание

Диэтаноламин используется в методах абсорбции с использованием водных растворов метилдиэтанолamina, которые чаще всего применяются для удаления сероводорода из исходного природного газа.

Классификация ЕС:

Острая токсичность 4 (перорально)

Разъедает кожу

Раздражение кожи 2

Повреждение глаз, Раздражение глаз 1

Опасность для здоровья:

Вдыхание диэтанолamina может раздражать легкие, вызывая кашель и/или одышку. Более высокие дозы могут вызвать накопление жидкости в легких (отёк легких), необходимость оказания неотложной медицинской помощи и тяжелую одышку.

Опасности на рабочем месте:

Образует взрывоопасные смеси с воздухом при интенсивном нагреве.

Меры оказания первой медицинской помощи:

При вдыхании. Успокойте пострадавшего, выведите его на свежий воздух, обратитесь за медицинской помощью.

При попадании на кожу. Успокойте пострадавшего, выведите его на свежий воздух, обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза. Немедленно промойте глаза под проточной водой в течение не менее 15 минут, держа веки открытыми, обратитесь к окулисту.

При попадании внутрь. Прополоскать рот. Обратитесь за медицинской помощью при сохранении симптомов отравления.

Контроль вредного воздействия / Меры индивидуальной защиты

Необходимо предусмотреть наличие раствора для экстренного промывания глаз и аварийного душа. Обеспечить работу вытяжной вентиляции и технических средств контроля для поддержания концентрации паров в воздухе ниже предельно допустимого уровня воздействия.

Глаза/лицо. Плотно прилегающие защитные очки (защита от брызг)

Защита кожи. Химически стойкие защитные перчатки из нитрилового каучука (0,4 мм), хлоропренового каучука (0,5 мм), поливинилхлорида (0,7 мм).

Защита тела Средства защиты тела следует выбирать исходя из вида деятельности и возможного воздействия, например фартук, защитные ботинки, костюм химзащиты.

Защита органов дыхания. Обеспечить защиту органов дыхания при образовании газов/паров. Газовый фильтр для защиты от газов/паров органических соединений (точка кипения >65 °С, например, EN 14387, тип А)

Противопенный монометиловый эфир дипропиленгликоля

Описание

Бесцветная жидкость с мягким и приятным запахом, используемая в качестве химической добавки в нефтяной промышленности и бурении.

Классификация ЕС:

Согласно Регламенту (ЕС) № 1272/2008 не является опасным веществом или смесью

Опасность для здоровья:

Может вызвать головную боль, головокружение, предобморочное состояние и потерю сознания. Повторное воздействие очень высоких доз может повлиять на печень.

Опасности на рабочем месте:

Хранить вдали от источников тепла и источников возгорания

Меры оказания первой медицинской помощи:

При вдыхании. Обратитесь за медицинской помощью при появлении симптомов

При попадании на кожу. Промыть большим количеством воды с мылом. Обратитесь за медицинской помощью при появлении симптомов.

При попадании в глаза. Промыть большим количеством воды. Обратитесь за медицинской помощью при появлении симптомов.

При попадании внутрь. Прополоскать рот. Обратитесь за медицинской помощью при появлении симптомов.

Контроль вредного воздействия / Меры индивидуальной защиты

Обеспечение достаточной хорошей общей вентиляции для контроля воздействия на работников переносимых по воздуху загрязняющих веществ.

Глаза/лицо. Плотно прилегающие защитные очки (защита от брызг)

Защита кожи. Перчатки нитриловые, каучук-бутилкаучуковые

Защита тела. Средства защиты тела следует выбирать исходя из вида деятельности и возможного воздействия, например фартук, защитные ботинки, костюм химзащиты.

Защита органов дыхания. Если риски поражения органов дыхания невозможно избежать, или в достаточной степени ограничить техническими средствами коллективной защиты или мерами, методами или процедурами организации работ, рассмотрите возможность использования сертифицированных средств защиты органов дыхания с типом фильтра: А-Р

10.4 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Персонал обеспечивается специальной защитной одеждой и средствами индивидуальной защиты, которые они должны использовать, чтобы защитить себя от воздействия вредных факторов, с которыми могут столкнуться при выполнении своих обязанностей.

Минимальные требования и стандарты для СИЗ со списком защитной одежды, ботинок и средств индивидуальной защиты приведены в справочном документе по ссылке [1.7].

10.5 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

10.5.1 Молниезащита

Проектирование молниезащиты выполняется в соответствии с стандартом Республики Казахстан СП РК 2.04-103-2013 «Устройства молниезащиты зданий и сооружений» и должно быть предусмотрено на всех сооружениях. Это достигается проектированием и установкой молниеотвода с низким сопротивлением пути разряда молнии к земле. Заземляющие электроды расположены вблизи основания защищаемой конструкции и имеют сопротивление не более 10 Ом.

Два заземляющих электрода также должны быть подключены к основной системе заземления установки. Высокие конструкции из металла не требуют отдельного токоотвода для молниезащиты при условии, что сталь имеет достаточное сечение (не менее 100 мм²) и между каждой частью имеется надежный и стабильный электрический контакт (рекомендуемая минимальная площадь контакта 10 см²). В этом случае достаточно соединения с землей в точке рядом с основанием.

Стальная арматура бетонной конструкции не должна использоваться в качестве проводника для молниезащиты. Конструкции, изготовленные из плохо проводящего материала, например кирпича или бетона и уязвимые для удара молнии, должны быть защищены системой молниеприемников и токоотводов. Колодцы заземления, установленные для каждого молниеотвода, соединены с системой заземления установки.

10.5.2 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;
- Второстепенное оборудование – 16 мм².

Заземляющие электроды диаметром 16 мм вводятся непосредственно в грунт на глубину не менее 5 метров с соединениями с сетью заземления, выполненными в бетонных инспекционных ямах, с крышками, с помощью болтовых зажимов и на расстоянии не менее 5 м и не более 50 м друг от друга. Заземляющие проводники подключаются к сети заземления для обеспечения общего сопротивления земли, не превышающего 0,5 Ом или 1 Ом в зонах высокого напряжения (>1 кВ) и низкого напряжения соответственно. Должны быть выполнены расчеты, чтобы показать, что потенциалы скачка и прикосновения не будут превышать 50 В относительно земли при прохождении максимальных токов 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.

Сопротивления контуров заземления должны быть проверены расчетным путем.

10.6 УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕНИЯ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ

10.6.1 Уровень шума

Уровень шума оборудования ограничен 85 дБА в полевых условиях на расстоянии 1 м от оборудования.

Уровни/предельные значения шумового давления и эквивалентные уровни шума в рабочих зонах приведены в соответствии с пунктами 1 и 4 таблицы 2 [Е. 109].

10.6.2 Уровни вибрации

Контроль за соблюдением допустимых пределов вибрации в рабочих зонах и защита от вибрации на рабочих местах обеспечивается в соответствии с документом по сссыл. [Е. 106].

10.6.3 Освещение

Минимально необходимый уровень освещения на рабочем месте показан в таблицах ниже.

ОТКРЫТЫЕ УЧАСТКИ

Общие технологические зоны	50 люкс на уровне земли
Под трубопроводами и трубными эстакадами	75 люкс на высоте 0,85 м выше платформы
Площадки для эксплуатации и обслуживания	50 люкс на высоте 0,85 м выше уровня площадки
Площадки для показаний контрольно-измерительных приборов	100 люкс на уровне платформы для снятия показаний КИПиА
Местные панели управления	300 люкс на высоте 0,85 м над полом
Внешние склады и резервуарные парки	20 люкс
Зоны парковки	20 люкс на уровне земли
Охранное ограждение	20 люкс на уровне земли
Ограждение вокруг установки	10 люкс на уровне земли
Дорожное освещение	Минимум 10 люкс на уровне земли, только на участках с умеренным движением
Пути эвакуации	10 люкс на высоте 0,85 м выше уровня земли

10.7 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ.

Система защиты и пожаротушения предназначена для:

- Предотвращения нежелательных событий, которые могут перерасти в ситуации, представляющие угрозу персоналу и оборудованию;
- Остановки производственных установок при обнаружении неисправностей;
- Предотвращения эскалации аварийных ситуаций;
- Обеспечения дополнительной защиты в случае пожара.

При проектировании систем пожарозащиты приоритет отдавался недопущению выброса углеводородов, затем - сведению к минимуму вероятности возгорания и наконец, недопущению распространения через зоны разделения основных продуктов установки. Тем не менее, там, где это признано необходимым, предусмотрены средства активной и пассивной противопожарной защиты.

Оборудование по технике безопасности (т.е. огнетушители) хранится в четко опознаваемых шкафах. Имеются знаки безопасности для установки на всей территории Производственной площадки. Знаки безопасности указывают на места размещения средств защиты/пожаротушения, предупреждают об опасности и т.д.

10.7.1 Активная противопожарная защита

Сеть распределения пожарной воды организована вокруг установки комплексной переработки нефти и газа (также в зоне системы топливного газа) для подачи пожарной воды в следующие стационарные ручные и автоматические системы и оборудование пожаротушения:

- Ручные лафетные стволы;
- Пожарные гидранты.

Пожарная вода распределяется по участку установки через заглубленный кольцевой трубопровод из ПЭВП, формирующий магистральный кольцевой противопожарный водопровод, охватывающей всю территорию УКПНиГ. Проектирование и поставка противопожарного кольцевого водопровода вокруг установки и вдоль дорог осуществляется сторонними организациями.

Противопожарный кольцевой водопровод оборудован стратегически расположенными отсечными клапанами для обеспечения максимальной работоспособности систем/средств пожаротушения в случае повреждения или технического обслуживания участков водопровода. Все клапаны находятся под землей и оборудованы удлиненными шпинделями для управления с уровня земли.

В целях общей защиты на установке предусмотрены стационарные ручные лафетные стволы с регулируемыми соплами. Стволы установлены в стратегических точках вокруг технологических установок и доступны 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 пожарных рукавов и насадок расположены в стратегических местах на всей территории установки. В каждом шкафу имеются пожарные шланги, сопла и т.д.

Работа системы пожарной воды запускается системой обнаружения пожара и газа, которая инициирует исполнительные действия и автоматически запускает дежурный пожарный насос. Группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций (ГЛЧС) несет ответственность за правильное использование лафетных стволов и гидрантов.

10.7.2 Пассивная противопожарная защита

Основные задачи пассивной противопожарной защиты:

- Обеспечение целостности путей эвакуации;
- Предотвращение выброса токсичных веществ;
- Защита персонала в безопасном убежище (БУ) до проведения безопасной эвакуации;
- Защита оборудования, зданий, сооружений;
- Предотвращение распространения пожара вследствие прогрессирующего обрушения несущих конструкций/опор, приводящему к последующему высвобождению запасов;
- Защита основных систем обеспечения безопасности;
- Защита ответственного оборудования, такого как клапаны аварийного сброса давления и клапаны системы аварийного останова и т.д.;
- Сведение к минимуму повреждения установки за счет защиты ответственных элементов конструкции, чтобы не допустить разрушения конструкции во время отсечения технологической установки для обеспечения безопасной продукции.

Противопожарная защита применяется ко всем несущим металлоконструкциям, где отказ может привести к травматизму людей, разгерметизации оборудования и, следовательно, к возникновению пожара.

Противопожарная защита применяется к наружным поверхностям отмоксти вертикальных резервуаров и колонн, расположенных в пожаробезопасных зонах.

Противопожарная защита также предусмотрена для стальных седловых опор в пожаробезопасных зонах.

Конструкции, поддерживающие оборудование, содержащее углеводороды, имеют установленный класс огнестойкости, если находятся в пожаробезопасных зонах.

Все клапаны аварийного останова и аварийного сброса давления в пожаробезопасных зонах защищены от пожара.

10.7.3 Переносные и передвижные средства пожаротушения

Переносные и передвижные огнетушители стратегически расположены по всей территории завода. Тип и мощность имеющихся огнетушителей соответствуют предполагаемым опасностям, выявленным на каждом участке. Огнетушители распределяются таким образом, чтобы обеспечить их использование персоналом на участке в случае необходимости.

10.8 СИСТЕМЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

10.8.1 Система обнаружения пожара и газа

Система обнаружения пожара и газа предназначена для раннего предупреждения персонала о потенциально опасных ситуациях, таких как появление горючего газа в атмосфере или пожара, а также для обеспечения возможности автоматического/ручного выполнения корректирующих действий во избежание или для минимизации эскалации событий (например, выполнить соответствующие останovy). Сигнал раннего предупреждения также будет информировать персонал об опасных ситуациях, требующих эвакуации. Это особенно важно при выбросе легковоспламеняющихся газов, когда для снижения потенциальной опасности необходимо быстрое реагирование персонала.

Установка поделена на определенное количество пожарных зон, определяемых пожарными границами, такими как конечные участки дорог, границы системы противопожарной защиты или здание и его помещения. Система обнаружения пожара и газа ведет постоянное наблюдение на предмет возникновения пожара и наличия горючих или токсичных газов в технологических зонах, производственных помещениях, на подстанциях и в блок-боксах анализатора и оповещает персонал об опасных условиях. Система также постоянно контролирует наличие сбоев в системе обнаружения пожара и газа, запускает системы защиты и формирует сигналы для запуска пожарных насосов.

При срабатывании аварийной сигнализации системы обнаружения пожара и газа распределенный узел ГС/ОО транслирует аварийный сигнал на объектовые устройства, подключенные к этому узлу. Система обнаружения пожара и газа будет подавать сигнал другим узлам обнаружения пожара и газа, которые в свою очередь инициируют соответствующую сигнализацию ГС/ОО.

Детекторы горючих газов расположены на территории завода для обнаружения утечек из потенциальных источников разгерметизации с учетом их близости к местам возможного скопления газа, возможных источников возгорания и рабочей зоне.

Сигналы состояния от детекторов, как правило, обрабатываются логическим решающим устройством по принципу 2 из N, где N больше или равно 2, за исключением случаев, когда указано иное, до того, как будет предпринято любое исполнительное действие для предотвращения ложного отключения установки. В технологии программируемых логических контроллеров применяются логические решающие устройства. Для каждой основной технологической установки подготовки нефти предусмотрены системы тройного модульного резервирования (ТМР) со схемой голосования 2 из 3.

В случае обнаружения вручную опасной ситуации, такой как выброс углеводородов, токсичных газов или пожар, персонал может подать аварийный сигнал с помощью ручных пожарных извещателей (РПИ). РПВ расположены в стратегически важных пунктах всей установки. Обычно РПВ устанавливаются на маршрутах покидания и на пути или вблизи выходов с площадок/из помещений. Оператор Центральной диспетчерской расследует причину срабатывания РПИ и принимает соответствующие меры. При срабатывании извещателя срабатывает сигнализация в главной ЦД и общая пожарная сигнализация (посредством системы ГС/ОО) всего завода.

Система обнаружения пожара и газа передает данные в РСУ для оповещения оператора о статусе установки. Места расположений детекторов ПиГ отображается на графических дисплеях РСУ и данные об их статусе обновляются в режиме реального времени.

В ссылке [Е.142] приведен график присвоения номеров пожарных зон для УКПНиГ. Данная информация послужила основой чертежей расположения детекторов пожара и газа в пределах установки 330 ссылка [Е.148-159]

10.8.2 Система сигнализации

Установка оборудована системой аварийной сигнализации на случай потенциальных чрезвычайных ситуаций и автоматической системой аварийной блокировки для обеспечения защиты объекта и минимизации воздействия на окружающую среду. Установка оборудована устройствами визуальной и звуковой сигнализацией, активируемыми сбоем нормальных параметров технологического процесса. Установка 330 оборудована системами сигнализации и АО. Параметры приведены в приложении по аварийным сигналами и отключениям в главе 7.2 настоящего регламента.

Все участки установки обессеривания газа будут оборудованы устройствами звуковой сигнализации, которая моментально предупреждает персонал об опасности.

Система ГС/СО считается критически важной Системой Обеспечения Безопасности, а все основные подсистемы и установки выполняются в дублированной конфигурации А + В, причем обе системы А и В всегда включены и всегда работают, чтобы в случае отказа одной из систем другая система могла быть использована для оповещения или активации аварийных сигналов на производственных участках и в офисных помещениях.

Система ГС/ОО для наземной УКПНиГ будет включать центральные пульта управления, установленные в главной операторной. Узлы системы ГС/ОО будут размещены в соответствующих локальных блок-боксах КИП и средств спутниковой связи для участков нефти, газа и серы. Эти узлы связаны с каждым зданием на производственных участках, формируя общую дублированную систему, обозначенную как «система А» и «система В». Поскольку система ГС/ОО обозначена как система безопасности, кабельные трассы "Системы А" и "Системы В" и оборудование на площадке разделены и подключены к отдельным распределительным шкафам.

На площадках, где уровень окружающего шума превышает 85 дБ (А), будут предусмотрены проблесковые маяки, обеспечивающие видимость по крайней мере двух проблесковых маяков из любого места с высоким уровнем окружающего шума. Они будут подключены к контурам «Система А» и «Система В» в соответствии основными принципами, на которых основывалась разработка решений для громкоговорителей. Каждый контур маяка подключается к узлу «системы А» или «системы В» в соответствующей аппаратной блок-бокса КИПиА и средств спутниковой связи. Мигающие радиомаяки будут запитываться от соответствующего источника бесперебойного питания блок-бокса КИПиА и средств спутниковой связи.

Система громкой связи и общего оповещения будет подключена к телефонной сети для ретрансляции повседневных речевых объявлений телефонов на производственных объектах посредством служб соответствующего класса, расположенным на территории всей установке. 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. Объективы маяков будут окрашены в красный цвет для аварийного сигнала обнаружения токсичных газов, а желтый - для экстренных устных сообщений и общих аварийных сигналов. В случае, если во время тревоги по токсичному газу идет экстренное оповещение об аварийной ситуации или общая тревога, красные мигающие маячки будут иметь приоритет перед желтыми мигающими маяками. Предупреждающий сигнал будет подан перед каждым сообщением; одного типа - о сообщении об аварийной ситуации, другого типа - о сообщении штатного характера.

Формирование аварийных сигналов будет осуществляться вручную с пульта управления или автоматически - системой обнаружения пожара и газа. Аварийные сигналы, инициируемые

вручную, и сообщения об аварийной ситуации не будут зонированными, т. е. аварийные сигналы и речевые оповещения будут ретранслироваться на всех участках установки.

Автоматическое инициирование сигналов общей аварийной сигнализации системой ГС/ОО должно осуществляться по сигналу от системы обнаружения пожара и газа (ПиГ) на основании следующего:

- Подтвержденного обнаружения горючих газов;
- Подтвержденного обнаружения пожара (пожарный или ручной извещатель); или
- Активации вручную с устройств доступа к ГС/ОО в операторном или защитном блок-боксе.
- Звуковая сигнализация: звук аварийного сигнала должен быть синусоидальным 1 000 Гц, 1 сек. вкл./1 сек. выкл.
- Визуальная сигнализация: желтый мигающий сигнал.

10.8.3 Пожарная сигнализация

Система обнаружения пожара и газа основывается на действиях следующего оборудования:

- Тепловые извещатели;
- Детекторы дыма;
- Детекторы пламени;
- Ручные сигнальные устройства и нажимные кнопки.

Кнопки ручного оповещения об аварийной ситуации устанавливаются на выходах из зданий, аварийных выходах и вокруг установок завода в соответствии с нормативными требованиями.

Активация ручных кнопок оповещения обеспечит следующее:

- Активация аварийного сигнала в операторной;
- Активация локального сигнала пожарной тревоги.

10.8.4 Сигнал «Приготовиться к покиданию платформы»

Активируется вручную от системы ГС/ОО через систему обеспечения безопасности (СОБ).

Сброс сигнала покидания установки производится вручную в операторной.

Звуковая сигнализация: непрерывный звуковой сигнал с качающейся частотой от 1200 Гц до 500 Гц с частотой сигнала в 1 секунду.

Визуальная сигнализация: красный проблесковый световой сигнал.

10.9 АВАРИЙНАЯ ЭВАКУАЦИЯ И СПАСАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Аварийная эвакуация и спасательные работы проводятся для:

- Выделения свободных и разносторонних маршрутов покидания объекта для быстрой эвакуации персонала;
- Выделения пунктов сбора по тревоге и убежищ для персонала, имеющих достаточную защиту на время, необходимое для осуществления контролируемой эвакуации в безопасное место.
- Предоставления персоналу портативных комплектов АДА, детекторов H_2S 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 выхода на нормальные уровни эксплуатации. См. ссыл. [1.2] «Процедура ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе», в которой дано определение каждого уровня ЧС и описано, как следует её ликвидировать на уровне наземного комплекса с применением тактической процедуры ликвидации чрезвычайной ситуации.

Вышеописанная процедура предоставляет ТГЛЧС (Тактической группе по ликвидации чрезвычайных ситуаций) производственного участка руководство по уровням чрезвычайной

ситуации и связанному взаимодействию между ТГЛЧС производственного участка и оказывающей ей поддержку Группой по ликвидации ЧС или Группой по управлению кризисными ситуациями.

Все чрезвычайные ситуации на производственном участке должны управляться Тактической группой по ликвидации ЧС производственного участка в соответствии с этими процедурами и в зависимости от того, что будет считать целесообразным Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия; однако, в зависимости от уровня происшествия, Группа по ликвидации ЧС может получить поддержку от Группы по управлению происшествиями или Группы по управлению кризисными ситуациями, если это необходимо.

11. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕССЫ ОСТАНОВКИ

Система сброса давления

Внутри установки 330 было установлено несколько предохранительных клапанов для защиты оборудования и сетей от избыточного давления. Как правило, защита от давления для оборудования, такого как отбойный сепаратор абсорбера амина, снабжена предохранительными клапанами, рассчитанными на случай возникновения пожара.

Информацию о случаях и нагрузках см [Е.144].

Основной задачей сброса давления является обеспечение оборудования средствами снижения давления в случае нарушения целостности. 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.

Второстепенной задачей системы продувки является снижение локальных потерь герметичности, возникающих при утечке, которые, в противном случае, могут привести к ухудшению ситуации и риску катастрофического разрушения конструкций. Сброс давления будет инициироваться через систему аварийного останова (после получения сигнала из системы ПИГ), т.к. он применяется только в аварийной ситуации.

Целями системы аварийного сброса давления являются:

- Отвода технологической среды при возникновении аварийной ситуации;
- Предотвращения создания избыточного давления в оборудовании установки;
- Снижения опасности последствий утечки;
- Безопасной утилизации отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Клапаны аварийного сброса давления (КАСД) требуют проведения периодических испытаний, включая их включение и техническое обслуживание. По этой причине к ним должен быть обеспечен легкий доступ и возможность их изоляции.

Производственные объекты поделены на различные участки при помощи клапанов аварийного останова (КАО), активируемых система аварийного останова (CAO). Также на установке 330 были предусмотрены средства для продувки, которые соответствуют следующим критериям согласно [Е.144]:

- Работающие под давлением более 17,25 бар изб. и/или
- Содержащие более 4м³ бутана или более летучую жидкость, так что можно по отдельности выполнить сброс давления из них.

Секции продувки сгруппированы в зонах сброса, что позволяет системе АО одновременно сбрасывать секции. Сброс этих зон будет происходить автоматически в зоне поражения после обнаружения пожара и выключения уровня ESD 2 или вручную (по отдельности или в зоне установки в последовательном порядке) после выключения уровня ESD 1a, как описано в разделе Аварийное отключение и Принципы сброса давления [Е.144].

Зоны продувки продуваются последовательно так, чтобы не допустить превышения расчетной производительности факела. Все потоки сброса будут поступать в общий факельный сепаратор ВД, стойку и наконечник сепаратора (за исключением входных сооружений нефти, которые сбрасываются в факельную систему НД).

В целом, все требующие продувки участки должны быть отключены со сбросом давления до половины от их расчетного давления или до 6,9 бар (изб.), в зависимости от того, что меньше, в течение 15 минут при пожаре снаружи. Газожидкостный сепаратор сбрасывает давление до 7 бар за 30 минут.

Факельная система

Факельная система состоит из двух отдельных факелов - НД и ВД. Нагрузки на факел разделяются на основании критериев, установленных в Исходных данных для проектирования инженерных сетей наземного комплекса.

11.1 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ

Аварийный останов - это останов, инициируемый оператором при помощи кнопки аварийного останова или передатчика САО при превышении предельных значений рабочими параметрами. В зависимости от причины аварийного отключения выполняются одновременные последующие действия для предотвращения риска возникновения опасной ситуации.

Аварийный останов это полное отключение установки вследствие очень серьезного отклонения и/или нарушений технологического процесса, которые могут привести к возникновению небезопасных условий работы установки и опасной для персонала ситуации.

Как правило, это потребует немедленной полной остановки работы, по крайней мере, с частичной остановкой установки и сбросом давления, и в большинстве случаев углеводороды удаляются в максимально возможной степени в кратчайшие сроки, определяемые срочностью или аварийной ситуацией.

Система аварийного останова является частью ИСУ. Все основные технологические установки оснащаются системами программируемых логических контроллеров (ПЛК) с тройной модульной избыточностью (ТМИ) с логической схемой «2 из 3». 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 производится без прерывания работы.

Системы останова являются автономными, находятся в блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи и в здании главной операторной при необходимости, и обеспечиваются первичными чувствительными элементами и конечными исполнительными устройствами. Информация (сигналы тревоги, пуск/останов электродвигателей, открытие/закрытие клапанов) и средства ручной активации (блокировка, сброс, тестовые нажимные кнопки) выведены на станции управления РСУ через шины обмена данными. Ручная активация АО производится путем нажатия жестко смонтированных кнопок на пульте управления РСУ. Все системы аварийного останова оснащаются индикатором причины автоматической остановки и самописцем последовательности событий (СПС).

Системы АО обеспечиваются выключателями перерегулирования для техобслуживания для проведения ремонта / калибровки первичных элементов без останова. Клапаны АО обеспечены оперативной системой работы с неполным ходом для периодических проверок фактического хода клапанов.

Пуск оборудования возможен только после ручного сброса. Предусмотрены средства перехода на ручное управление при пуске, а также автоматические средства возврата в исходное состояние после выхода на нормальный рабочий режим.

Системы АО имеют отказобезопасную конфигурацию, при которой отказ системы или контуров защиты технологического процесса приводит к переходу в безопасное состояние. Требования отказобезопасности не распространяются на выключатели перерегулирования для техобслуживания и местные индикаторные лампы.

Система АО передает данные в РСУ для оповещения оператора о статусе установки. Предусмотрены динамически обновляемые причинно-следственные диаграммы и передача данных системы АО/ПиГ на рабочую станцию оператора РСУ. Рабочие станции РСУ могут быть оборудованы средствами сброса АО/ТО. Возможность дистанционного сброса после АО, данная оператору, накладывает на оператора дополнительные обязательства. АО Уровня 2 может быть сброшена дистанционно. Перед сбросом АО необходимо на месте установить причины АО и убедиться, что эти причины устранены и обеспечена безопасность повторного пуска.

При отказе подачи воздуха КИП на клапаны АО клапаны АО переходят в безопасное положение.

САО используется в следующих целях:

- Защита персонала;
- Охрана окружающей среды;

- Сведение к минимуму производственных потерь и ущерба активам.

Система АО достигает этих целей за счет:

- Автоматического обнаружения нештатных условий работы или неисправного состояния оборудования;
- Автоматического реагирования на возникновение опасных технологических условий путем обесточивания электрического оборудования, останова и (или) отключения технологического оборудования и, при возможности, отключения и сброса давления из установки для предотвращения последствий таких нештатных условий;
- Ручного инициирования работы САО;
- Реагирования на возникновение пожара или присутствие газа, обнаруженное системой ПиГ;
- Включения звуковой или световой сигнализации для соответствующего оповещения оператора и (или) прочего персонала;
- Применения систем, проверки технического состояния которых могут производиться без производственных потерь, насколько это целесообразно.

Целями системы аварийного сброса давления являются:

- Отвод технологической среды (только газ) при возникновении аварийной ситуации;
- Недопущение избыточного давления в оборудовании установки, вызванное нагревом при пожаре;
- Снижения опасности последствий утечки;
- Безопасной утилизации отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Система аварийного останова и сброса давления состоит из:

- Специальных технологических датчиков с собственными технологическими отводами и импульсными линиями (при необходимости);
- Отсекающих клапанов;
- Факельных коллекторов.
- Клапаны сброса, ведущие к факельным оголовкам.

Различают следующие уровни аварийного останова:

- АО 1а - при ручном управлении из центральной диспетчерской, потере воздуха КИП, высоком уровне в факельном сепараторе высокого или низкого давления. Ручное инициирование сброса давления;
- АО 1b - подтвержденным обнаружением газа в технологических зонах.
- АО 2 - ручными кнопками в центральной диспетчерской или участке, подтвержденный пожар в технологической зоне, автоматическое инициирование отключения критических параметров процесса.
- АО 3 (или отключение процесса) - с помощью ручных кнопок, нарушений процесса и потери среды уплотнения компрессора.

11.1.1 Установка 330. Аварийный останов

Установка 330 Очередь 1 (абсорбер амина) находится в Разделе 6 для сброса и сгруппирован с Разделом 4 (установка 300) и Секцией 5 (установка 300) в Зоне 'D'. Установка 330 Очередь 2 (абсорбер амина) находится в Разделе 52 и сгруппирован с разделом 50 (установка 300) и разделом 51 (установка 300) в зоне L. Подробное описание конструкции системы сброса см. в [E.144,145].

Раздел 6 и раздел 52 сбрасывают давление до 6,9 бар за 17 минут. Ослабление самых строгих критериев API 521 для увеличения продолжительности сброса на 2 минуты допускается на следующей основе

Абсорбер амина (и связанный с ним трубопровод) имеет толщину стенки более 1 дюйма, толщину, на которой основано руководство API 521 (раздел 3.19.1) для снижения давления до половины расчетного давления за 15 минут. Если бы этот критерий был принят, то амортизатор амина будет сброшен до 40 бар за 15 минут. Увеличение продолжительности сброса всего на 2 минуты до 6,9 бар за 17 минут позволяет достичь давления примерно 9 бар за 15 минут.

Раздел 6 физически определяется следующими клапанами АО:

- 3001-ESV-010
- 3001-ESV-015
- 3001-ESV-018
- 3001-ESV-021
- 3301-ESV-001
- 3301-ESV-002
- 3301-ESV-003
- 3301-ESV-006
- 3301-ESV-007
- 3301-ESV-009
- 3301-ESV-010
- 3301-ESV-015
- 3301-ESV-033
- 3301-ESV-034
- 3301-ESV-037
- 3301-ESV-038

Раздел 52 физически определяется следующими клапанами АО:

- 3002-ESV-010
- 3002-ESV-015
- 3002-ESV-018
- 3002-ESV-021
- 3302-ESV-001
- 3302-ESV-002
- 3302-ESV-003
- 3302-ESV-006
- 3302-ESV-007
- 3302-ESV-009
- 3302-ESV-010
- 3302-ESV-015
- 3302-ESV-033
- 3302-ESV-034
- 3302-ESV-037
- 3302-ESV-038

(КАСД) Клапан аварийного сброса давления в составе Установки 330:

Устройство разгерметизации	Защищаемое оборудование	Пиковая скорость снижения давления, кг/сек	Размер клапана
3301/2-EDV-004	Аминовый абсорбер	130,6	10" шаровой кран
3301/2-EDV-036	Аминовый абсорбер	Примечание 1.	12" шаровой кран

См. [Е.144,145]

Примечание -1. Скорость снижения давления - это комбинированная скорость для EDV-004 и EDV-036.

При останове наблюдаются следующие взаимодействия Установки 330 с другими участками:

Очередь 1

- АО 1а - Продувка выполняется с помощью ручной активации кнопки 9800-EHS-018 или 9800-EHS-023
- АО 1а - Останов- активируется потерей воздуха КИП, критически высоким уровнем в факельном сепараторе высокого или низкого давления или ручным нажатием кнопки EHS-001.
- АО 1b - Останов - активируется «Подтвержденным газом в технологической зоне»
- АО 2 - Останов - активируется «Подтвержденным пожаром в технологической зоне» или ручным нажатием кнопки А1-3301-EHS-030А / В

Очередь 2

- АО 1а - Продувка выполняется с помощью ручной активации кнопки 9800-EHS-026 или 9800-EHS-023
- АО 1а - Останов- активируется из-за потери воздуха КИП, высокого уровня в факельном сепараторе или ручной активации кнопки EHS-001
- АО 1b - Останов - активируется «Подтвержденным газом в технологической зоне»
- АО 2 - Останов - активируется «Подтвержденным пожаром в технологической зоне» или ручным нажатием кнопки А1-3302-EHS-030А / В

11.2 КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)

При внезапном отключении электроэнергии на короткий период, ни один из переключателей не меняет своего положения, чтобы при восстановлении питания возобновилась нормальная работа. Все электродвигатели набирают обороты и технологический процесс не нарушен.

При отключении одного из фидеров шины автоматически переключаются. Электродвигатели высокого напряжения должны быть запущены вручную. Электродвигатели низкого напряжения либо запускаются автоматически по группам, и приоритет при этом определяется технологическими требованиями, или вручную.

11.3 ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (НА ПЕРИОД ОТ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)

Если через 5 секунд питание не восстанавливается, ранее установленные уставки для пуска двигателей, сбрасываются.

Если отключение питания длится менее одной минуты, все низковольтные электродвигатели запускаются вручную в определенной последовательности. В этом случае можно избежать полного отключения, направить выходную продукцию в линию некондиционного продукта и восстановить переменные технологического процесса. Если отключение питания длится более одной минуты, необходимо принять меры в соответствии с планом ликвидации аварий.

11.4 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Отсутствие питания на обоих фидерах рассматривается как полное отключение питания. В данном случае все потребители отключены от электропитания. Для подачи питания к технологическому оборудованию, которое может быть использовано для безопасного останова, аварийного освещения и систем управления технологическим процессом.

При полном отключении питания система управления установкой переключается на питание от аккумуляторных батарей (в течение 1 часа эксплуатации). Данные, полученные в течение этого часа, сохраняются в памяти системы и клапаны остаются в положении, в котором они находились до останова. В течение данного периода систему необходимо перевести в безопасное положение.

Отключение электропитания в системе топливного газа приведет к остановке перегревателей.

В дополнение к вышеуказанному, отключение электропитания вызовет включение электрических теплоспутников. Если, как ожидается, нарушение продлится более 4 часов, а температура ниже точки замерзания, установка должна быть полностью дренирована, чтобы не допустить поломок оборудования.

11.5 ПРЕКРАЩЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИП

В случае сбоя в системе подачи воздуха КИП будет инициировано отключение клапана АО 1, и все регулирующие клапаны и клапаны АО перейдут в безопасное положение.

12. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ВЫБРОСЫ. МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ**12.1 ОТХОДЫ**

Во время эксплуатации установки 330 возможно образование производственных отходов, сточных вод и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Образование отходов будет учитываться на этапе технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта. Типы отходов представлены в таблице ниже:

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Метод утилизации
Нефтешлам (отходы после скребкования)	-	При работах по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер с заливаемой сверху водой с последующей передачей третьей стороне.
Нефтесодержащие отходы	-	При работах по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер с последующей передачей третьей стороне.
Остатки химических реагентов (жидкие)	-	При работах по техническому обслуживанию или аварийных ситуациях	Сбор в соответствии с Ссылка [Е.104-105] и передача третьей стороне

12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ

Все сточные воды, образующиеся в ходе технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта, будут утилизироваться в соответствии с действующим Планом управления отходами и сточными водами компании.

Описание	Объем, м³/год	Период	Метод утилизации
Промышленные стоки - поверхностные воды		Периодически	Отправлены на дополнительную очистку на очистные сооружения Компании

12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

Каждая из двух технологических линий Установки 330 имеет один источник летучих выбросов: летучие выбросы от клапанов и фланцевых соединений: APS № 6300 и 6301 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества на Установке 330: сероводород, сероуглерод, монооксид углерода, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, моноэтаноламин, насыщенные углеводороды C₁₂-C₁₉.

НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	ОБЪЕМ ЭМИССИЙ, тонн/год*	СПОСОБЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ	ЧАСТОТА	СКОРОСТЬ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, мг/ст.м³**	ПРИМЕЧАНИЕ
НЕОРГАНИЗОВАННЫЕ ВЫБРОСЫ					
Сероводород	0.7320710		НЕПРЕРЫВНО	н/д	2023
Дисульфид углерода	0.0000098				2023
Оксид углерода	0.000000004				2023

НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	ОБЪЕМ ЭМИССИЙ, тонн/год*	СПОСОБЫ НЕЙТРАЛИЗА ЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ	ЧАСТОТА	СКОРОСТЬ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩ ИХ ВЕЩЕСТВ, мг/ст.м ^{3**}	ПРИМЕ ЧАНИЕ
Углекислый кислород	0.0001006				2023
Насыщенные углеводороды C1- C5.	1.4644602				2023
Насыщенные углеводороды C6- C10.	0.0560896				2023
Бензол	0.0047924				2023
Ксилол	0.0001326				2023
Толуол	0.0069906				2023
Этилбензол	0.0000198				2023
Бутилмеркаптан	0.0000354				2023
Метилмеркаптан	0.0004276				2023
Пропилмеркаптан	0.0000756				2023
Этилмеркаптан	0.0001772				2023
Моноэтаноламин	6.1823454				2023
Насыщенные углеводороды C ₁₂ - C ₁₉	18.2428564				2023

13. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Эта глава содержит табличные списки сосудов, насосов, теплообменников и другого оборудования. Регулирующие клапаны и предохранительные клапаны также включены. Более подробную информацию можно найти в соответствующих технических паспортах оборудования, руководствах по эксплуатации, руководствах по техническому обслуживанию и т.д.

Технологическое оборудование Маркировка на СТИП	кол-во	Изготовитель	Материал	Проектные данные (паспорт)		Общие размеры мм	
				Р _{расчетное} , бар(изб)	Т _{проектн.} , °C	Внут.Диаметр	Длина/Ширина
1	2	3	4	5	6	7	8
A1-330-ZQ-101/201 (Фильтры-коагуляторы)	2	Indian Sugar and General Engineering Co.	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка 316L	80	100 / -36	3200	8300
A1-330-VJ-101/201 (Абсорбер амина)	2	TOO «G&G International (PCP Интернэшнл)»	Корпус – SA516 GR 70 Тарелки/Внутр. элементы - нерж. ст. 316L	80	100 / -36	5000	31870
A1-330-VN-105/205 (Отбойный сепаратор обессеренного газа)	2	Il Sung Engineering Co. Ltd	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка-SS 316L	80	100 / -36	2900	7500
A1-330-VJ-103/203 (Абсорбер очищенного газа)	2	Adyard Abu Dhabi LLC	Уплотнения - нерж. ст. 316L	15,4	100 / -36	3600/ 5000	31870
A1-330-VH-101/201 Сепарационный сборник насыщенного амина	2	Adyard Abu Dhabi LLC	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка-SS 316L	15,4	100 / -36	4000	13000
A1-330-VJ-102/202 Регенератор амина	2	KNM Технологические Системы	Корпус – SA516 GR 70 с плакировкой из нерж. ст. 316L Тарелки/Внутр. элементы - нерж. ст. 316L	3,5	150 / -36	4500/ 6500	36100
A1-330-NA-102/202 A/B/C/D/E Ребойлеры регенератора амина	8	Ofmeco	Корпус - SA516 GR 70, Трубки – SA 213 TP 316L	3,5	160 / -36	1600/ 2290	8300
A1-330-NC-101/201 A/B/C/D/E/F/G/H/J/K/L/M/N/P/Q/R/S/T Конденсаторы регенератора амина	36	Korea Heat Exchanger Ind. Co.Ltd	Коллектор – SA 240 GR 316L Трубка – SA 213 GR 316L Ребро - алюминий	10,2	150 / -36		
A1-330-TB-101/201 (Резервуар для хранения амина)	2	TOO «MSS Company»	Корпус – SA 516 GR 60 Внутр. элементы/Нагреват. змеевик – нерж. ст. 316L	7/20 мбар(из б)	75 / -36	13000	10000

Технологическое оборудование Маркировка на СКИП	кол- во	Изготовитель	Материал	Проектные данные (паспорт)		Общие размеры мм	
				Р _{расчетное} , бар(изб)	Т _{проектн.} , °C	Внут.Диа метр	Длина/Шири на
1	2	3	4	5	6	7	8
A1-330-ZV-101/201 (Основной аминовый фильтр)	2	Facet International UK Ltd.	Корпус – SA 516 GR 70 Внутр. элементы / опора фильтр. элемента – нерж. ст. 316L	8,7	75 / -36	2450	5075
A1-330-ZN-101/201 Угольный фильтр	2	Facet International UK Ltd.	Корпус – SA 516 GR 70 Внутр. элементы / опора фильтр. элемента – нерж. ст. 316L	8,7	75 / -36	1500	5000
A1-330-ZL-101/201 (Патронный фильтр)	2	SPX International Ltd	Корпус – SA 516 GR 70 Внутр. элементы / опора фильтр. элемента – нерж. ст. 316L	8,7	75 / -36	488	1900
A1-330-TC-103/203 (барабан предварительного покрытия отделения фильтрации)	2	Facet Industrial UK Ltd	Корпус - SA516 GR 70, Внутр. элементы - SA 240 316L	атм	75/ -36	2000	5000
A1-330-VA-102/202 (Емкость для сбора углеводородов с поверхности)	2	Indian Sugar and General Engineering Co.	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка 316L	3,5	100/ -36	1200	3600
A1-330-VA-101/201 (Емкость приямка амин)	2	Indian Sugar and General Engineering Co.	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка 316L	3,5	150/ -36	3000	8500
A1-330-VN-103/203 (емкость для орошения)	2	Indian Sugar and General Engineering Co.	Корпус - SA516 GR 70, Внутренняя оснастка 316L	3,5	150/ -36	3300	10 000
A1-330-VN-102/202 A/B (Уравнительный резервуар пароконденсата)	2	Adyard Abu Dhabi LLC	Корпус – SA516 GR70	6FV	185/ -36	3000	8500

Таблица 13.1 - Установка 330 колонны и емкости

Примечание: Данные в таблице ниже также применимы к ТЛ 2

Технологическое оборудование Маркировка на СКИП	кол- во	Материал	Проектные данные (паспорт)		Размеры, мм		
			Р _{расчетное} , бар(изб)	Т _{проектн.} , °C	Ш	Д	В
1	2	3	4	5	6	7	8
A1-330-HB-101/201A/B/C (теплообменника насыщен./полурегенер. амина)	3	Пластины S.S 316 л Скобы/опоры SA516Gr60/ S355NL	15,4	150 / -36	1035	2864	2534
A1-330-HB-102/202 A/B/C (Теплообменники «насыщенный/регенерированный амин»)	3	Пластины – нерж. ст. 316L Рамы – SA 516 GR 60	15,4	150 / -36	980	2805	2323

Таблица 13.2 – Установка 330 теплообменники

Примечание: Данные в таблице ниже также применимы к ТЛ 2

Технологическое оборудование Маркировка на СКИП	кол- во	Изготовитель	Материал	Проектные данные (паспорт)		Размеры, м	
				Р _{расчетное} , бар(изб)	Т _{проектн.} , °C	Ш	Д
1	2	3	4	5	6	7	8
A1-330-HC-102/202 A/B/C/D/E/F/G/H/J/K/L/M/N/P/Q/R (Semi Lean Amine Coolers)	16	Korea Heat Exchanger Ind. Co. Ltd., Korea	Коллектор – SA 240 GR 316L Трубка – SA 213 GR 316L Ребро - алюминий	10	120 / -36	2,94	13,0
A1-330-HC-103/203 A/B/C/D/E/F/G/H/J/K/L/M/N/P/Q/R (Lean Amine Coolers)	16	Korea Heat Exchanger Ind. Co. Ltd., Korea	Коллектор – SA 516 GR 60 Трубка – SA 179 Ребро - алюминий	6,9	120/ -36	2,68	13,0

Таблица 13.3 – Установка 330 воздушный холодильник

Примечание: Данные в таблице ниже также применимы к ТЛ 2

Технологическое оборудование Маркировка на СКИП	Кол- во	Материал	Р _{расчетное} , бар(изб)	Р _{вх} , бар	Р _{вых} , бар(а)	Т _{проектн.} , °C	Т _{потока} , °C	Плотность, кг/м³	Объем	Тип насоса
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
A1-330-PA-104/204 A/B/C (Насосы регенерированного амин ВД)	3	Casing –A352-LCB Impeller – A351-CF3M	93,67	10,6	73,3	65 / -36	50	1034,1	335 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-101/201 A/B/C (Бустерные насосы регенерированного амина)	3	Casing – A352 LCB Impeller – A743 CF3M	17	1,02	11,6	75 / -36	50	1034,2	360 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-115/215 A/B	2	Casing –A351-CF3M Impeller – A351-CF3M	42	1,7	5,3	110/ -36	88,7	1007	1010 м³/ч	центробежный

Технологическое оборудование Маркировка на СТИП	Кол-во	Материал	P _{расчетное} , бар(изб)	P _{вх} , бар	P _{вых} , бар(а)	T _{проектн.} , °C	T _{потока} , °C	Плотность, кг/м³	Объем	Тип насоса
(Циркуляционные насосы регенерированного амина)										
A1-330-PA-102/202 A/B (Насос полурегенерированного амина ВД)	2	Casing –A351-CF3M Impeller – A743-CF3M	99	4,5	73	75/ -36	50	1024	800 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-116/216 A/B (Циркуляционные насосы полурегенерированного амина)	2	Casing –A351-CF3M Impeller – A351-CF3M	42	3,1	6,6	110/ -36	89	1007	820 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-107/207 A/B (Фильтрационные насосы амина)	2	Casing –A352-LCB Impeller – SS 316L	42	Атм	7	75 / -36	50	1034	150 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-111/211 A/B (Водяные циркуляционные насосы)	2	Casing –A52LCB Impeller – A351 CF3M	100	69,7	72,5	100/ -36	50	986	45 м³/ч	центробежный
A1-330-PB-114/214 A/B (Насосы впрыска подпиточной воды)	2	Cylinder – SS 316L Liner – Ceramic Plunger/Piston – SS 316L	90	6	72,5	75/ -36	5-15	1001	10 м³/ч	поршневой
A1-330-PA-105/205 A/B (Насосы орошения)	2	Casing –A351-CF3M Impeller – A351-CF3M	19	3,0	8,5	120/ -36	89	964	1200 м³/ч	центробежный
A1-330-PD-101/201 (непрерывный дозировочный насос противопенной присадки)		SS 316Ti Nodular CI (JS1025:GJS 400-18LT)	4	0,11	3,11	45/-36	20-30	1007		
A1-330-PD-109/209 (периодический дозировочный насос противопенной присадки)		SS 316Ti Nodular CI (JS1025:GJS 400-18LT)	4	0,51	3,51	45/-36	20-30	1007		
A1-330-PH-101/201 (насос в прямке амина)	1	Casing –A351 CF 3M Impeller – A351 CF 3M	14,8	1	8,2	150/ -36	Окр.среда/1 50	1034	60 м³/ч	вертикальный погружной
A1-330-PD-110/210 (Разгрузочный насос химикатов)	1	Body – (CF3M) SS 316L Diaphragm – PTFE (TEFLON)	3			75 / -36			3 м³/ч	
A1-330-PA-108/208 (Насос предварительной намывки фильтрационного слоя)	1	Casing –A352-LCB Impeller – SS 316L	40	1,0	7	75/ -36	Ambient	1034	130 м³/ч	центробежный
A1-330-PA-112/212 A/B (Насосы блока очистки от COS (будущий насос))	2	Casing –SS 316L Impeller – SS 316L	37,1	1,02	29	75/ -36	50	1034,2	27,5 м³/ч	

Таблица 13.4 - Установка 330 центробежные насосы

Маркировочные номера на чертеже	Местоположение	Тип клапана	Действие
1	2	3	4
3301-LCV-013	A1-3301-PL-003-2"-C11-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-LCV-001	A1-3301-PL-002-4"-C11-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-002	A1-3301-AM-003-16"-C18-WN	Шаровой	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
3301-PCV-309	A1-3301-TG-019-3-C13	Саморегулирующийся- шаровой	Закрывающийся при отказе системы управления
3301-FCV-004	A1-3301-AM-035-16"-C15-WN	Шаровой	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
3301-LCV-035	A1-3301-AM-006-16"-C15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-LCV-005A	A1-3301-AM-006-14"-C15-WN	Дисковый	Закрывается при отказе
3301-LCV-005B	A1-3301-AM-006-16"-C15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-005	A1-3301-FH-032-16"-C18-WN	Шаровой	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
3301-LCV-009	A1-3301-AM-030-3"-B15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-LCV-015	A1-3301-AM-036-2"-C15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-006	A1-3301-AM-040-4"-A18-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-PCV-019	A1-3301-FL-029-6"-A11-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-PCV-020	A1-3301-TG-026-4"-A18-HC	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-055	A1-3301-AM-326-30"-A15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-056	A1-3301-AM-238-30"-A15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-PCV-076A	A1-3301-GA-007-30"-A17-HC	Дисковый	Закрывается при отказе
3301-FCV-010	A1-3301-AM-094-18"-A18-WN	Шаровой	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
3301-PCV-039	A1-3301-GA-001-30"-A17-HC	Дисковый	При отказе открывается
3301-PCV-310	A1-3301-TG-060-3-C13	Саморегулирующийся- шаровой	Закрывающийся при отказе системы управления
3301-PCV-076B	A1-3301-UN-013-2"-A21	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-008	A1-3301-LS-291-30"-A25-HC	Дисковый	Закрывается при отказе
3301-FCV-014	A1-3301-TW-017-2"-A05-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-009A	A1-3301-AM-166-6"-C18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-009B	A1-3301-AM-167-6"-C18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-009C	A1-3301-AM-168-6-C18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-TCV-028	A1-3301-LS-078-2-A25-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-PCV-110	A1-3301-UN-006-2-A21	Саморегулирующийся- шаровой	
3301-FCV-012	A1-3301-AM-080-6-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-TCV-081	A1-3301-LS-046-2-A25-WN	Шаровой	Закрывается при отказе

Маркировочные номера на чертеже	Местоположение	Тип клапана	Действие
1	2	3	4
3301-TCV-030	A1-3301-LS-289-2-A25-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-TCV-046	A1-3301-LS-290-2-A25-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-023A	A1-3301-AM-213-6-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-023B	A1-3301-AM-215-6-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-023C	A1-3301-AM-218-6-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-LCV-029	A1-3301-AM-026-4-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-017A	A1-3301-AM-171-10-C15-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-017B	A1-3301-AM-172-10-C15-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-024	A1-3301-AM-001-4-C15-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-026A	A1-3301-AM-351-10-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-026B	A1-3301-AM-391-10-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-027A	A1-3301-AM-409-10-A15-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-027B	A1-3301-AM-393-10-A15-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-FCV-018	A1-3301-AM-202-2-B18-WN	Шаровой	При отказе открывается
3301-LCV-023	A1-3301-AM-055-16-A18-WN	Дисковый	Закрывается при отказе
3301-LCV-037A	A1-3301-LC-004-8-A25-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-LCV-037B	A1-3301-LC-011-8-A25-WN	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-HCV-045	A1-3301-TG-065-16-C18-HC	Шаровой	Закрывается при отказе
3301-FCV-028	A1-3301-AM-500-10-A18-WN	Шаровой	При отказе открывается

Таблица 13.5 - Перечень регулирующих клапанов

Местоположение	Маркировочный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищенного оборудования, бар	Предустановленное давление пружины, бар	Направление сброса
1	2	3	4	5	6
A1-3301-RG-004-6-C11-HC	3301-PSV-107	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	80	80	На факел ВД
A1-3301-RG-011-6-C11-HC	3301-PSV-108	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	80	80	На факел ВД
A1-3301-FH-007-6-A11-WN	3301-PSV-009	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	80	80	На факел ВД
A1-3301-FH-031-6-A11-WN	3301-PSV-010	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	80	80	На факел ВД
A1-3301-TG-013-16-A18-HC	3301-PSV-113	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	На факел ВД

Местоположение	Маркировочный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищенного оборудования, бар	Предустановленное давление пружины, бар	Направление сброса
1	2	3	4	5	6
A1-3301-TG-014-16-A18-HC	3301-PSV-114	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	16,17	На факел ВД
A1-3301-TG-057-16-A18-HC	3301-PSV-109	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	На факел ВД
A1-3301-AD-045-2-B15-WN	3301-PSV-024A	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AD-046-2-B15-WN	3301-PSV-024B	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AD-157-2-B15-WN	3301-PSV-024C	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-FL-035-2-A11-WN	3301-PSV-313	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	6,9	6,9	В факел НД
A1-3301-GA-009-16-A17-HC	3301-PSV-037	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	3,5	3,5	В факел НД
A1-3301-GA-004-16-A17-HC	3301-PSV-038	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	3,5	3,7	В факел НД
A1-3301-GA-003-16-A17-HC	3301-PSV-043	С уравнивающим сильфоном, с закрытой крышкой и полнопроходной	3,5	3,5	В факел НД
A1-330-TB-101 (Резервуар для хранения амина)	3301-PSV-059	Сброс давления и вакуума	Давление: 0,02 Вакуум: -0,007		Атмосфера
A1-3301-AM-178-3-A18-WN	3301-PSV-063	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	7,7	7,7	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AM-174-2-A18-WN	3301-PSV-067	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	7,7	7,7	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AM-176-2-A18-WN	3301-PSV-070	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	7,7	7,7	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AD-097-3-B15-WN	3301-PSV-030A	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина

Местоположение	Маркировочный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищенного оборудования, бар	Предустановленное давление пружины, бар	Направление сброса
1	2	3	4	5	6
A1-3301-AD-098-3-B15-WN	3301-PSV-030B	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-AD-099-3-B15-WN	3301-PSV-030C	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	15,4	15,4	В закрытую дренажную систему амина
A1-3301-LS-002-3-A25-WN	3301-PSV-119A	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	6	6	Атмосфера
A1-3301-LS-020-3-A25-WN	3301-PSV-119B	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	6	6	Атмосфера
A1-3301-LS-004-3-A25-WN	3301-PSV-120A	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	6	6	Атмосфера
A1-3301-LS-021-3-A25-WN	3301-PSV-120B	Стационарный, с закрытой крышкой и полнопроходной	6	6	Атмосфера
A1-3301-TW-022-2-A05-WN	3301-PSV-124	Условный	80	80	Атмосфера
A1-3301-TW-020-2-A05-WN	3301-PSV-125	Условный	80	80	Атмосфера

Таблица 13.6 - Перечень клапанов сброса давления

14. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, РЕГЛАМЕНТОВ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ**

- Должностная инструкция супервайзера установки 330.
- Должностная инструкция старшего инженера-технолога / инженера по производственным операциям.
- Должностная инструкция инженера-технолога / инженера по производственным операциям.
- Должностная инструкция старшего оператора технологических процессов / оператора установки.
- Должностная инструкция оператора технологических процессов / оператора производственной установки.

14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

См. [Е.91]

14.3 ПРОЦЕДУРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

См. [Е.117-137]; [Е.163-190]

14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

№	Инструкции по технике безопасности и нормативная документация
1	Правила безопасности при проведении огневых работ 01-H20-GL-00723-00
2	Программа мониторинга производственных операций на наземном комплексе HSE-H40-PL-0001-000
3	Минимальные требования и стандарты СИЗ 01-H20-GL-01846-000
4	Процедура управления и использования средств индивидуальной защиты органов дыхания CER-O40-PR-0002-000
5	Процедура расследования происшествий и отчётности 01-H26-PR-01058-000
6	Описание технологического процесса на месторождении Кашаган (ознакомление с опасными факторами на отдельных установках) KE01-A1-000-AK-R-ZZ-0001-000
7	Система выдачи нарядов-допусков на производство работ 01-H20-GL-02172-000
8	Руководство по контролю опасных для здоровья веществ 01-H40-GL-00914-000
9	Инспекция и техническое обслуживание противопожарного оборудования 01-O44-радиуправляемые-00498-00
10	Руководство по оценке и управлению рисками для здоровья человека 02-H40- GL-00874-00
11	Процедура управления рисками 02-G00-PR-00358-000
12	Отключение от источника энергии 01-O20-GL-00218-000
13	Уполномоченное лицо по отбору проб воздушной среды 01-H20-GL-00275-000
14	Процедура эксплуатации клапанов, опломбированных в нормально открытом/закрытом положении AMP-T01-PR-0004-000
15	Правила электробезопасности HSE-T64-PR-0001-000
16	Блокировка систем безопасности AMP-O01-PR-0007-000
17	Процедура управления изменениями проекта MCP-T71-PR-0001-000
18	Процедура входа в замкнутое пространство HSE-H20-PR-0007-000
19	Основные принципы эксплуатации и технического обслуживания FIM-T14-YT-0001-000

20	Работы на высоте 01-H01-GL-01439-000
21	План ликвидации аварий на наземном комплексе GEN-O40-PL-00657-000
22	Руководство по контролю усталости и обеспечению бытовых условий для работников на объектах компании HSE-16-GL-0008-000
23	Правила безопасности при проведении грузоподъемных и такелажных работ HSE-H20-PR-0002-000
24	Руководство по жизненно важным правилам 01-H25-GL-01800-000
25	Руководство по ликвидации разливов химических веществ на наземном комплексе 01-O44-GL-00690-000
26	Процедура оказания экстренной медицинской помощи CER-K16-PR-0006-000
27	Управление радиационной защитой HSE-K16-PR-0003-000
28	Процедура по предотвращению разливов HSE-H30-PR-0004-000
29	Безопасность производственной деятельности – передача смены- AMP-O01-PR-0003-000

14.5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

- Подготовка оборудования к техническому обслуживанию;
- Общее разрешение на работу;
- Система блокировки/маркировки;
- Отключение оборудования и открытие линий;
- Строительные леса;
- Ремонтные работы без прекращения эксплуатации (на резервуарах, трубопроводах, установках и т.д.);
- Интегрированный план ликвидации чрезвычайных ситуаций.

15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ

15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)

См. [Е.96-103]

15.2 СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИПИИ)

См. [Е.1-88]

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

Термин/сокращение/аббревиатура	Разъяснение / определение
CAS	Chemical Abstracts Service Справочный номер химического вещества
БПК	Биохимическая потребность в кислороде
БПТГ	Блок подготовки топливного газа
БСД	Будет сообщено дополнительно
ГВГ	Генератор восстановительного газа
ДЭА	Диэтаноламин
ЗСГ	Закачка сырого газа
КГМИ	Компримирование газа мгновенного испарения
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ОВКВ (HVAC)	Отопление, Вентиляция и Кондиционирование Воздуха
ОПР	Опытно-промышленная разработка
ОПУ	Оператор пульта управления
ОПУ	Оператор пульта управления
ОУ	Оператор Установки
ПБМ	Паспорт безопасности материала
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПЛП	Площадка логистической поддержки
ПОТП	Площадка обеспечения технологического процесса
ППК	Пружинный предохранительный клапан
ПРЖТО	Площадка размещения жидких технологических отходов
ПТС	Принципиальная технологическая схема
ПУД	Пульт Управления Двигателем
ПУД	Пульт управления двигателем
ПУОФП	Процесс управления опасными факторами и их последствиями
ПЦНУ	Практически целесообразный низкий уровень
РОММП	Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия
РСУ	Распределенная система управления
РСУ	Распределенная система управления
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СТКИП	Схема трубопроводов и КИПиА
ТГЛЧС	Тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций
ТЛ	Технологическая линия
УИП	Уведомление об изменении проекта
УИС	Установка извлечения серы
УЛОПВС	Уполномоченное лицо по отбору проб воздушной среды
УОХГ	Установка очистки хвостовых газов
ХПК	Химическая потребность в кислороде
ЦД	Центральная Диспетчерская
ЦД	Центральная диспетчерская
ЭДИ	Электродеионизация
ЭСОД	Электронная система организации документации
ЭУИ	Электронное управление изменениями