

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ ¹ : Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА ¹ : Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА ² : 07-001-RC-00831-000	ДАТА ВЫПУСКА ³ : 29.11.2023г.	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 установок дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ (Установки 310, 340, 320 и 321)

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 установок дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ, 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



29.11.2023г.

Составитель документа: Алимжан Кадыров
Составитель технической документации



29.11.2023г.

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



29.11.2023г.

Утверждающее лицо: Руслан Давлетов
Менеджер по производственным операциям



29.11.2023г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	6
1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	7
2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ	8
2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР	8
3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	9
3.1 НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА, КГО НАЗНАЧЕНИЕ, ГОД ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	9
3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ	9
3.3 НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ, РАЗРАБОТЧИК И ИСПОЛНИТЕЛЬ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	11
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ, ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	12
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДАВАЕМОГО СЫРЬЯ	12
4.1.1 Входящие потоки в установки	12
4.2 СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ	17
4.3 СИСТЕМЫ ИНЖЕНЕРНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	18
4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АБСОРБЕНТЫ, АДРСОРБЕНТЫ, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	18
4.4.1 Химические реагенты	18
4.4.2 Общее описание системы инженерного обеспечения	20
5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	22
5.1 УСТАНОВКА 310 – УСТАНОВКА ДЕГИДРАТАЦИИ ГАЗА - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	22
5.2 УСТАНОВКА 340 – УСТАНОВКА КОНТРОЛЯ ТОЧКИ РОСЫ - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	27
5.3 УСТАНОВКА 320 – УСТАНОВКА ИЗВЛЕЧЕНИЯ СУГ - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	29
5.4 УСТАНОВКА 321 – УСТАНОВКА ОЧИСТКИ СУГ – ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	35
5.4.1 Процесс дегидратации СУГ	35
5.4.2 Процесс удаления меркаптанов СУГ	42
5.5 УСТАНОВКА 601 – БЛОК ЗАКАЧКИ МЕТАНОЛА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА (А1-601-ХХ-101)	46
6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	47
6.1 ОБЩИЕ РЕГУЛЯРНЫЕ ПРОВЕРКИ	47
6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ	48

6.2.1	Содержание влаги в очищенном газе на установку 340	48
6.2.2	Распределение потока между 3401-НН-101 and 3401-НН-102	48
6.2.3	Температура газа на выходе из турбодетандера	49
6.2.4	Уставка регулятора расхода 3401-FIC-006	49
6.2.5	Гидраты	49
6.2.6	Температура нижней части колонны деэтанизатора	50
6.2.7	Содержание меркаптанов в СУГ	50
6.2.8	Температура нижней части фракционной колонны СУГ	50
6.3	ЗИМНЯЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ	50
6.4	КОНТРОЛЬ КОРРОЗИИ	51
6.5	СТАНДАРТНЫЕ РЕЖИМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УСТАНОВОК	51
7.	КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	65
7.1	АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	65
7.2	ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИИ	72
7.3	УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ СИГНАЛАМИ	72
7.3.1	Приоритеты	72
7.3.2	Подтверждение аварийного сигнала	73
7.3.3	Подавление аварийных сигналов	73
7.3.4	Повторная генерация аварийных сигналов	73
7.3.5	Аварийные сигналы системы АО и ПиГ при первом включении	73
7.3.6	Блокировка системы АО	74
7.3.7	Перечень аварийных сигналов и отключений	74
8.	ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	95
8.1	НОРМАЛЬНЫЙ ЗАПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ	95
8.2	ЗАПУСК УСТАНОВОК 310/340/320/321	97
8.2.1	Запуск установок 310/340/320/321	97
8.2.2	Подключение инженерных сетей и дренажной системы	98
8.3	ПРОЦЕДУРА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	98
8.4	ПОВСЕДНЕВНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ	98
8.5	ОСТАНОВ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ	99
8.5.1	Координирование	100
9.	НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ	101
9.1	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	101
9.2	ПРОВЕРОЧНЫЙ ЛИСТ ПО ПОИСКУ И УСТРАНЕНИЮ НЕИСПРАВНОСТЕЙ НА УСТАНОВКАХ 310, 340, 320 и 321	102
10.	БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	105
10.1	ОСНОВНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	106

10.2	ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ СБОРА ПО ПОЖАРООПАСНОСТИ И ВЗРЫВООПАСНОСТИ	106
10.3	ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ТОКСИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	107
10.4	ТОКСИКОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО УСЛОВИЯМ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ - МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	109
10.4.1	Сероводород (H ₂ S)	109
10.4.2	Углеводородные газы (C ₁ -C ₅)	110
10.4.3	СУГ	112
10.5	МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	113
10.5.1	Молниезащита.	113
10.5.2	Защита от статического электричества (система заземления установки)	113
10.6	УРОВЕНЬ ШУМА, ОСВЕЩЕНИЯ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	114
10.6.1	Освещение	114
10.7	СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ	115
10.7.1	Активная противопожарная защита	115
10.7.2	Пассивная противопожарная защита	117
10.7.3	Переносные и мобильные средства пожаротушения	119
10.7.4	Система обнаружения пожара и газа	119
10.7.5	Система аварийной сигнализации	120
10.7.6	Пожарная сигнализация:	122
10.7.7	Аварийная сигнализация оповещения о необходимости покинуть установку	122
10.8	ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	122
10.9	ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	122
11.	АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕССЫ ОСТАНОВКИ	123
11.1	СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ОСТАНОВА	124
11.1.1	Аварийный останов установок 310/340/320/321	125
11.2	КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)	129
11.3	ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ (БОЛЕЕ ЧЕМ НА 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)	129
11.4	ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	129
11.5	ОТКАЗ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИЯ	130
12.	ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ВЫБРОСЫ. МЕТОД УТИЛИЗАЦИИ	131
12.1	ОТХОДЫ	131
12.2	СТОЧНЫЕ ВОДЫ	131
12.3	ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	132
13.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ	136
14.	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, РЕГЛАМЕНТОВ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	148
14.1	ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ	148

14.2	РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	148
14.3	РАБОЧИЕ ПРОЦЕДУРЫ	148
14.4	ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	148
14.5	ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	149
15.ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВОК 310/340/320/321		
149		
15.1	ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)	149
15.2	СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИП)	149
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ		150

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 установок дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ (Установки 310, 340, 320 и 321).

Настоящий документ является Технологическим регламентом для установок дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ (Установки 310, 340, 320 и 321), 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.214]

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 для систем дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ (установок 310, 340, 320 и 321).

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 производственных операции на наземном комплексе несет ответственность за выполнение работ, связанных с эксплуатацией 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

Установки дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ является частью установки комплексной подготовки нефти и газа в составе проекта Опытно-промышленной разработки восточного участка месторождения Кашаган в рамках освоения месторождения Кашаган в Казахстане, оператором которого является Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (НКОК Н.В.). Установки 310, 340, 320, и 321, входящие в состав УКПНГ «Болашак», были введены в эксплуатацию в сентябре 2013 года в своей первоначальной проектной конфигурации. В период 2013-2016 гг. в эти установки были внесены некоторые изменения. Назначение данных установок заключается в следующем:

- Установка дегидратации газа 310 предназначена для осушки очищенного газа с установки 330, что необходимо для предотвращения образования льда и гидратов в установке контроля точки росы 340;
- Установка контроля точки росы 340 используется для снижения углеводородной температуры точек росы технологического газа путем охлаждения и расширения в турбодетандере. Турбодетандер также извлекает энергию из расширяющегося газа для приведения в действие рекомпрессора газа;
- Установка 320 - установка извлечения СУГ (в сочетании с установкой 340) предназначена для извлечения пропана, бутана и более тяжелых компонентов из входного потока сырья. Она также предназначена для удержания легких меркаптанов в жидком продукте;
- Установка очистки СУГ 321 используется для удаления меркаптанов, карбонилсульфида (COS) и воды из потока СУГ, поступающего из установки 320;
- установка 601 закачки метанола в установку подготовку газа обеспечивает подачу метанола под высоким давлением в выбранные точки закачки в технологическом процессе для уменьшения образования гидратов.

Переработка газа ведется в двух одинаковых технологических линиях и состоит из следующих стадий:

- Дегидратация газа на молекулярных ситах-осушителях установки 310: 310-VJ-101/2/3/4 и 310-VJ-201/2/3/4;
- Охлаждение газа и сепарация жидкостей в рамных пластинчатых теплообменниках 340-НН-101/201 и 340-НН-102/202 и низкотемпературном сепараторе 340-VN-101/201;
- Расширение и дальнейшее охлаждение газа в турбодетандере 340-MX-101/201;
- Восстановление продуктов C3+ и меркаптанов в емкости предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104/204 и фракционной колонне СУГ 320-VE-101/201;
- Удаление меркаптанов и осушка СУГ в блоках Мегох и установках осушки с молекулярными ситами 321-VJ-102/202A/B.

3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Установка 310 - установка дегидратации газа состоит из следующих единиц оборудования:

- Входной сепаратор колонны осушки (A1-310-VN-101);
- Перегреватель сырья колонны осушки (A1-310-НА-101);
- Подогреватель блока регенерации газа (A1-310-НА-102);
- Колонны осушки очищенного газа с молекулярным фильтром (A1-310-VJ-101/102/103/104);
- Защитный фильтр осушенного газа (A1-310-ZL-103A/B);
- Пылеулавливающий фильтр молекулярного сита (A1-310-ZL-102A/B);
- Каплеотбойный сепаратор блока газа регенерации (A1-310-VN-102);
- Охладитель газа регенерации (A1-310-НС-101);

- Компрессор газа регенерации (A1-310-KC-101);
- Пылеулавливающий фильтр блока регенерации (A1-310-ZL-104A/B);
- Фильтр тонкой очистки кислой воды (A1-310-ZL-105A/B);
- Компрессор газа регенерации (A1-310-KC-102);
- Охладитель газа регенерации (A1-310-HC-103);
- Пылеулавливающий фильтр регенерации (A1-310-ZL-106A/B);
- Подогреватель блока регенерации газа (A1-310-NA-103).

Установка 340 - установка контроля точки росы состоит из следующих единиц оборудования:

- Теплообменник верхнего погона/сырья деэтанизатора (A1-340-HH-101);
- Низкотемпературный теплообменник сырья (A1-340-HH-102);
- Низкотемпературный сепаратор (A1-340-VN-101);
- Турбокомпрессор (A1-340-KC-101);
- Турбодетандер (A1-340-MX-101).

Установка 320 - установка извлечения СУГ состоит из следующих единиц оборудования:

- Ребойлер фракционной колонны СУГ (A1-320-NA-103);
- Конденсатор верхнего погона деэтанизатора (A1-320-HH-101);
- Ребойлер деэтанизатора (A1-320-NA-102);
- Охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ (A1-320-HF-101);
- Испарительная емкость потока НД (A1-320-VN-104);
- Емкость конденсата фракционной колонны суг (a1-320-vn -102);
- Емкость конденсата деэтанизатора (a1-320-vn-101);
- Емкость орошения деэтанизатора (A1-320-VA-101);
- Емкость предварительного испарения деэтанизатора (A1-320-VA-104);
- Емкость орошения фракционной колонны СУГ (A1-320-VA-102);
- Фракционная колонна СУГ (A1-320-VE-102);
- Деэтанизатор (A1-320-VE-101);
- Конденсатор верхнего погона фракционной колонны СУГ (A1-320-HC-101);
- Насосы кубового продукта деэтанизатора (A1-320-PA-106 A/B);
- Насосы обратного потока деэтанизатора (A1-320-PA-101 A/B);
- Насосы обратного потока фракционной колонны СУГ (A1-320-PA-102 A/B).

Установка 321 - установка очистки СУГ состоит из следующих единиц оборудования:

- Подогреватель блока регенерации газа (A1-321-NA-104);
- Испаритель C3/C4 (A1-321-NA-102);
- Подогреватель каустика (A1-321-HF-103);
- Конденсаторная емкость испарителя (A1-321-VN-101);
- Емкость для добавления катализатора (A1-321-VN-102);
- Окислительная колонна (A1-321-VF-102);
- Продувочная емкость (A1-321-VA-102);
- Сепаратор дисульфидов (a1-321-vs-101);
- Емкость дегазатора отработанного каустика (A1-321-VA-105);
- Буферная емкость воды (A1-321-VN-107);
- Отстойная емкость каустика (A1-321-VA-104);
- Колонна дегидратации C₃/C₄ (A1-321-VJ-102A/B);
- Экстракционная колонна Extractor Plus (A1-321-VC-101);
- Статический смеситель (A1-321-ZE-104)
- Доохладитель кубового продукта деэтанизатора (A1-321-HC-101);
- Емкость конденсата газа регенерации (A1-321-VN-104);
- Насосы дисульфидной нефти (A1-321-PD-107A/B);
- Насосы дозированной подачи каустика (A1-321-PD-108A/B);
- Циркуляционные насосы предварительной промывки каустика (A1-321-PA-107A/B);
- Циркуляционные насосы каустика (A1-321-PA-103A/B);
- Насос отработанного каустика (A1-321-PA-106);

- Насос добавления воды/каустика (A1-321-PA-104);
- Насос отстойной емкости каустика (A1-321-PA-105);
- Емкость восстановления каустика (A1-321-VA-107);
- Емкость восстановления каустика (A1-321-VA-108).

Установка 601 - блок закачки метанола установки подготовки газа состоит из следующих единиц оборудования:

- Емкость хранения метанола (A1-601-VA-101);
- Насосы закачки метанола (A1-601-PD-101).

Сводные данные по основному оборудованию для установок 310, 320, 321 и 340 представлены в Разделе 13.

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

Оригинальный вариант проектирования и технология были разработаны компанией «Kashagan Development Project Company» (KDPC)

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

4.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДАВАЕМОГО СЫРЬЯ

4.1.1 Входящие потоки в установки

Характеристики потоков, поступающих в оборудование для зимнего и летнего случаев, приведены в таблице 4.1 ниже.

Установка 310 – Назменная установка осушки газа			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	34,04	23,51
Давление (бар)	бар	64,05	64,05
Состав			
Азот	мол. %	1,573620	1,588194
CO ₂	мол. %	0,000310	0,000314
H ₂ S	мол. %	0,000025	0,000025
Метан	мол. %	76,836926	76,090789
Этан	мол. %	10,550850	10,497082
Пропан	мол. %	6,467869	7,159021
i-C4*	мол. %	0,974058	1,105137
n-C4*	мол. %	1,879888	2,083024
i-C5*	мол. %	0,465168	0,434277
n-C5*	мол. %	0,458910	0,421776
C6*	мол. %	0,331853	0,248086
Бензол	мол. %	0,006820	0,005250
C7*	мол. %	0,137762	0,083945
Толуол	мол. %	0,006958	0,004380
C8*	мол. %	0,051262	0,026273
n-ксилол	мол. %	0,003267	0,001727
Э-бензол	мол. %	0,000670	0,000364
C9*	мол. %	0,007913	0,003555
C10*	мол. %	0,002719	0,001168
C11*	мол. %	0,000832	0,000359
C12*	мол. %	0,000256	0,000114
C13*	мол. %	0,000090	0,000042
C14*	мол. %	0,000021	0,000011
CN1*	мол. %	0,000004	0,000003
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,006280	0,007039
Э-меркаптан	мол. %	0,005625	0,005361
нп-меркаптан	мол. %	0,001950	0,001413
нб-меркаптан	мол. %	0,000966	0,000595
CS ₂	мол. %	0,000353	0,000353
Карбонилсульфид	мол. %	0,003107	0,003688
H ₂ O	мол. %	0,223666	0,226636

Таблица 4.1 - Характеристики потоков на входе в установку 310

Установка 340 – Контроль точки росы			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	36,6	25,7
Давление (бар)	бар	59,8	59,8
Состав			

Азот	мол. %	1,584568	1,615260
CO ₂	мол. %	0,000311	0,000316
H ₂ S	мол. %	0,000025	0,000025
Метан	мол. %	77,289213	77,094464
Этан	мол. %	10,569071	10,478835
Пропан	мол. %	6,427213	6,945684
i-C4*	мол. %	0,957303	1,031473
n-C4*	мол. %	1,834763	1,899125
i-C5*	мол. %	0,439697	0,356657
n-C5*	мол. %	0,432381	0,342607
C6*	мол. %	0,291568	0,164280
Бензол	мол. %	0,005781	0,003225
C7*	мол. %	0,106602	0,040464
Толуол	мол. %	0,004925	0,001794
C8*	мол. %	0,032829	0,008541
п-ксилол	мол. %	0,001664	0,000394
Э-бензол	мол. %	0,000362	0,000091
C9*	мол. %	0,003358	0,000593
C10*	мол. %	0,000793	0,000117
C11*	мол. %	0,000164	0,000022
C12*	мол. %	0,000033	0,000004
C13*	мол. %	0,000008	0,000001
C14*	мол. %	0,000001	0,000000
CN1*	мол. %	0,000000	0,000000
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,006126	0,006436
Э-меркаптан	мол. %	0,005306	0,004413
нп-меркаптан	мол. %	0,001670	0,000888
нб-меркаптан	мол. %	0,000732	0,000281
CS ₂	мол. %	0,000333	0,000292
Карбонилсульфид	мол. %	0,003100	0,003618
H ₂ O	мол. %	0,000100	0,000100

Таблица 4.2 - Характеристики потоков на входе в установку 340

Установка 320 - Установка извлечения СУГ (сырье на емкость предварительного испарения деэтанизатора с установки 340)			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	-63,8	-68,9
Давление (бар)	бар	16	16
Состав			
Азот	мол. %	1,787346	1,872327
CO ₂	мол. %	0,000313	0,000315
H ₂ S	мол. %	0,000021	0,000021
Метан	мол. %	83,688367	84,568780
Этан	мол. %	9,404851	8,876341
Пропан	мол. %	3,956727	3,736439
i-C4*	мол. %	0,387589	0,342797
n-C4*	мол. %	0,601728	0,499716
i-C5*	мол. %	0,081135	0,050646
n-C5*	мол. %	0,063583	0,038269
C6*	мол. %	0,018164	0,007558
Бензол	мол. %	0,000354	0,000150
C7*	мол. %	0,002709	0,000747
Толуол	мол. %	0,000125	0,000035

C8*	мол. %	0,000342	0,000064
п-ксилол	мол. %	0,000015	0,000003
Э-бензол	мол. %	0,000003	0,000001
C9*	мол. %	0,000015	0,000002
C10*	мол. %	0,000002	0,000000
C11*	мол. %	0,000000	0,000000
C12*	мол. %	0,000000	0,000000
C13*	мол. %	0,000000	0,000000
C14*	мол. %	0,000000	0,000000
CN1*	мол. %	0,000000	0,000000
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,002828	0,002504
Э-меркаптан	мол. %	0,001439	0,000955
нп-меркаптан	мол. %	0,000095	0,000037
нб-меркаптан	мол. %	0,000020	0,000006
CS ₂	мол. %	0,000076	0,000052
Карбонилсульфид	мол. %	0,002053	0,002136
H ₂ O	мол. %	0,000100	0,000099

Таблица 4.3 - Характеристики потоков на входе в установку 320

Установка 320 - Установка извлечения СУГ (сырье на колонну деэтанизатора с установки 340)			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	32,6	20,0
Давление (бар)	бар	15,4	15,4
Состав			
Азот	мол. %	0,292735	0,330635
CO ₂	мол. %	0,000296	0,000321
H ₂ S	мол. %	0,000046	0,000047
Метан	мол. %	36,522140	39,743671
Этан	мол. %	17,985961	18,486883
Пропан	мол. %	22,165935	22,982951
i-C4*	мол. %	4,586779	4,472936
n-C4*	мол. %	9,690055	8,892275
i-C5*	мол. %	2,723987	1,885865
n-C5*	мол. %	2,781875	1,863456
C6*	мол. %	2,033341	0,947453
Бензол	мол. %	0,040353	0,018591
C7*	мол. %	0,768474	0,238936
Толуол	мол. %	0,035507	0,010584
C8*	мол. %	0,239796	0,050904
п-ксилол	мол. %	0,012173	0,002348
Э-бензол	мол. %	0,002645	0,000544
C9*	мол. %	0,024659	0,003545
C10*	мол. %	0,005834	0,000698
C11*	мол. %	0,001208	0,000133
C12*	мол. %	0,000246	0,000026
C13*	мол. %	0,000059	0,000006
C14*	мол. %	0,000008	0,000001
CN1*	мол. %	0,000001	0,000000
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,027139	0,026086
Э-меркаптан	мол. %	0,029938	0,021694

нп-меркаптан	мол. %	0,011704	0,005140
нб-меркаптан	мол. %	0,005267	0,001655
CS ₂	мол. %	0,001971	0,001488
Карбонилсульфид	мол. %	0,009769	0,011023
H ₂ O	мол. %	0,000099	0,000104

Таблица 4.4 - Характеристики потока на входе в колонну деэтанизатора установки 320

Установка 321 - Установка очистки СУГ (MEROX)			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	52,0	52
Давление (бар)	бар	23,5	23,5
Состав			
Азот	мол. %	0,000000	0,000000
CO ₂	мол. %	0,000000	0,000000
H ₂ S	мол. %	0,000007	0,000009
Метан	мол. %	0,000000	0,000000
Этан	мол. %	1,637362	2,469570
Пропан	мол. %	55,824709	60,144877
i-C4*	мол. %	9,666163	9,873840
n-C4*	мол. %	18,889282	18,389860
i-C5*	мол. %	4,594728	3,481998
n-C5*	мол. %	4,524804	3,347300
C6*	мол. %	3,054950	1,605967
Бензол	мол. %	0,060568	0,031525
C7*	мол. %	1,117045	0,395582
Толуол	мол. %	0,051607	0,017536
C8*	мол. %	0,344005	0,083500
п-ксилол	мол. %	0,017441	0,003849
Э-бензол	мол. %	0,003789	0,000891
C9*	мол. %	0,035192	0,005794
C10*	мол. %	0,008308	0,001140
C11*	мол. %	0,001718	0,000217
C12*	мол. %	0,000350	0,000043
C13*	мол. %	0,000084	0,000010
C14*	мол. %	0,000012	0,000001
CN1*	мол. %	0,000001	0,000000
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,060176	0,060529
Э-меркаптан	мол. %	0,055029	0,042910
нп-меркаптан	мол. %	0,017496	0,008681
нб-меркаптан	мол. %	0,007669	0,002743
CS ₂	мол. %	0,003471	0,002844
Карбонилсульфид	мол. %	0,024034	0,028782
H ₂ O	мол. %	0,000000	0,000000

Таблица 4.5 - Характеристики потоков на входе в установку Мегох установки 321

Установка извлечения СУГ 320 (сырье на колонну СУГ)			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	61,0	61,0
Давление (бар)	бар	20,0	20,0
Состав			
Азот	мол. %	0,000000	0,000000
CO ₂	мол. %	0,000000	0,000000

H ₂ S	мол. %	0,000000	0,000000
Метан	мол. %	0,000000	0,000000
Этан	мол. %	1,639565	2,472327
Пропан	мол. %	55,899809	60,212015
i-C ₄ *	мол. %	9,679167	9,884862
n-C ₄ *	мол. %	18,914693	18,410388
i-C ₅ *	мол. %	4,600910	3,485885
n-C ₅ *	мол. %	4,530891	3,351037
C ₆ *	мол. %	3,059060	1,607760
Бензол	мол. %	0,060649	0,031560
C ₇ *	мол. %	1,118548	0,396023
Толуол	мол. %	0,051677	0,017555
C ₈ *	мол. %	0,344468	0,083593
п-ксилол	мол. %	0,017465	0,003854
Э-бензол	мол. %	0,003794	0,000892
C ₉ *	мол. %	0,035239	0,005800
C ₁₀ *	мол. %	0,008319	0,001141
C ₁₁ *	мол. %	0,001720	0,000217
C ₁₂ *	мол. %	0,000350	0,000043
C ₁₃ *	мол. %	0,000085	0,000010
C ₁₄ *	мол. %	0,000012	0,000001
CN ₁ *	мол. %	0,000001	0,000000
CN ₂ *	мол. %	0,000000	0,000000
CN ₃ *	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,000603	0,000606
Э-меркаптан	мол. %	0,001378	0,001074
нп-меркаптан	мол. %	0,001752	0,000869
нб-меркаптан	мол. %	0,002304	0,000824
CS ₂	мол. %	0,003475	0,002847
Карбонилсульфид	мол. %	0,024066	0,028814
H ₂ O	мол. %	0,000000	0,000000

Таблица 4.6 - Характеристики потока на входе в колонну деэтанатора установки 320

Установка 321 - Установка очистки СУГ (сырье на колонны осушки СУГ)			
Параметр	Ед. изм.	Летний вариант 370-220	Зимний вариант 370-220
Температура, (°C)	°C	56,7	55,5
Давление (бар)	бар	22,0	22,0
Состав			
Азот	мол. %	0,000000	0,000000
CO ₂	мол. %	0,000000	0,000000
H ₂ S	мол. %	0,000000	0,000000
Метан	мол. %	0,000000	0,000000
Этан	мол. %	1,989059	2,787047
Пропан	мол. %	67,815568	67,876828
i-C ₄ *	мол. %	11,686445	11,114455
n-C ₄ *	мол. %	18,376749	18,086826
i-C ₅ *	мол. %	0,077910	0,077529
n-C ₅ *	мол. %	0,023361	0,023241
C ₆ *	мол. %	0,000064	0,000046
Бензол	мол. %	0,000001	0,000001
C ₇ *	мол. %	0,000000	0,000000
Толуол	мол. %	0,000000	0,000000
C ₈ *	мол. %	0,000000	0,000000
п-ксилол	мол. %	0,000000	0,000000
Э-бензол	мол. %	0,000000	0,000000

C9*	мол. %	0,000000	0,000000
C10*	мол. %	0,000000	0,000000
C11*	мол. %	0,000000	0,000000
C12*	мол. %	0,000000	0,000000
C13*	мол. %	0,000000	0,000000
C14*	мол. %	0,000000	0,000000
CN1*	мол. %	0,000000	0,000000
CN2*	мол. %	0,000000	0,000000
CN3*	мол. %	0,000000	0,000000
М-меркаптан	мол. %	0,000731	0,000683
Э-меркаптан	мол. %	0,000483	0,000435
нп-меркаптан	мол. %	0,000000	0,000000
нб-меркаптан	мол. %	0,000000	0,000000
CS ₂	мол. %	0,000432	0,000424
Карбонилсульфид	мол. %	0,029196	0,032482
H ₂ O	мол. %	0,000000	0,000000

Table 4.7 - Характеристики потоков на входе в колонны осушки СУГ установки 321

4.2 СВОЙСТВА ПРОДУКТОВ

Продуктами для различных комплектных установок подготовки газа являются:

1. Товарный газ:
 - перед добавлением СУГ;
 - после добавления СУГ;
2. C₃/C₄ смешанный с СУГ;
3. C₅ плюс, добавленный в нефтепродукт.

В таблицах ниже приведены подробные технические характеристики различных продуктов установки подготовки газа:

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗА ДО ПОДАЧИ СУГ

Высшая теплотворная способность	>32,5 < 45 МДж/м ³ *
Число Воббе	>41,2 < 54,5 МДж/м ³ *
Точка росы по углеводородам (до подачи СУГ)	-30 °С при 48,5 бар
Точка росы товарного газа	-10°С при давлении нагнетания
Содержание воды	1 часть на миллион по массе
Давление на нагнетании	75 - 79 бар
Содержание H ₂ S:	< 7 мг/Нм ³
Содержание меркаптанов	< 16 мг/Нм ³

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

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗА ПОСЛЕ ПОДАЧИ СУГ

Высшая теплотворная способность	45 МДж/м ³
Число Воббе	54 МДж/м ³
Точка росы по углеводородам	-10°С при давлении нагнетания
Содержание воды	1 часть на миллион по массе
Давление на нагнетании	75 бар
Содержание H ₂ S:	< 7 мг/Нм ³
Содержание меркаптанов	< 16 мг/Нм ³

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СМЕСИ C₃/C₄

C ₅ и более тяжелые фракции	<1% в весовом отношении
Общее содержание серы	<30 частей на миллион в весовом отношении (Примечание 1)

Примечания:

1. Технические характеристики по сере применимы только после установки комплектной установки COS.

Стандартный состав C₅ плюс, добавляемый в нефтепродукт, полученный на основе данных о соотношении тепловой энергии и массовой энергии:

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПОНЕНТОВ C5+

Параметры	Ед.изм	Значение
Температура	°С	72-95
Давление	бар	15,8
Состав		
n-C4*	Мол. %	4-46
i-C5*	Мол. %	22-40
n-C5*	Мол. %	21-38
C6*	Мол. %	7-19
C7*	Мол. %	1-6
C8*	Мол. %	1-2

4.3 СИСТЕМЫ ИНЖЕНЕРНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

К границе ответственности потребителя для установки подведены следующие инженерные сети:

- Воздух КИПиА;
- Технический воздух;
- Азот;
- Топливный газ;
- Пожарная вода;
- Техническая вода;
- Пар НД/ВД;
- Конденсат НД/ВД;
- Факел НД;
- Закрытая / открытая дренажные системы;
- Электроэнергия.
- Деминерализованная вода
- Питательная вода для котла

4.4 КАТАЛИЗАТОРЫ, АБСОРБЕНТЫ, АДсорбенты, ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

4.4.1 Химические реагенты

Более подробную информацию см. в паспортах безопасности материалов (ПБМ). Они находятся в диспетчерской по месту и в электронном виде в ЭСОД перед началом работы с химическими реагентами.

Катализатор	Загрузка во время ППР22	Частота замены
Молекулярное сито – Тип - щелочной алюмосиликат 3А	(4 x 11250-11500 кг) 45000- 46000 кг	При капремонте установки (минимальный гарантированный срок службы катализатора составляет 3 года)
Нижний слой из керамических шариков диаметром 1 дюйм	(4 x 1012-1080 кг) 5060-4320 кг	При капремонте установки
Нижний слой из керамических шариков диаметром 1/2 дюйма	(4 x 300-350 кг) 1200-1400 кг	При капремонте установки

Нижний слой из керамических шариков диаметром 1/4 дюйма	(4 x 280-350 кг) 1120-1400 кг	При капремонте установки
Нижний слой из керамических шариков диаметром 1/8 дюйма	(4 x 280-375 кг) 1120-1500 кг	При капремонте установки
Защитный слой (AxSorb510 1,4-3,5 мм)	(4 x 200-560 кг) 800-2240 кг	При капремонте установки
Защитный слой (AxSorb510 3,15-6,3 мм)	(4 x 70-140 кг) 280-560 кг	При капремонте установки
Верхний слой из керамических шариков диаметром 1/2 дюйма	(4 x 250-450 кг) 1000-1800 кг	При капремонте установки

Таблица 4.8 - Катализаторы и материалы твердой загрузки установки 310

Катализатор	Загрузка во время ППР22	Частота замены
Молекулярное сито – Тип - щелочной алюмосиликат 3А	(2 x 10875-10950 кг) 21750-21900 кг	При капремонте установки (минимальный гарантированный срок службы катализатора составляет 3 года)
Нижний слой из керамических шариков диаметром ¼ дюйма	(4 x 630-714 кг) 2520-2856 кг	При капремонте установки
Нижний слой из керамических шариков диаметром 1/8 дюйма	(4 x 525-600 кг) 2100-2400 кг	При капремонте установки
Верхний слой из керамических шариков диаметром 1/8 дюйма	(4 x 437-625 кг) 1748-2500 кг	При капремонте установки
Верхний слой из керамических шариков диаметром ¼ дюйма	(4 x 280-490 кг) 1120-1960 кг	При капремонте установки
Антрацитовый уголь	5,5 м³	При капремонте установки
Углеродные кольца Рашига	10 м³	При капремонте установки
Merco WS-2 ⁽¹⁾	23 кг	Зависит от концентрации катализатора в насыщенном каустике

Таблица 4.9 - Катализаторы и материалы твердой загрузки установки 321

Примечание: (1) Изменено согласно системе ЭУИ 23365

Химический реагент	Первичная загрузка	Частота замены
Каустик - NaOH (45%)	70 м³	Зависит от результатов анализа обедненного каустика.

Нижняя секция Extractor Plus (секция предварительной промывки).

Общая щелочность	6–7%
Основа с низкой концентрацией / отработанная основа	50–70%

Верхняя секция Extractor Plus (основная секция)

Плотность	20-25° градусов Боме, 17° Боме мин.
Сульфиды	0
Меркапиды	30-120 весовых частей на миллион согласно руководству UOP
Дисульфиды	10-200 весовых частей на миллион согласно руководству UOP
Тиосульфаты + сульфаты	1% макс.
Общая щелочность	12-19 % масс.
Сильное основание	10-12 % масс.
Общее содержание солей	<2 % масс.

Основа с низкой концентрацией / отработанная основа	5-10 % масс.
Расход в процентах	10%, 20% макс.
Вибрационные испытания	30 сек. – 2 мин.
Дозированная подача катализатора для демеркаптанзации	200 моль (СУГ)
Кислород отходящего газа из сепаратора дисульфидов (перед подачей топливного газа)	10-12 % об.
Кислород (после подачи топливного газа)	<5 % об.
Температура углеводородного сырья	47–53°C
Температура насыщенного каустика	38-50°C
Интенсивность рециркуляции каустика (СУГ)	1-3 % об. (типовое)
Интенсивность добавления катализатора в установку демеркаптанзации	1 кг/3500-9060 м ³
Интенсивность закачки воздуха	1,25-1,75 м ³ /кг RSH-S

Таблица 4.10 - Рабочие характеристики каустика, регенерированного в установке Мегох

4.4.2 Общее описание системы инженерного обеспечения**Воздух КИПиА / технический воздух**

Параметры	Ед. изм.	Воздух КИП	Влажный воздух	Технический воздух
Расчетное давление	бар(изб)	10	10	10
Рабочее давление	бар(изб)	4,5 - 8	7-9	4,5-8
Расчетная температура	°C	-36/75	-36/75	-36/75
Рабочая температура	°C	50 / окр.ср.	50/5	50 / окр.ср.
Расчетная точка росы	°C	- 50	насыщенные	- 50

Таблица 4.11 - Воздух КИП

Азот

Параметры	Ед. изм.	ЗНАЧЕНИЕ
Расчетное давление	бар(изб)	10
Рабочее давление	бар(изб)	4,5 - 7
Расчетная температура	°C	-36/75
Рабочая температура	°C	Окр. ср./50 (макс.)
Расчетное содержание кислорода	% об.	0,5 макс.
Нормальное содержание H ₂ S	ч/млн об.	<1
Расчетная точка росы	°C	≤50

Таблица 4.12 - Система азота

Системы водоснабжения

Параметры	Ед. изм.	Питьевая	Деионизированная	Деминерализованная	Техническая	Пожарная
Расчетное давление	бар(изб)	10	15	10	10	16
Рабочее давление	бар(изб)	2 - 5	6 - 9	4 - 7	2-5	8-12

Расчетная температура	°C	-36/50	-36/50	-36/50	-36/50	20
Рабочая температура	°C	5-25	5-25	5-25	5-25	5-25

Таблица 4.13 - Системы водоснабжения

Топливный газ

Параметры	Ед. изм.	Топливный газ НД	Топливный газ ВД (уплотняющий газ)
Расчетное давление	бар(изб)	10	88
Рабочее давление	бар(изб)	7-8	74
Расчетная температура	°C	-36/120	-36/80
Рабочая температура	°C	35-55	45-55

Таблица 4.14 - Системы топливного газа

Топливный газ НД подается с 1-й ступени всасывания компрессора товарного газа. Топливный газ ВД подается с 2-й ступени нагнетания компрессора товарного газа. Пусковой топливный газ используется только для первоначального запуска.

Пар/конденсат

Параметры	Ед. изм.	Пар НД	Технологический пар ВД
Расчетное давление	бар(изб)	6	47
Рабочее давление	бар(изб)	4 - 4,5	41-43
Расчетная температура	°C	-36/185	-36/340
Рабочая температура	°C	160-170	275-285

Таблица 4.15 - Система пара

Параметры	Ед. изм.	Конденсат НД	Конденсат ВД
Расчетное давление	бар(изб)	6	47
Рабочее давление	бар(изб)	0,25 на высоте 9 м	38 на высоте 12 м
Расчетная температура	°C	-36/165	-36/260
Рабочая температура	°C	138	248

Таблица 4.16 - Система конденсата

5. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

5.1 УСТАНОВКА 310 – УСТАНОВКА ДЕГИДРАТАЦИИ ГАЗА - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Обессеренный газ из установки удаления кислых газов (УКГ) подается в установку дегидратации газа для удаления воды с целью предотвратить образование льда и гидратов в установке 340 (контроль точки росы – турбодетандер).

Скорость подачи газа в установку дегидратации на этой установке не регулируется. Однако расход осушенного газа в основном регулируется регулятором расхода на входе в установку турбодетандера. Таким образом, пропускная способность газа в установку дегидратации может иметь некоторые колебания в зависимости от изменения давления на входе в установку. Ожидается, что эти колебания не ухудшат производительность установки дегидратации в штатном режиме работы.

Сырьевой газ, поступающий из установки УКГ перед поступлением во входной сепаратор колонны осушки (A1-310-VN-101), смешивается с потоком газа регенерации при температуре около 55°C, который возвращается обратно из каплеотбойного сепаратора газа регенерации (A1-310-VN-102). В зависимости от погодных условий окружающей среды и в результате перемешивания ожидается, что средняя температура входящего потока составит около 26-28°C.

Затем поток смешанной фазы очищается в входном сепараторе колонны осушки (A1-310-VN-101) для отделения захваченной воды и капель жидких УВ и предотвращения ненужной загрузки влаги на адсорбенты. Сепаратор оснащен сетчатой прокладкой сверху для надлежащего удаления влажного газа. Важно подчеркнуть, что высокоэффективный влагоуловитель защищает слой молекулярного сита от попадания жидкости, которая повреждает сам слой и может привести к сокращению срока его службы. Влагоуловитель обладает эффективностью разделения 99,9% и предотвращает утечку частиц жидкости размером до 2 микрон.

В результате газожидкостного разделения скопившиеся в сепараторе вода и углеводородные конденсаты отводятся во входной коллектор нефтепровода под управлением 3101-LIC-001, который воздействует на клапан регулирования уровня 3101-LCV-001. На выходе жидкости из очистителя предусмотрена закачка метанола, позволяющая избежать возможного образования гидратов после клапана регулирования уровня (что позволяет снизить давление с 64,5 бар и.д. до 15 бар(изб). в коллекторе нефтепровода). Было внесено несколько изменений в соответствующие датчики уровня. В частности, согласно изменению 23290, 18932, 18850, первоначально установленные датчики поплавкового типа 3101/2-LT-003, 3101/2-LT-001 и 3101/2-LT-004, соответственно, были заменены на волноводные радарные датчики. Кроме того, в соответствии с изменением 21610 нижняя точка отбора 3101-LT-004 была изменена и направлена к нижней части уровнемера на хомуте 3101-LT-001.

Анализатор (310-AIH-010), расположенный на воздушной линии впускного сепаратора колонны осушки (A1-310-VN-101), отслеживает высокие концентрации H_2S , которые могут присутствовать из-за сбоев в работе установки УКГ на входе в колонну осушки или утечки из трубки теплообменника влажного газа/сырьевого газа (A1-300-NA-103).

Газ, выходящий из очистителя, затем поступает в перегреватель сырья колонны осушки (A1-310-NA-101), подается паром низкого давления, где он перегревается за счет фиксированного перепада температур. Это делается для подогрева газа и испарения любых капель жидкости, переносимых из влагоуловителя очистителя, а также для предотвращения образования конденсата в слоях из-за перепада давления в них.

Датчики температуры 3101-TT-033 и 3101-TT-004 измеряют температуру влажного газа, подаваемого в перегреватель сырья колонны осушки и выходящего из него (310-NA-101). Регулятор перепада температур обратного действия 3101-TDICH-004 сравнивает эти измерения и в зависимости от требований к теплу закрывает или открывает регулирующий клапан 3101-LCV-014 с помощью каскадного регулятора уровня 3101-LIC-014. Это приводит к

увеличению или уменьшению обратного потока конденсата, который, в свою очередь, либо закрывает, либо открывает трубки перегревателя, что приводит к уменьшению или увеличению теплообмена. В соответствии с изменением 15122 была добавлена защита от обхода регулятора уровня для защиты емкости конденсата от низкого уровня. Изначально в емкости не было защиты от низкого и высокого уровня. После изменения 15122 уставка регулятора уровня фиксирована в диапазоне от 10% до 90%.

На выходе из подогревателя поток влажного газа разделяется на три потока и поступает в три из четырех колонн осушки обессеренного газа с молекулярным ситом (A1-310-VJ-101/2/3/4), работающих параллельно. Время адсорбции слоя составляет 14 часов. Четвертая колонна одновременно находится на этапе регенерации и готова к работе.

Каждая из четырех колонн заполнена молекулярным ситом, опирающимся на слои инертной керамических шариков, а также содержит защитный слой из силикагеля. Это предусмотрено для того, чтобы защитить слой молекулярного сита от попадания осадка жидкости в колонну.

С целью увеличить мощность установки подготовки газа была произведена замена внутренних компонентов сосуда, УПИ PREN-PE-0021 (PR18042). На стороне установки 310 установлены внутренние компоненты повышенной емкости, в частности входное распределительное устройство на 310-VN-101/201. Внутренние компоненты колонн осушки с молекулярным ситом были модифицированы для установки опорной решетки в форме Джонсона, позволяющей разместить увеличенный объем молекулярных сит в сосудах.

Во время планово-предупредительного ремонта 2022 года в соответствии с eMoC 23153 на каждом сосуде были установлены дополнительные анализаторы влажности примерно на 0,5 м ниже существующих анализаторов, 3101-AT-001/002/003/005, чтобы обеспечить более точное прогнозирование прорыва влаги.

Осушенный газ из слоев молекулярного сита проходит через защитный фильтр осушенного газа A1-310-ZL-103A/B и пылеулавливающий фильтр молекулярного сита A1-310-ZL-102A/B, где с помощью кассетных фильтров удаляется истертая твердая пыль, оставшаяся от адсорбера. Эти фильтры должны обеспечивать удаление твердой пыли размером 25 микрон и 5 микрон, соответственно, из потока сухого газа; кроме того, фильтры защищают компрессор газа регенерации от повреждения твердыми частицами. Предусмотрено по два фильтра для каждого типа, один рабочий и один резервный.

В то же время четвертый слой подвергается регенерации, осуществляемой потоком горячего сухого газа, отбираемого после фильтров A1-310-ZL-102A/B. Этот поток сжимается до 69,9 бар а.д. компрессором газа регенерации A1-310-KC-101/102 и во время фазы нагрева нагревается до 230°C в подогревателе регенерационного газа A1-310-HA-103 (подается паром высокого давления).

При времени адсорбции 840 минут общее время регенерации составляет 280 минут: 190 минут для нагрева от 28,9°C до 230°C, 85 мин для охлаждения от 230°C до 37,2°C и 5 минут в режиме ожидания. Логика PCY позволяет операторам регулировать время адсорбции, время нагрева, время охлаждения и время ожидания на основе входных данных технологического процесса.

Расход газа регенерации регулируется с помощью регулятора расхода 3101-FIC-006 на выходе из компрессора, который модулирует регулирующий клапан 3101-FCV-006, поддерживая фиксированный расход, необходимый для надлежащего нагрева/охлаждения слоя в течение требуемого времени. Фиксированный расход в контуре регенерации обеспечивает надлежащую скорость газа в слое во время регенерации, что позволяет избежать чрезмерного образования каналов в слое и, следовательно, поддерживать надлежащее время регенерации.

Горячий газ регенерации поступает вверх по слою молекулярного сита для регенерации, забирая адсорбированную воду. Газ регенерации, выходящий из колонны осушки, проходит через пылеулавливающий фильтр регенерации A1-310-ZL-106A/B (поскольку в потоке газа регенерации может быть обнаружено небольшое количество твердых частиц) и охлаждается в охладителе газа регенерации A1-310-HC-103 до температуры 55°C. Большая часть воды конденсируется и отделяется от газа в каплеотбойном сепараторе газа регенерации A1-310-VN-102.

Сернистая вода смешивается с конденсатом из 310-VN-101 и подается во впускной коллектор нефтепровода. Газ смешивается с основным потоком на входе в сепаратор.

Впрыск метанола осуществляется после фильтров А1-310-ZL-106А/В и А1-310-ZL-105А/В для предотвращения возможного образования гидратов ниже по потоку.

На этапе охлаждения в последовательности регенерации тот же самый поток сухого газа сжимается в компрессоре газа регенерации А1-310-KC-102 и направляется в слой для охлаждения, минуя подогреватель А1-310-НА-103.

Во время операций охлаждения газ проходит вверх через горячее молекулярное сито; после колонны газ охлаждается в воздухоохладителе А1-310-НС-103, поступает в каплеотбонный сепаратор А1-310-VN-102 и возвращается обратно на вход установки.

Перед подогревателем газа регенерации А1-310-НА-102/103 в качестве байпасного потока регенерации при отсутствии компрессоров предусмотрен отводимый поток из выпускного коллектора компрессора товарного газа. В этой линии предусмотрен саморегулирующийся клапан регулирования давления 3101-PCV-091 для поддержания давления регенерации в адсорберах. В этой линии также предусмотрен электромагнитный клапан 3101-ESV-110. Закрытие этого клапана представляет собой разрешение на запуск для компрессора газа регенерации.

В дополнение и параллельно с основным оборудованием, т.е., А1-310-KC-102, А1-310-НА-103, А1-310-ZL-106А/В и А1-310-НС-103, используется вторичное оборудование меньшей производительности, а именно компрессор газа регенерации (А1-310-KC-101), подогреватель газа регенерации (А1-310-НА-102), пылеулавливающий фильтр регенерации (А1-310-ZL-104А/В) и охладитель газа регенерации (А1-310-НС-101). Если основное оборудование выходит из строя, может использоваться вторичное оборудование меньшей производительности. Вторичное оборудование работает в качестве 100% резерва в зимний период, когда температура на входе ниже 26,8°C и, следовательно, подача воды невелика. Летом, когда температура на входе превышает 26,8°C, оно работает как резервное при сниженной мощности. Требуется обеспечить готовность вторичного компрессора к работе. Компрессор должен находиться в дежурном режиме.

Необходимо принять защитные меры, если компрессор газа регенерации простаивает более 3 дней:

- a. Сбросить давление в системе (как на всасывании, так и нагнетании) и надежно изолировать ее;
- b. Поддерживать в системе положительное давление азота, чтобы избежать коррозии;
- c. Запускать масляный насос для смазки один раз в неделю примерно на 15 минут. Убедиться, что электронагреватель и теплоспутник в системе смазочного масла работают, а температура смазочного масла выше -10°C;
- d. Регулярно проверять уровень масла и избыточное давление азота внутри компрессора и контура;
- e. Менять масло каждые 6 месяцев, даже если агрегат не эксплуатируется.

В результате применения УИП № STUP-M-0078 была изменена система смазочного масла для компрессоров газа регенерации, чтобы устранить пенообразование в смазочном масле. Сапуны на охладителях смазочного масла были заменены игольчатыми клапанами. Во время запуска игольчатые клапаны приоткрываются, чтобы выпустить весь воздух, присутствующий в охладителях.

Оператор должен непрерывно контролировать расхода газа, измеряемого на выходе из каждого адсорбера, для изменения продолжительности цикла регенерации, при этом поддерживая фиксированное общее время и изменяя установленное время для этапов нагрева и/или охлаждения за счет сокращения времени простоя.

Однако, если нет другой возможности и если время цикла адсорбции необходимо увеличить из-за нарушения режима регенерирующего слоя (сбой последовательности и/или замерзание), оператор должен принять решение о возможности уменьшения расхода с помощью регуляторов расхода на установке, расположенной ниже по потоку.

Ниже приведено описание основных аспектов работы и методов контроля установки дегидратации газа.

Критически высокий уровень жидкости в впускном сепараторе колонны осушки. Маркировочный номер прибора 3101-LIHH-003

На входном сепараторе колонны осушки установлена защита от критически высокого уровня жидкости. Она останавливает подачу на установку 310 и подогрев газа. Она приостанавливает логическую последовательность адсорбции и отключает компрессор 310-KC-102. Она защищает установку от аварии, выполняя CAO уровня 3 установки 300, технологические линии 1 и 2, идентификаторы 3101-01 и 3101-02, соответственно. Она закрывает следующие клапаны:

- Закрывается клапан на теплообменнике перегревателя газа колонны осушки, 3101-ESV-004;
- Закрывается клапан на переходнике выпуска установки сухого газа, 3101-ESV-007;
- Закрывается всасывающий клапан компрессора, 3101-ESV-008/026;
- Закрывается клапан подачи пара ВД в подогреватель газа регенерации, 3101-ESV-024/027;
- Закрывается клапан на выходе конденсата НД из перегревателя сырья колонны осушки 3101-ESV-017;
- Критически низкий уровень жидкости во входном сепараторе колонны осушки. Маркировочный номер прибора 3101-LILL-004.

В сепараторе установлена защита от критически низкого уровня жидкости, предотвращающая попадание газа в конденсатную систему. Она закрывает выпускной клапан конденсата углеводородов входного сепаратора колонны осушки 3101-ESV-002.

Критически высокое давление перегревателя сырья колонны осушки. Маркировочный номер прибора 3101-PINHH-015

Критически высокое давление на стороне пара НД перегревателя сырья колонны осушки защищает установку от избыточного давления из-за разрыва труб путем срабатывания CAO уровня 3 установки 300, очередь 1, идентификатор 3101-01. Это приводит к приостановке последовательности адсорбции и отключению компрессора 310-KC-101/102. Кроме того, закрываются следующие клапаны:

- Закрывается клапан выпуска конденсата НД из емкости конденсата, ESV-017;
- Закрывается клапан на теплообменнике перегревателя колонны осушки, 3101-ESV-004;
- Закрывается клапан на переходнике выпуска установки сухого газа, 3101-ESV-007;
- Закрывается всасывающий клапан компрессора, 3101-ESV-008/026;
- Закрывается клапан подачи пара ВД в подогреватель газа регенерации, 3101-ESV-024/027.

Критически высокая температура на выходе колонны осушки с молекулярным ситом обессеренного газа. Маркировочный номер прибора 3101-TIHH-020

На выпускной линии колонны осушки с молекулярным ситом для предотвращения перегрева установлена защита от критически высокой температуры. Она приостанавливает логическую последовательность адсорбции и отключает компрессор 310-KC-101/102. Она закрывает всасывающий клапан компрессора, 3101-ESV-008/026, и подачу пара ВД на клапан подогревателя регенерации, 3101-ESV-024/027.

Критически высокое давление нагнетания компрессор газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-PINHH-046 и 3101-PINHH-099 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Защита от критически высокого давления, установленная на линии нагнетания компрессора, отключает компрессор 310-KC-101/102 и изолирует компрессор, закрывая всасывающий клапан 3101-ESV-008/026. В результате перекрывается подача пара ВД в подогреватель регенерации

посредством закрытия клапана 3101-ESV-024/027 и останавливается последовательность адсорбции.

Критически низкое давление всасывания компрессор газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-PILL-041 и 3101-PILL-097 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Защита от критически низкого давления, установленная на линии всасывания компрессора, отключает компрессор 310-KC-101/102 и изолирует компрессор, закрывая всасывающий клапан 3101-ESV-008/026. В результате перекрывается подача пара ВД в подогреватель регенерации посредством закрытия клапана 3101-ESV-024/027 и останавливается логическая последовательность адсорбции.

Критически высокая температура нагнетания компрессор газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-TINH-024 и 3101-TINH-050 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Защита от критически высокой температуры, установленная на линии нагнетания компрессора, отключает компрессор 310-KC-101/102 и изолирует компрессор, закрывая всасывающий клапан 3101-ESV-008/026. В результате перекрывается подача пара ВД в подогреватель регенерации посредством закрытия клапана 3101-ESV-024/027 и останавливается последовательность адсорбции.

Критически высокое давление подогревателя газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-PINH-050 и 3101-PINH-079 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

При критически высоком давлении на стороне кожуха подогревателя газа регенерации из-за разрыва трубок отключается компрессор 3101-KC-101/102, который изолируется посредством закрытия всасывающего клапана 3101-ESV-008/026. В результате прекращается подача пара ВД в подогреватель регенерации путем закрытия клапана 3101-ESV-024/027, закрывается выход конденсата пара ВД из подогревателя газа регенерации 3101-ESV-151/156 и останавливается последовательность. Кроме того, закрывается 3101-ESV-110, расположенный на линии повышения давления от выпускного коллектора компрессора товарного газа до установки дегидратации.

Критически низкая температура охладителя газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-TILL-036 и 3101-TILL-054 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Низкая защита от критически низкой температуры, установленная на выпускной линии воздухоохладителя, отключает двигатель вентилятора воздухоохладителя.

Аварийное высокий уровень в каплеотбойном сепараторе газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-LINH-012

В каплеотбойном сепараторе газа регенерации установлена защита от критически высокого уровня жидкости, которая отключает двигатель вентилятора воздухоохладителя, компрессор и изолирует компрессор 310-KC-101/102, закрывая всасывающий клапан, 3101-ESV-008/026. В результате перекрывается подача пара ВД в подогреватель регенерации посредством закрытия клапана 3101-ESV-024/027 и останавливается логическая последовательность адсорбции. Кроме того, закрывается 3101-ESV-110, расположенный на линии повышения давления от выпускного коллектора компрессора товарного газа до установки дегидратации.

Аварийное низкий уровень в каплеотбойнике газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-LILL-013

В сепараторе установлена защита от критически низкого уровня жидкости, предотвращающая попадание газа в конденсатную систему. Она закрывает выпускной клапан конденсата каплеотбойного сепаратора газа регенерации 3101-ESV-013.

Критически высокая температура подогревателя газа регенерации. Маркировочный номер прибора 3101-TINH-028 и 3101-TINH-059 для 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Во избежание перегрева на выходе пара подогревателя газа регенерации предусмотрена защита от критически высокой температуры. Она отключает компрессор 310-KC-101/102 и останавливает логическую последовательность адсорбции. В результате перекрывается

подача пара ВД в подогреватель посредством закрытия клапана 3101-ESV-024. /027. Закрывается 3101-ESV-110, расположенный на линии повышения давления от выпускного коллектора компрессора товарного газа до установки дегидратации.

Остановка компрессора газа регенерации без сброса давления, 3101-XS-136 и 3101-XS-159 на 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Этот сигнал выдается на панели управления компрессора, после чего закрывается всасывающий и нагнетательный клапаны компрессора 3101-ESV-008/026 и 3101-ESV-153/155, закрывается клапан подачи пара ВД подогревателя газа регенерации 3101-ESV-024/027 и останавливается логическая последовательность адсорбции.

Остановка компрессора газа регенерации с сбросом давления, 3101-XS-137 и 3101-XS-160 на 310-KC-101 и 310-KC-102, соответственно

Этот сигнал выдается на панели управления компрессора, после чего открывается клапан продувки компрессора 3101-EDV-152/154, закрывается всасывающий и нагнетательный клапаны компрессора 3101-ESV-008/026 и 3101-ESV-153/155 и останавливается логическая последовательность адсорбции.

Изначально на корпусах компрессоров газа регенерации устанавливались резисторные термометры поверхностного типа для обеспечения того, чтобы в случае продувки температура продувки после КАСД не превышала минимальную расчетную температуру металла (МРТМ). Для этих температурных индикаторов было задано отключение по низкой температуре при температуре -15°C (A1-3101-TI-070/072 и A1-3102-TI-070/072). Требования к сигналам отключения были основаны на первоначальной оценке риска возникновения низких температур, в результате чего потребовалось снижение риска с уровня SIL4. Обновленная оценка риска отключения при низкой температуре (проект прилагается) привела к тому, что SIL4 был снижен до SIL1. Поэтому, согласно изменению №18055, четыре сигнала отключения заменяются на сигнализацию низкой температуры, заданную на -15°C . Сигналы активны во время работы установки. Исключение этих сигналов устраняет риск остановки процесса и сжигания на факеле ВД при низкой температуре окружающей среды и неработающем компрессоре газа регенерации. Во время работы установок отсутствует риск понижения температуры поверхности. Давление в компрессорах обычно сбрасывается, когда они не работают, однако это не происходит автоматически. Согласно изменению, также требуется, чтобы была составлена инструкция по эксплуатации, требующая сброса давления в любом компрессоре газа регенерации, если необходим его останов более чем на несколько часов в холодную погоду.

Кроме того, согласно оценке (в рамках изменения 23329 и 21071), проведенной группой механического проектирования по целостности установленных термокарманов, несколько термокарманов в установке были постоянно закрыты из-за риска возникновения вибрационных трещин, вызванных вихревым потоком.

Дополнительно принятые изменения: 23329 (оборудование), 22549 (оборудование), 22535 (АиТ), 20307 (логика), 17726 (АиТ), 21231 (АиТ), 20306 (логика), 19492 (АиТ), 19391 (оборудование), 19348 (оборудование), 18889 (логика), 17715 (АиТ), 16796 (логика), 16687 (АиТ), 16295 (АиТ), 15978 (А&Т), 15622 (логика), 15548 (АиТ), 15523, 14816.

5.2 УСТАНОВКА 340 – УСТАНОВКА КОНТРОЛЯ ТОЧКИ РОСЫ - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Осушенный газ из установки дегидратации газа (установка 310) поступает в секцию детандера установки для снижения точки росы углеводородов.

Турбодетандер/компрессор (340-MX-101 / 340-KC-101) имеет детандер и компрессор, соединенные валом. Детандер обеспечивает охлаждение для рекуперации пропана и высших углеводородов, а компрессор использует энергию детандера для компримирования товарного газа. Турбодетандер/компрессор (поставляются со снятыми запасными частями, общими для обеих очередей) также можно полностью или частично обойти с помощью клапана Джоуля Томпсона. Однако следует понимать, что при работе в режиме Джоуля Томпсона образуется

газ, не соответствующий техническим требованиям, и поэтому его нельзя поддерживать при полном расходе.

Из установки дегидратации газа сухой газ поступает в установку 340, где он разделяется на два потока. Один поток охлаждается в теплообменнике верхнего погона/сырья деэтанизатора 340-НН-101 путем обмена теплом с газом верхнего погона деэтанизатора. Второй поток охлаждается в низкотемпературном теплообменнике сырья 340-НН-102 путем обмена теплом с холодными жидкостями, поступающими из низкотемпературного сепаратора 340-VN-101. Изменение 15526 предусматривало контроллер 3401/2-TDIC-001 для контроля дифференциальной температуры между 3401/2-ТТ-002 и 3401/2-ТТ-105 таким образом, что ТТ-105 регулируется до меньшего значения в зависимости от уставки. Группа эксплуатации экспериментально установила, что если температуру на выходе теплообменника 340-НН-102/202 регулировать на 0,5-1,0°C ниже, чем на выходе 340-НН-101/201, это приводит к повышению эффективности охлаждения.

Линия обхода теплообменников 340-НН-101/102 снабжена 340-НІС-001/340-НСV-001. Его можно использовать для более точного регулирования температуры газа, поступающего в низкотемпературный сепаратор. Компоновка регулятора соотношения в идеале должна быть такой, чтобы газ, поступающий в низкотемпературный сепаратор, имел максимально низкую температуру.

Два газовых потока объединяются после теплообменников и поступают в низкотемпературный сепаратор 340-VN-101. Регулятор уровня 3401-LIC-001 контролирует уровень конденсированной жидкости в низкотемпературном сепараторе 340-VN-101. Этот регулятор посылал сигналы на 3401-LCV-001A (или В). Конденсированная жидкость удаляется из сепаратора и направляется в теплообменник 340-НН-102, откуда она подается в деэтанизатор 320-VE-101.

С целью увеличить мощность установки подготовки газа была произведена замена внутренних компонентов сосуда, УПИ PREN-PE-0021 (PR18042). На стороне установки 340 установлены внутренние компоненты повышенной емкости, в частности входное распределительное устройство на 340-VN-101/201.

Газ из сепаратора поступает в детандер 340-MX-101, где он расширяется с 60,2 до 16 бар(изб). Расход подаваемого газа на 340-MX-101 измеряется с помощью 3401-FT-006, который выдает входные данные на 3401-FIC-006. Это позволяет регулировать производительность турбодетандера путем регулировки положения входного направляющего аппарата (ВНА) (через систему управления детандера-компрессора). Регулятор давления 320-PIC-001, расположенный на выходе пара емкости предварительного испарения деэтанизатора (320-VA-104), сбрасывает регулятор расхода 3401-FICL-006 в случае, если давление превышает уставку. В случае неисправности детандера, во время запуска или при выключении детандер может быть отключен, и поток направляется через регулирующий клапан Джоуля-Томпсона 3401-PCV-024A. Когда турбодетандер работает, 3401/2-PS-024 выдает аналоговый сигнал со значением 1. Во время работы клапана Д-Т аналоговый сигнал имеет значение 0.

На линиях всасывания и нагнетания как детандера, так и компрессора предусмотрены последовательно управляемые линейные задвижки, упрощающие запуск и остановку турбодетандера. Последовательное управление этими задвижками осуществляется из РСУ.

Для получения более подробной информации о системе детандера-компрессора см. описании производителя (Mafi Trench), документ № KE01-A1-PPGM01A-N01-0001 (см. док. [E.213]).

Расширение сопровождается охлаждением газа и образованием конденсата. Стоки детандера поступают в емкость предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104, расположенную на установке 320, откуда жидкость поступает в деэтанизатор.

Верхний погон деэтанизатора вместе с газом из емкости предварительного испарения деэтанизатора проходит через теплообменник на всасывание компрессора 340-KC-101. Он сжимается приблизительно до 19 бар(изб) и проходит с контролем противодавления (3401-PIC-002) на установку 361. В случае работы в режиме Джоуля-Томсона компрессор необходимо

обойти. Для этой цели на компрессоре предусмотрена байпасная линия с обратным клапаном. В штатном режиме работы, т.е., когда компрессор работает, давление нагнетания компрессора выше (около 19 бар(изб).), и, следовательно, поток через эту байпасную линию отсутствует. Регулирование рециркуляции и защиты от скачков потока обеспечивается клапаном 3401-UCV-001, который управляется системой управления детандера-компрессора.

В соответствии с изменением ЭУИ №20353 предусмотрен дополнительный датчик расхода 3401-FT-003А для измерения расхода в более широком диапазоне 0-243200 кг/ч. В новом датчике расхода используется второй набор фланцевых патрубков для отбора давления на 3401-FE-003.

Кроме того, согласно оценке (в рамках изменения 23329 и 21071), проведенной группой механического проектирования по целостности установленных термокарманов, несколько термокарманов в установке были постоянно закрыты из-за риска возникновения вибрационных трещин, вызванных вихревым потоком.

Дополнительно принятые изменения: 20928 (оборудование), 18545 (АиТ), 17736 (логика), 17130 (логика), 17106 (АиТ), 16926 (АиТ), 16349 (логика), 16299 (логика), 16289 (АиТ), 16287 (логика), 15532 (логика), 15526 (логика), 14724 (АиТ), 14711 (логика).

5.3 УСТАНОВКА 320 – УСТАНОВКА ИЗВЛЕЧЕНИЯ СУГ - ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Установка извлечения СУГ состоит из трех фракционных колонн: колонна деэтанизатора (320-VE-101), колонна СУГ (320-VE-102) и депропанизатор С3/С4 (320-VE-103). Депропанизатор С3/С4 будет построен в будущем с учетом развития рынков пропана и бутана как отдельных продуктов.

Технологический процесс каждой колонны описан ниже подробно.

Система деэтанизатора А1-320-VE-101

Охлажденный газ из турбодетандера установки контроля точки росы 340 подается в емкость предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104 при температуре -70,4°С и давлении 16 бар а.д. Жидкость, содержащаяся в этом потоке, отделяется в 320-VA-104 и направляется на тарелку колонны деэтанизатора №7. Поток газа при температуре -70°С сначала подается в теплообменник (конденсатор верхнего погона деэтанизатора) 320-NN-101 для охлаждения паров деэтанизатора с -33°С до -50°С. Затем вместе с потоком газа из емкости орошения деэтанизатора (320-VA-101) он поступает в теплообменник установки контроля точки росы А1-340-NN-101 для охлаждения потока горячего газа с 28°С до -20°С, поступающего из установки дегидратации газа 310. Охлажденный поток верхнего потока деэтанизатора подается в емкость орошения деэтанизатора 320-VA-101, откуда жидкость, частично сконденсировавшаяся в теплообменнике, перекачивается насосами орошения деэтанизатора 320-RA-101А/В обратно на тарелку колонны деэтанизатора №1 на температура -49,7°С.

С целью увеличить мощность установки подготовки газа была произведена замена внутренних компонентов сосуда, УПИ PREN-PE-0021 (PR18042). На стороне установки 320 установлены внутренние компоненты повышенной емкости, в частности входное распределительное устройство и влагоуловитель на 320-VA-104/204.

Основной поток подается на тарелку колонны деэтанизатора №15 при температуре +20°С и выше после выхода с холодной стороны теплообменника 340-NN-102 и давлении 14,4 бар(изб). Таким образом, поступающие потоки жидкости стекают по тарелкам в нижнюю часть колонны деэтанизатора, откуда часть потока жидких углеводородов при температуре 53,8°С подается через отвод в ребойлер 320-NA-102 для деэтанизации и доводится до температуры 60,2°С и давления 15,4 бар(изб). Поток возвращается в нижнюю часть колонны и направляется в верхнюю секцию колонны, где происходит «отпарка» этана и более легких компонентов из поступающего потока жидкости. Жидкий кубовый продукт деэтанизации в нижней части колонны с помощью насосов кубового продукта деэтанизатора 3201-PA-106А/В перекачивается в охладитель 321-NC-101А/В установки очистки СУГ 321 для дегидратации, демеркаптанзации и удаления карбонилсульфида при температуре 61,4°С и давлением 24,4 бар(изб).

Анализатор 3201-AT-002 установлен на выходе насосов 320-PA-106A/B для контроля количественного состава H_2S , меркаптанов, карбонилсульфида и этана (C_2H_6) в потоке СУГ из деэтанизатора.

Рабочее давление в емкости предварительного испарения деэтанизатора поддерживается с помощью регулятора давления с индикацией 3201-PIC-043, расположенного после 320-НН-101. Этот регулятор управляет двумя клапанами регулирования давления 3201-PCV-043A/V с более низкими значениями диапазона и клапанами регулирования давления 3201-PCV-043C с более высокими значениями диапазона, которые обеспечивают сброс газа в факел.

Уровень жидкости в 320-VA-101 поддерживается с помощью регулятора уровня с индикацией 3201-LIC-015, который изменяет положение клапана регулирования уровня 3201-LCV-015A/B.

Температура нижней секции деэтанизатора регулируется до $60,2^{\circ}C$ с помощью регулятора индикатора температуры 3201-TIC-002, расположенного на паропроводах от ребойлера деэтанизатора 320-НА-102.

Уровень кубового продукта деэтанизатора контролируется с помощью регулятора индикатора уровня 3201-LIC-005, который сбрасывает уставку регулятора индикатора расхода 3201-FIC-016, расположенного на линии нагнетания насоса кубового продукта деэтанизатора.

Конденсат пара НД от теплоносителя собирается в емкости конденсата деэтанизатора 320-VN-101, где регулятор уровня с индикацией 3201-LIC-013 осуществляет мониторинг уровня конденсата путем регулирования клапана уровня 3201-LCV-013 на линии отвода конденсата НД.

Ниже приведено описание основных аспектов и методов работы системы деэтанизатора:

Защита от критически низкого уровня жидкости 3201-LILL-003 установлена в емкости предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104 с тем, чтобы предотвратить попадание газа в колонну деэтанизатора газа. При возникновении сигнала критически низкого уровня от 3201-LILL-003 закрывается 3200-ESV-002.

При возникновении сигнала аварийного высокого уровня жидкости 3201-LIHH-002 выполняется зависимое выключение установки 340 и установки 221. В результате закрывается запорный клапан турбодетандера и запорный клапан всасывания клапана ДТ 3201-ESV-004 и 3201-ESV-011, соответственно. Также отключается турбодетандер. Вход насоса перекачки некондиционного СУГ 221-PA-004A/B в деэтанизатор также отключается при поступлении сигнала аварийного высокого уровня.

При критически низком уровне жидкости в нижней части колонны деэтанизатора 3201-LILL-007 закрывается 3201-ESV-004 в насосе перекачки кубового продукта 3201-PA-106A/B, чтобы избежать попадания газа в расположенное ниже оборудование. Этот сигнал также отключает насос 3201-PA-106A/B, чтобы избежать работы насоса всухую.

При критически низком давлении на 320-PA-106A/B, которое может индицироваться 3201-PILL-013A/B, отключается 320-PA-106A или B, соответственно, чтобы избежать кавитации и защитить насос от механических повреждений.

При критически низком уровне жидкости 3201-LILL-017 в емкости орошения деэтанизатора 320-VA-101 перекрывает линию орошения к деэтанизатору, чтобы защитить расположенную ниже по потоку насосную систему от прорыва газа, путем перекрытия 3201-ESV-006 на всасывании насоса орошения. Обратный насос 320-PA-101 также отключается для защиты от сухого хода.

При критически высоком уровне жидкости 3201-LIHH-016 срабатывает впускной клапан пара НД 3201-ESV-012 в ребойлере деэтанизатора 320-НА-102. Также отключается нижний запорный клапан низкотемпературного сепаратора 3401-ESV-001, который будет осуществлять подачу в колонну деэтанизатора через 340-НН-102, и отключится турбодетандер 340-MX-101, чтобы избежать попадания жидких углеводородов на всасывание компрессора турбодетандера.

При критически низком давлении на нагнетании насоса орошения деэтанизатора 320-PA-101A/B, которое может индицироваться 3201-PILL-026A/B, отключается 320-PA-101A или B, соответственно, чтобы избежать кавитации и защитить насос от механических повреждений.

Критически высокое давление (3201-PIHH-007) на стороне пара ребойлера деэтанизатора указывает на вариант разрыва труб, при этом закрывается 3201-ESV-012 для защиты коллектора пара НД от высокого давления. Разрыв труб для ребойлера деэтанизатора также приведет к отключению установки 340, т.е. закрывается нижний КАО 3401-ESV-002 низкотемпературного сепаратора 340-VN-101, отключается турбодетандер 340-MX-101, а также закрываются запорные клапаны всасывания 340-ESV-004 и 340-ESV-011 для турбодетандера 340-MX-101 и клапан ДТ 340-PCV-024. В этом сценарии также закрывается изоляция выхода жидкости из емкости предварительного испарения деэтанизатора, т.е., 3201-ESV-002, и запорный клапан кубового продукта деэтанизатора 3201-ESV-004, а также выход 320-EXV-013 конденсата из емкости конденсата деэтанизатора 320-VN-101.

Кроме того, согласно оценке (в рамках изменения 23329 и 21071), проведенной группой механического проектирования по целостности установленных термокарманов, несколько термокарманов в установке были постоянно закрыты из-за риска возникновения вибрационных трещин, вызванных вихревым потоком.

Система фракционирования СУГ

Жидкий СУГ подается в колонну СУГ А1-320-VE-102 из установки демеркаптанизации А1-321-ZA-102 установки очистки СУГ 321. Очищенный от меркаптанов СУГ подается по трубопроводу при давлении около 20 бар(изб) и температуре 52°C в охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ А1-320-HF-101, где он нагревается до 62°C, а затем по трубопроводу поступает в колонну фракционирования А1-320-BE-102. Колонна СУГ представляет собой типичную ректификационную колонну, в которой используется процесс воздушного охлаждения для конденсации верхнего погона колонны (конденсатор орошения фракционной колонны СУГ, 320-НС-101) и ребойлер котлового типа для отпаривания (ребойлер колонны СУГ, 320-НА-103).

Для поддержания температуры кубового продукта колонны предусмотрен ребойлер колонны СУГ А1-320-НА-103. Конденсат отводится из нижней секции колонны под давлением 15,2 бар(изб). при температуре 125°C, подогревается в ребойлере и возвращается в нижнюю секцию колонны. Нагрев в ребойлере осуществляется с помощью пара ВД. Пар подается в трубное пространство ребойлера ВД. Конденсат пара ВД подается в емкость конденсата фракционной колонны СУГ А1-320-VN-102, а оттуда – в коллектор конденсата пара ВД.

Для поддержания заданной температуры верхней секции колонны предусмотрено орошение верхней секции колонны охлажденным конденсатом. Пары из верхней секции колонны при температуре около 66°C по трубопроводу направляются в конденсатор орошения фракционной колонны СУГ А1-320-НС-101, где они конденсируются и направляются в верхнюю емкость орошения фракционной колонны СУГ А1-320-VA-102. Из верхней емкости орошения фракционной колонны СУГ охлажденный конденсат с температурой около 53°C подается для орошения верхней части колонны насосами орошения колонны СУГ А1-320-РА-102А/В. Конденсат С3/С4 из емкости орошения перекачивается насосами А1-320-РА-102А/В по трубопроводу под давлением 20-21 бар(изб) и температурой около 54°C в установку очистки СУГ 321. Кубовый продукт колонны подается в охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ А1-320-HF-101, где он охлаждается до 96°C и по трубопроводу под давлением 14,8 бар(изб) подается в резервуары хранения нефти установки 220. С появлением рынка сбыта сжиженного пропана и бутана планируется изготовление колонны депропанизатора (разделение фракций С3/С4). Процесс разделения С3/С4 откладывается на будущее.

Рабочее давление в колонне СУГ устанавливается равным 15,5 бар и передается через датчик давления 3201-РТ-015 на регулятор давления с индикацией 3201-PIС-015. Регулятор 3201-PIС-015 представляет собой регулятор с разделенным диапазоном на выходе, который поддерживает давление в колонне путем контроля клапана регулирования давления 3201-PCV-015С (или D) с помощью переключателя 3201-PHS-015В и клапана регулирования дифференциального давления 3201-PDCV-105А (или В) с помощью переключателя 3201-PDHS-105 и регулятора с индикацией дифференциального давления 3201-PDIC-105.

Сигнал с более высоким значением используется для клапана регулирования давления 3201-PCV-015С (или D), а сигнал с более низким значением используется для клапана регулирования дифференциального давления 3201-PDCV-105А (или В).

Регулятор дифференциального давления с индикацией 3201-PDIC-105 выполняет контроль наличия давления в емкости орошения фракционной колонны СУГ 320-VA-102 с помощью регулятора давления с индикацией 3201-PIC-019. После анализа регулятор дифференциального давления с индикацией 3201-PDIC-105 контролирует клапан регулирования дифференциального давления 3201-PDCV-105 A (или B).

При высоком рабочем давлении в колонне СУГ регулятор давления с индикацией 3201-PIC-019 сборного резервуара открывает клапан регулирования давления 3201-PCV-019A (или B) с помощью переключателя 3201-PHS-019, чтобы направить избыточный газ в систему топливного газа НД.

Пары верхнего погона из колонны СУГ конденсируются в конденсаторе орошения фракционной колонны 320-НС-101 и направляются в емкость орошения фракционной колонны СУГ (система орошения). Регулятор температуры с индикацией 3201-TIC-008 регулирует температуру на выходе, управляя потоком воздуха через пучок труб теплообменника.

Уровень жидкости, собранной в емкости орошения фракционной колонны СУГ, контролируется с помощью регулятора уровня с индикацией 3201-LIC-023, который воздействует на клапан регулирования уровня 3201-LCV-023A (или B) через переключатель 3201-LHS-023 на линии пара СУГ в установку дегидратации СУГ 321-ZA-103

СУГ частично возвращается в колонну СУГ насосами орошения колонны СУГ 320-PA-102A/B. Расход потока орошения в колонну СУГ регулируется регулятором расхода с индикацией 3201-FIC-004, который контролирует клапан регулирования расхода 3201-FCV-004A (или B) с помощью переключателя 3201-FHS-004.

Благодаря рециркуляции влажного СУГ, поступающего из Установки 321, конденсированная свободная вода собирается в нижней части емкости орошения фракционной колонны СУГ 320-VA-102; в нижней части емкости предусмотрен специальный сборный резервуар для гравитационного разделения; вода перекачивается в емкость дегазации кислой воды 333-VN-001 (в соответствии с изменением №18980, необходимо проверить) после регулирования межфазного уровня с помощью регулятора уровня с индикацией 3201-LIC-027.

Температура в нижней части колонны СУГ поддерживается на уровне 125°C с помощью датчика температуры 3201-TT-007, расположенного в колонне СУГ над линией возврата в ребойлер; регулятор температуры с индикацией 3201-TIC-007 сбрасывает уставку регулятор расхода с индикацией пара 3201-FIC-006 к ребойлеру колонны СУГ 320-НА-103.

Используется пар СД; пар ВД при 43 бар(изб). на границе установки снижается до 15,5 бар(изб). в процессе снижения давления перегретого пара и температуры.

Давление регулируется с помощью регулятора давления с индикацией 3201-PIC-048 и клапана регулирования давления 3201-PCV-048.

Чтобы уменьшить перегрев, питательная котловая вода впрыскивается в пар после регулирования давления с помощью клапана регулирования давления 3201-PCV-048; для контроля температуры смешивания предусмотрен регулятор температуры с индикацией 3201-TIC-013, который регулирует расход котловой воды с помощью клапана регулирования температуры 3201-TCV-013.

Уровень конденсата пара в емкости конденсата фракционной колонны СУГ (320-VN-102) контролируется с помощью клапана регулирования уровня 3201-LCV-033 и отводится в испарительную емкость потока НД (320-VN-104). Давление в испарительной емкости потока НД зависит от давления в коллекторе пара НД. Уровень конденсата пара контролируется с помощью регулятора уровня с индикацией 3201-LIC-070, а его избыточное количество отводится с помощью клапана регулирования уровня 3201-LCV-070 в коллектор возврата конденсата.

В нижней части колонны СУГ установлен регулятор уровня с индикацией 3201-LIC-019, который поддерживает уровень путем контроля клапана регулирования уровня 3201-LCV-019A (или B) с помощью переключателя 3201-LHS-019, расположенного на линии отвода конденсата C5+.

Перед смешиванием с сырой нефтью конденсат C5+ из нижней секции колонны СУГ проходит через охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ (320-HF-101), охлаждаясь примерно до 59°C при давлении около 15,5 бар(изб).

Из-за отсутствия термообработки после сварки, на сварочных соединениях на линиях, связанных с охладителем кубового продукта фракционной колонны СУГ и переносом каустика из установки MEROX, за последние годы в установке было произведено несколько модификаций. Подробная информация приводится в KE01-A1-320-AK-M-RE-0001-000_A01_EN. Согласно 23279, термообработка после сварки была выполнена на сварочном соединении в линии между экстракционной колонной и колонной СУГ.

Ниже приведено описание основных аспектов и методов работы системы фракционирования СУГ:

При критически низком уровне жидкости 3201-LILL-021/031 закрывает 3201-ESV-005 и 3201-ESV-021, чтобы изолировать продукт C5+ от кубового продукта СУГ, поступающего в хранилище сырой нефти через охладитель СУГ. Такая компоновка защищает оборудование, расположенное ниже по потоку, резервуар для хранения и трубопроводы от случайного прорыва газа. 3201-LIY-036 – это генератор сигналов отклонения для измерения, подтверждения и сравнения (ИПС) в PCY, сигнал тревоги генерируется, если измеренное значение между 3201-LILL-021 и 3201-LILL-031 имеет разницу, превышающую допустимую предел. Эта дополнительная логика обеспечивает готовность и надежность прибора в аварийных ситуациях.

При критически низком уровне жидкости 3201-LILL-025 в емкости орошения фракционной колонны СУГ 320-VA-102 закрывает запорный клапан всасывания насоса орошения колонны СУГ 3201-ESV-007. Насос орошения фракционной колонны 320-PA-102A/B также отключается для защиты от сухого хода.

При критически высоком уровне жидкости 3201-LIHH-024 в емкости орошения колонны СУГ 320-VA-102 закрывает 3201-ESV-010 и изолирует емкость от системы передачи углеводородного газа в топливный газ, чтобы избежать попадания капель жидкости в топливный НД.

При критически низком уровне жидкости на межфазной границе 3201-LILL-030 при загрузке в емкость орошения колонны СУГ закрывает 3201-ESV-014 и изолирует от емкости систему, расположенную ниже по потоку, направленную в секцию отпарной колонны кислой воды. Такая компоновка защищает секцию отпарной колонны кислой воды от попадания углеводородов СУГ.

При критически низком давлении на нагнетании насоса орошения колонны СУГ 320-PA-102A/B, которое может индицироваться 3201-PILL-027A/B, отключается 320-PA-102A или B, соответственно, чтобы избежать кавитации и защитить насос от механических повреждений.

На общей линии выпуска, направленной к колоннам дегидратации на установке 321 на стороне нагнетания насоса орошения колонны СУГ 320-PA-102A/B предусмотрена схема голосования 2 из 2 для 3201-PINH-104A/B для защиты установки ниже по потоку и оборудования от давления отключения насоса. 3201-ESV-060 закрывается при поступлении этих сигналов на общем нагнетании насоса орошения колонны СУГ. Также для установки 321 предусмотрено взаимное отключение, которое закрывает подачу пара НД в испаритель 321-HA-102 (3211-ESV-031), пара ВД в подогреватель газа регенерации 321-HA-104 (3211-ESV-032), последовательный клапан колонны дегидратации C3/C4 321-VJ-102A (3211-ESV-035), последовательный клапан колонны дегидратации C3/C4 321-VJ-102B (3211-ESV-040).

При критически высоком давлении 3201-PINH-034 в колонне СУГ перекрывает подачу пара в ребойлер колонны СУГ 320-HA-103, закрывая 3201-ESV-015, а вместе с ним и подачу тепла в колонну.

Дополнительно принятые изменения: 22395 (логика), 21482 (АиТ), 19969 (оборудование), 19970 (оборудование), 19980 (оборудование), 17232 (оборудование).

Система колонны разделения C3/C4 – БУДУЩАЯ УСТАНОВКА

В будущем, если будет найден подходящий рынок сбыта СУГ и потребуются разделить пропан/бутан, пар СУГ верхнего погона должен направляться непосредственно в колонну

разделения C3/C4 (320-VE-103) с последующей дегидратацией верхнего погона C3. Целью этой колонны является разделение пропана и бутана. Как и в случае колонны СУГ, можно использовать конденсацию с воздушным охлаждением и ребойлинг с паровым перегревом.

Рабочее давление колонны разделения C3/C4, 320-VE-103 передается с помощью 3201-PT-053 как на регулятор давления 3201-PIC-053, так и на регулятор давления емкости 3201-PIC-058. 3201-PIC-053 является регулятором с разделенным диапазоном и поддерживает давление в колонне, регулируя 3201-PIC-058.PCV-053A (или B) и 3201-PDCV-106A (или B). Сигнал нижнего предела диапазона задан для 3201-PCV-053A (или B), а сигнал верхнего предела диапазона задан для 3201-PDCV-016A (или B). При высоком рабочем давлении колонны разделения C3/C4 регулятор давления в емкости 3201-PIC-058 открывает регулирующий клапан 3201-PCV-058A (или B) для направления избыточного газа в систему топливного газа НД.

Пар верхнего погона из колонны C3/C4 конденсируется в 320-HC-103 и поступает в емкость орошения 320-VA-103. Температура на выходе воздухоохладителя регулируется с помощью 3201-TIC-053, который использует привод с регулируемой скоростью для изменения потока охлаждающего воздуха на пучках теплообменника. Уровень жидкости в этой емкости регулируется с помощью 3201-LIC-054, который модулирует регулирующий клапан 3201-LCV-054, расположенный на линии нагнетания 320-PA-103A/B для дегидратации пропана. Регулирование потока орошения в колонну C3/C4 осуществляется с помощью 3201-FIC-050.

Температура пара в колонне C3/C4 измеряется 3201-TT-050, расположенным на колонне C3/C4; выходные данные контроллера 3201-TIC-050 используются для изменения уставки 3201-FIC-054, который контролирует подачу пара в ребойлер. Уровень в емкости конденсата контролируется регулятором уровня 3201-LIC-062 и передается через 3201-LCV-062 в систему конденсата НД.

Колонна C3/C4 снабжена регулятором уровня 3201-LIC-050, который поддерживает уровень путем контроля регулирующего клапана 3201-LCV-050A (или B) на линии выпуска бутана.

Регулятор температуры 3201-TIC-060 поддерживает температуру бутана на выходе, регулируя поток охлаждающего воздуха на пучке теплообменника с помощью привода с регулируемой скоростью.

Насосы орошения колонны C3/C4 (320-PA-103A/B) снабжены функцией автоматического запуска, поэтому при выходе из строя рабочего насоса резервный насос включается автоматически. Оператор может назначить любой из этих насосов «рабочим» или «резервным».

Анализаторы 3201-AI-050 на линии подачи пропана в дегидратор и 3201-AI-051 на линии подачи бутана в хранилище предназначены для измерения меркаптанов соответствующего продукта и подачи сигнала тревоги высокого уровня.

Предусмотрена соединительная линия для перекачки некондиционного пропана в бутан.

Ниже приведено описание основных аспектов и методов работы системы разделения C3/C4:

При критически высоком уровне жидкости 3201-LINH-052 в резервуаре вызывает блокировку подачи в колонну разделения; остановка колонны разделения C3/C4 не должна приводить к остановке технологической линии. Закрывается запорный клапан 3201-ESV-051 на входе подачи. При слишком низком уровне 3201-LILL-053 нижний выпускной клапан 3201-ESV-052 закрывается, и насосы орошения 320-PA-103A/B также останавливаются.

При критически низком уровне жидкости 3201-LILL-057 закрывает запорный клапан всасывания насоса орошения колонны разделения C3/C4 3201-ESV-050 для защиты от попадания газа в насос и оборудование, расположенное ниже по потоку.

При критически высоком уровне жидкости 3201-LINH-056 закрывает запорный клапан топливного газа НД 3201-ESV-055 для защиты от попадания жидкости в систему топливного газа, а также закрывает входной запорный клапан 3201-ESV-051 колонны разделения C3/C4.

При критически низком межфазном уровне 3201-LILL-065 при загрузке емкости орошения колонны разделения C3/C4 закрывает 3201-ESV-058 на водопроводе, идущем к сборному

коллектору сбора сернистой воды. В результате гарантируется, что углеводороды из емкости не попадут в секцию сернистой воды.

При критически низком давлении на нагнетании насоса орошения колонны разделения С3/С4 320-РА-103А/В, которое может индифицироваться 3201-PILL-057А/В, отключается 320-РА-103А или В, соответственно, чтобы избежать кавитации и защитить насос от механических повреждений.

Предусмотрено средство продувки, упрощающее продувку изолированной системы в аварийных ситуациях. Между электростатическими клапанами предусмотрено средство продувки, упрощающее продувку изолированных участков во время аварийной ситуации. Группы продувки S12А/В, S13А/В и S14 расположены внутри установки 320, и давление в них может быть сброшено по отдельности через операторную.

5.4 УСТАНОВКА 321 – УСТАНОВКА ОЧИСТКИ СУГ – ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Основными задачами Установки 321, предназначенной для очистки СУГ, являются:

1. осушение потока СУГ (верхний погон колонны СУГ - С3/С4);
2. извлечение меркаптанов из СУГ (кубовый продукт деэтанатора – С3+).

5.4.1 Процесс дегидратации СУГ

Процесс дегидратации СУГ С3/С4 на Установке 321 состоит из двух режимов: режима адсорбции и режима регенерации. При времени адсорбции 1440 минут общее время регенерации составляет 945 минут: 60 минут для дренажа, 45 минут для увеличения, 450 минут для нагрева, 45 минут для уменьшения, 145 минут для охлаждения, 120 минут для наполнения, 80 минут в режиме ожидания. Логика РСУ позволяет операторам регулировать время адсорбции, время нагрева, время охлаждения и время ожидания на основе входных данных технологического процесса.

Режим адсорбции

Подаваемый поток СУГ с высоким содержанием воды (при температуре около 53°C, давлении 20,5 бар(изб). и 1740 ч/млн Н₂О) из установки 320, установки очистки СУГ, подается в колонну дегидратации С3/С4 (321-VJ-102А/В) Установки 321 с помощью насосов орошения колонны СУГ (320-РА-102 А/В). При этом одна из колонн, 321-VJ-102А, находится в режиме адсорбции, а вторая колонна, А1-321-VJ-102V, находится в режиме регенерации.

Скорость извлечения воды составляет около 32 кг/час при переработке 800 кг каждые 24 часа. Следовательно, принимая за основу наихудшие параметры содержания воды во влажном потоке СУГ, период адсорбции в колонне дегидратации устанавливается равным 24 часам.

Поверхности осушителей должны быть достаточно большими, чтобы обеспечить поглощение адсорбируемых молекул внутрь на большей части доступной площади. Внутренние поры в молекулярном сите представляют собой кристаллизованные полости большего размера по сравнению с отверстиями на поверхности.

Притяжение воды молекулярным ситом основано на полярности самой воды. Эта особенность играет важную роль. Фактически, молекулярное сито имеет электрические заряды на внутренних поверхностях кристаллизованных полостей, которые притягиваются к идентичным зарядам на полярных молекулах.

Адсорбция достигается подачей потока влажного газа в колонну вверх. На этом этапе около 800 кг воды адсорбируется молекулярным ситом в колонне дегидратации.

В нормальных условиях эксплуатации в установке дегидратации во время цикла дегидратации имеются три отдельные зоны:

- Зона термодинамического равновесия насыщенного адсорбента;
- Зона массообмена;

- Активная зона свежего адсорбента.

Зона термодинамического равновесия расположена на входе в установку. Осушитель в зоне термодинамического равновесия разбавляется водой. Он обеспечивает влагоудерживающую способность с фиксированным соотношением, основанную на подготовке поступающего потока, и не имеет дополнительной возможности адсорбировать воду. Размер зоны термодинамического равновесия напрямую зависит от времени адсорбции.

Фактически, весь массообмен происходит в зоне массообмена, той части установки, где в данный момент происходит адсорбция. В этой области концентрация адсорбента в жидкой среде снижается с уровня на входе до уровня на выходе. Размер зоны массообмена зависит от компонентов, которые требуется адсорбировать из состава поступающего потока. Он также зависит от следующего:

- Скорость движения жидкости через установку;
- Концентрация на входе;
- Требования к концентрации на выходе;
- Температура;
- Тип молекулярного сита.

Третья зона свежего адсорбента – это активная зона, где осушитель полностью осуществляет адсорбцию воды.

В соответствии с циклом времени адсорбции фронт воды перемещается от нижней части сосуда к верхней, и после насыщения активной зоны происходит прорыв жидкости. Для предотвращения утечки жидкости на линии отвода в режиме дегидратации установлены два поточных анализатора влажности 3211-АТ-003/004. Эти анализаторы влажности, расположенные в колоннах дегидратации фракции С3/С4, предназначены для контроля проникновения воды в сосуд и служат источником информации о возможном образовании каналов в слое сосуда.

Такая система предварительной сигнализации уведомляет оператора о любых проблемах и в то же время сообщает об определенном времени, оставшемся до серьезного прорыва воды. Колонна обладает постоянной способностью к адсорбции веществ, и после того, как она насыщается водой, исходный поток подается в другую колонну, а первая колонна переключается в режим регенерации с использованием рециркулирующего горячего газа.

Осушенный СУГ на выходе из колонны содержит менее 1 ч/млн воды. Затем поток осушенного СУГ подается в Установку хранения и транспортировки СУГ 221.

Во время планово-предупредительного ремонта 2019г. было обнаружено, что высота слоя молекулярного сита в сосудах колонны осушки заметно уменьшилась, что свидетельствует об истощении и утрате осушителей. Таким образом, для решения этой проблемы во время планово-предупредительного ремонта 2022г. было внедрено изменение 22933 для установки сита Johnsons на дне сосуда колонны осушки, чтобы избежать молекулярного истирания и, как следствие, потерь в установках, расположенных ниже по потоку.

Режим регенерации

Дегидратация СУГ представляет собой простую двухслойную систему, в которой один слой используется для адсорбции, а другой – для регенерации. Адсорбция осуществляется восходящим потоком, а регенерация достигается путем подачи потока СУГ в колонны осушки, его испарения и перегрева до 230°C перед тем, как пропустить его нисходящим потоком через регенерирующий слой. В результате отводится вода и восстанавливается адсорбционная способность слоев. Затем слои охлаждаются тем же регенерационным потоком, но на этот раз до точки росы.

Газ регенерации возвращается на вход конденсатора колонны СУГ для охлаждения/конденсации и рециркулируется обратно через систему. Вода, отводимая с помощью газа регенерации, удаляется в трехфазном сепараторе типа емкости орошения колонны СУГ.

Регенерация контролируется регулятором времени. В соответствии с текущей конструкцией он задается на фиксированное время цикла, в течение которого проверяются параметры процесса, такие как температура, прежде чем разрешить отключение адсорбционного слоя.

В качестве альтернативы регулятору времени, циклом регенерации можно управлять на основе приближения прорыва воды, который контролируется на верхней части слоя. Этот второй вариант может использоваться оператором, когда он уверен в надежности технологического процесса установки. Подача СУГ в испаритель осуществляется с помощью регулятора уровня. Подвод тепла для испарения регулируется с помощью регулятора расхода пара, который сбрасывается потоком газа регенерации, поступающего на выходе из нагревателя газа регенерации. Для перегревателя температура газа регенерации на выходе приводит к сбросу расхода пара. Поток газа регенерации регулируется.

Во время цикла охлаждения фазы регенерации СУГ проходил через кожух подогревателя газа регенерации (321-НА-104) со стороны кожуха. Это приводит к резкому снижению давления со стороны труб теплообменника из-за конденсации пара, приводящей к вибрации в подогревателе. Кроме того, конденсат не мог поступать в коллектор конденсата высокого давления. Для слива конденсата и подключения линии подачи пара высокого давления для каждого цикла требуется ручное вмешательство.

Для устранения этой проблемы, согласно УПИ PRSU-R-0034, была предусмотрена байпасная линия СУГ к подогревателю газа регенерации, и во избежание тепловых ударов в подогревателю газа регенерации цикл регенерации колонны дегидратации С3/С4 был изменен, как описано ниже.

- Дренаж
- Повышение мощности
- Нагрев
- Снижение
- Охлаждение
- Заполнение
- Режим ожидания

Дренаж

После насыщения молекулярное сито необходимо регенерировать. Первый этап регенерации заключается в сливе жидкости из колонны дегидратации. Эта операция выполняется без снижения давления, чтобы предотвратить испарение внутри слоя. Таким образом, отбирается часть потока сухого СУГ и испаряется при давлении 22 бар(а) в испарителе А1-321-НА-102 С3/С4. Затем пары направляются в колонну осушки по байпасной линии подогревателя газа регенерации (321-НА-104) в слой регенерации в направлении нисходящего потока. Во время выполнения этой последовательности клапаны 3211-ESV-043/044/045 и 3211-XV-016 открыты, а 3211-ESV-033/034/038/039 и 3211-XV-015 закрыты. Жидкость заменяется и вытесняется парами. Дренированный СУГ газ направляется в конденсатор орошения фракционной колонны (320-НС-101) и, таким образом, рециркулируется в системе, работающей при давлении около 17 бар а.д. На выпускном трубопроводе предусмотрен регулятор давления 3211-Р1С-059 для снижения давления и поддержания давления на входе колонны осушки путем модуляции 3211-Р1СV-059.

На выходе из нижней части адсорбционного слоя предусмотрен специальный резервуар для переноса SP-8402, который обеспечивает полное опорожнение емкости адсорбера от жидкости перед началом нагрева горячими парами СУГ. Этот трубопровод, оснащенный датчиком уровня 3211-LILL-058/061 и сигнализатором низкого уровня, должен быть подключен в последовательности, обеспечивающей полную изоляцию адсорбера в конце фазы дренажа, чтобы обеспечить отсутствие жидкости в емкости. Специальный переключатель низкого уровня, установленный на резервуаре, расположенном на выпускной трубе дегидрататора, указывает завершение слива, закрывая соответствующий клапан.

Важно удалить из системы как можно больше жидкости: фактически, в случае неполного дренажа остаточные жидкости, задержанные в слое молекулярного сита, будут испаряться во

время нагрева, в результате чего требуется дополнительный нагрев, а иногда и снижается эффективность регенерации. Предполагается, что этот этап занимает около 1 часа.

Предусмотрен испаритель котлового типа, позволяющий выпаривать сухой жидкий СУГ, который будет использоваться на этапах регенерации, т.е. при дренаже, нагреве и охлаждении колонны осушки. Сухой СУГ отводится в виде части потока. Соответствующий регулятор уровня (3211-LT-008) предусмотрен на кожухе котла для контроля наполнения жидкостью в соответствии с требованиями к испарению. Пучок трубок покрыт жидкостью, и надлежащий уровень поддерживается с помощью регулятора уровня 3211-LIC-008. Этот регулятор работает, открывая клапан 3211-LCV-008 в случае понижения уровня жидкости внутри котла и, наоборот, закрывая при повышении уровня жидкости. Сухой С3/С4 испаряется при температуре 81°C в испарителе А1-321-НА-102 С3/С4 и затем перегревается до 230°C в нагревателе газа регенерации 321-НА-104.

Для нагрева СУГ во время всех циклов предусмотрен соответствующий регулятор температуры на выходе А1-321-НА-104. Регулятор температуры (3211-TICHL-015) выполняет сброс регулятора расхода (3211-FICHL-007) при подаче пара высокого давления в теплообменник. Регулятор температуры 3211-TICHL-015 работает в течение всех циклов. Аналогичным образом, регулятор расхода пара (3211-FICHL-007) находится в автоматическом режиме в течение всех циклов. Для проведения того же процесса открыт 3211-ESV-032. Пар высокого давления должен всегда подаваться на всех этапах регенерации, чтобы избежать проблем с запуском, и впоследствии подогреватель газа регенерации (321-НА-104) может быть подключен без ручного вмешательства.

Повышение мощности

На этом этапе испаренный СУГ перенаправляется из байпаса подогревателя газа регенерации А1-321-НА-104 в подогреватель, и его расход постепенно увеличивается с 0 до уставки расхода фазы регенерации 7300 кг/ч.

Причина постепенного увеличения расхода СУГ через подогреватель газа регенерации заключается в том, чтобы избежать тепловых ударов внутри подогревателя и через адсорбирующий слой, подлежащий регенерации на этапе нагрева. Этот этап длится около 45 минут (время можно настроить по месту).

Необходимая потребность в парах СУГ для регенерации слоя устанавливается регулятором расхода 3211-FICHL-006, который выполняет сброс регулятор 3211-FIC-005 на входе пара СУГ, необходимого для испарения.

Конденсат пара НД удаляется из котла А1-321-НА-102 через емкость конденсата пара А1-321-VN-101, которая имеет уравнильный трубопровод в верхней части емкости к входу пара в испаритель С3/С4 для выравнивания давления. Конденсат удаляется из этой емкости при регулировке уровня с помощью 3211-LICHL-012. Емкости конденсата пара расположены таким образом, что в выключенном состоянии возможно обратное заполнение труб, что позволяет уменьшить площадь теплопередачи. Когда уровень конденсата снижается из-за низкой потребности в подаче пара, регулятор закрывает выпускной клапан, позволяя повысить уровень в емкости и снова заполнить пучок труб теплообменника.

Конденсат пара ВД удаляется из подогревателя газа регенерации А1-321-НА-104 через емкость конденсата пара А1-321-VN-104, которая имеет уравнильный трубопровод в верхней части емкости к входу пара в подогреватель регенерации для выравнивания давления. Конденсат удаляется из этой емкости при регулировке уровня с помощью 3211-LICHL-015. Емкости конденсата пара расположены таким образом, что в выключенном состоянии возможно обратное заполнение труб, что позволяет уменьшить площадь теплопередачи. Когда уровень конденсата снижается из-за низкой потребности в подаче пара, регулятор закрывает выпускной клапан, позволяя повысить уровень в емкости и снова заполнить пучок труб теплообменника.

Нагрев

Перегретый пар СУГ, проходящий нисходящим потоком через слой, способствует удалению воды и регенерации слоя. Этот этап длится около 7,5 часов.

Испаритель СУГ работает на этапах регенерации, особенно во время дренажа, увеличения, нагрева, снижения и охлаждения, но остановлен в период ожидания, при этом регулятор расхода 3211-FICHL-006 задается на минимальное значение. Закрытие клапана подачи 3211-ESV-043 необходимо отложить, чтобы убедиться, что испаритель остается заполненным жидкостью после отключения подачи пара.

Во время нагрева поток горячих паров, выходящий из дегидрататора, будет направляться в конденсатор орошения фракционной колонны 320-НС-101.

Сигнализатор температуры 3211-TIH-036/039, установленный на нижнем выходе слоя 321-VJ-102A/B, соответственно, в сочетании с последовательной программируемой логической системой указывает на завершение этапа нагрева.

Во время цикла регенерации расход пара СУГ регулируется с помощью регулятора расхода 3211-FIC-006, который выполняет сброс регулятора расхода 3211-FIC-005 на входе пара в испаритель.

Постоянный поток в контуре регенерации обеспечивает надлежащую скорость прохождения слоя во время регенерации, что позволяет избежать чрезмерного образования каналов в слое и, следовательно, поддерживать надлежащее время регенерации.

Пары регенерации, выходящие из осушителя во время регенерации, направляются в воздухоохладитель A1-320-НС-101 в установке 320 для конденсации. Регулятор давления 3211-PIC-059 предусмотрен для снижения давления этого потока до рабочего давления установки 320.

Регулятор давления позволяет поддерживать нужное давление в 21,0 бар(изб) внутри колонны осушки во время фазы регенерации, открывая клапан, когда давление имеет тенденцию к повышению, и закрывая, когда давление выше по потоку снижается.

Снижение мощности

На этом этапе пар СУГ при температуре 81°C (из испарителя СУГ A1-321-НА-102) направляется в регенерированный слой, и его расход постепенно снижается с уставки расхода СУГ на этапе регенерации (7300 кг/ч) до 0 кг/ч. Этот этап длится около 45 минут (время можно настроить по месту).

Затем подача СУГ через подогреватель газа регенерации A1-321-НА-104 останавливается (A1-3211-XV-015 закрыт), а байпас подогревателя открывается (A1-3211-XV-016 открыт).

Постепенное снижение расхода СУГ необходимо, чтобы избежать тепловых ударов внутри подогревателя газа регенерации и через регенерированный адсорбирующий слой на этапе охлаждения.

Охлаждение

Этап охлаждения выполняется с той же частью потока испаренного сухого СУГ с точкой росы 22 бар а.д., около 81°C. Предполагается, что этот этап занимает около 2,5 часа. Поток пара, выходящий из дегидрататора, направляется в конденсатор орошения фракционной колонны 320-НС-101.

Окончательное охлаждение до надлежащей рабочей температуры слоя при рабочем давлении (около 56°C) достигается на следующем этапе: заполнение жидким СУГ.

Заполнение

В конце этапа регенерации колонна осушки заполняется жидкостью в режиме ожидания и готова к следующему этапу адсорбции. После завершения охлаждения примерно до 85°C в дегидратор подается часть потока жидкого сухого СУГ, проходящая через испаритель. На первом этапе происходит частичное испарение, которое способствует снижению температуры слоя до подходящего значения. При достижении температуры 56°C испарение прекращается, и наполнение будет продолжаться до тех пор, пока специальный сумматор расхода 3211-FQI-050 не укажет на его завершение. Заполнение колонны осушки жидкостью осуществляется с помощью устройства 3211-FIC-050, которое управляет клапаном регулирования расхода.

Сумматор расхода, предусмотренный в этом контуре, используется логикой управления для прерывания наполнения, когда заданное массовое количество жидкости С3/С4 загружается внутрь колонны осушки. Этот этап длится около часа: вначале необходимо действовать очень медленно, чтобы ограничить испарение внутри слоя молекулярного сита и предотвратить перемещение гранул из-за кипящих паров. Следует помнить, что заполнение производится вверх по вторичной линии подачи, снабженной клапаном регулирования расхода и переключающим клапаном меньшего размера для каждого слоя, чтобы обеспечить постепенную работу. Этот этап длится около 1 часа.

Режим ожидания

После завершения заполнения регенерированный дегидратор готов к новому циклу адсорбции; предусмотрено около 10 часов работы в режиме ожидания.

Гибкость управления:

Ниже приведено описание основных аспектов и методов работы установки дегидратации СУГ:

Установка дегидратации выполнена как адсорбционная система с двумя слоями, при этом один слой работает, в то время как второй слой находится в процессе регенерации. Учитывая ожидаемую загрузку слоя водой в момент отработки, проектные требования к регенерации автономного слоя за определенный промежуток времени предусматривают базовое время цикла в 24 часа для адсорбции и 13 часов для регенерации отработанного слоя, при этом оставшиеся 11 часов доступны в качестве резервного времени для регенерированного слоя. Время цикла, используемое для расчета, учитывает наихудший вариант эксплуатации по нескольким параметрам, включая следующие:

- Максимальное содержание воды в подаваемом потоке;
- Пропускная способность молекулярного сита, которая определяет степень естественного старения;
- Предполагаемая максимальная температура подаваемого СУГ составляет 56°C;
- Предполагаемая производительность установки составляет 1115 кмоль/ч при 110% проектной мощности.

С учетом рабочего слоя, изменения любого из этих параметров будут влиять на то, как долго он может использоваться до момента истощения. Следовательно, ожидается, что цикл адсорбции может быть продлен или сокращен в зависимости от изменений параметров. Как указано выше, система регулирования должна быть достаточно гибкой, чтобы оператор мог изменять различные параметры для реализации преимуществ производительности при выполнении длительных циклов адсорбции. Таким образом, наиболее фундаментальным вопросом управления установкой является контроль цикла адсорбции в режиме реального времени на основе строгого соблюдения расчетного времени цикла. Этот способ чаще всего используется в стабильных условиях.

Цикл адсорбции слоя контролируется в режиме реального времени на основе точки росы воды на поверхности слоя, в результате чего обеспечивается определенная степень свободы в изменении времени последовательности и возможность прогнозирования времени смены слоя.

Метод, основанный на контроле точки росы воды, требует более сложной системы управления, более высокой степени вмешательства оператора и знания технологического процесса, и его предпочтительно применять, когда подача жидкости в установку не постоянна во времени, а сильно варьируется. Фактически, при отсутствии подходящего регулирования расхода любое колебание подачи воды в установку приведет к различной гидродинамической нагрузке и периодам прорыва воды.

В рассматриваемом нами случае поток подачи в установку дегидратации поступает от насоса орошения (3201-РА-102) в установке очистки СУГ 320, которая находится в режиме регулирования уровня. Обычно ожидаются устойчивые условия, но также возможны и некоторые колебания расхода. Ожидается, что эти колебания не ухудшат производительность установки дегидратации в нормальных условиях с точки зрения значительных изменений времени прорыва, и поэтому возможен контроль фиксированного расчетного времени.

Но в случае значительного сокращения времени прорыва оператор должен иметь возможность:

- Заменить слой до истечения ожидаемого времени адсорбции и при необходимости изменить время, заданное для адсорбции и регенерации, исходя из расчетного значения 24/13 часов.

Очевидно, что в случае регулирования точки росы на адсорбционном слое требуется регулярное и точное техническое обслуживание/калибровка специального прибора-анализатора для получения достоверной информации и правильной работы установки, а также возможность ручного запуска и остановки на этапах цикла адсорбции/регенерации (например, нагрев через подогреватель газа регенерации).

Контроллер последовательности:

Логическая схема управления последовательностью, которая расположена в РСУ, взаимодействует с автоматическими контроллерами, приборами и клапанами с дистанционным управлением (циклическими клапанами), расположенными по месту. Кроме того, система предотвращает запуск какой-либо последовательности до тех пор, пока не будут соблюдены все необходимые меры предосторожности, и обеспечивает, что по крайней мере один слой всегда открыт для сушки. В конце каждого этапа регенерации окончание фазовых режимов определяется как таймером, так и состоянием переключателя процесса, например температурой, уровнем, сумматором счетчика расхода. Для переключения режима осушения предусмотрен защищенный переключатель, доступ к которому осуществляется с графического экрана РСУ.

Последовательность допускает работу в следующих режимах:

Режим автоматической последовательности: автоматическое включение каждой колонны осушки в соответствии с логической схемой логического блока. Все блоки управления клапанами заблокированы в автоматическом режиме, и ручное управление не допускается.

Ручной режим: Операции с каждым циклическим клапаном выполняются вручную с помощью блоков управления РСУ. Операторы должны поддерживать надлежащий режим работы установки.

Полуавтоматический режим: Аналогично автоматическому режиму, за исключением того, что контроллер последовательности останавливается после каждого шага, и требуется команда оператора для перехода к следующему шагу. Шаг определяется как изменение положения любого циклического клапана, участвующего в последовательности. Если есть таймер, связанный с командой изменения положения клапана, то таймер запускается автоматически, но по истечении времени таймера клапан не двигается до тех пор, пока оператор не нажмет «кнопки следующего шага».

Перевод режима из автоматического или полуавтоматического в ручной защищен уровнем доступа «Супервайзер». Операторы могут свободно переключаться между полуавтоматическим режимом и автоматическим режимом, а также могут вернуть контроллер последовательности в автоматический режим (если автоматический режим был выключен супервайзором).

РСУ также будет выполнять следующие функции:

- Первоначальный выбор колонны осушки: одна из двух колонн выбирается в качестве первой в последовательности
- **Запуск:** Начальный запуск последовательности. Последовательность всегда начинается с слоя, выбранного с помощью селектора начального выбора колонны осушки. Оператор устанавливает все клапаны действующей колонны осушки в надлежащее положение для первоначального запуска; в противном случае последовательность не запустится.
- **Останов:** Остановка последовательности, все таймеры продолжают работать, других действий контроллер последовательности не выполняет. Если оператор выдает эту команду, контроллер последовательности остается в автоматическом режиме. Если контроллер последовательности переключается из автоматического режима в ручной, автоматически выдается команда остановки.

- **Сброс:** Возобновляется последовательность, прерванная командой остановки. Контроллер последовательности должен находиться в автоматическом режиме, чтобы последовательность была возобновлена командой «Сброс».
- **Следующий шаг:** Запускается последовательность на следующем шаге в автоматическом режиме.

Дополнительно принятые изменения: 22500 (АиТ), 22438 (логика), 22268 (логика), 19721 (логика)

5.4.2 Процесс удаления меркаптанов СУГ

Система демеркаптанизации СУГ установки очистки СУГ 321.

На установку подается поток СУГ из насосов кубового продукта деэтанизатора, охлаждаемый охладителем нижней секции деэтанизатора.

Подаваемый поток СУГ при температуре около 47-51°C и давлении 23 бар(изб). на входе установки смешивается с каустиком в статическом смесителе 321-ZE-104 и затем подается в нижнюю секцию экстракционной колонны 321-VC-101, где производится предварительная промывка частично использованным раствором каустика.

Эта экстракционная колонна представляет собой емкость, состоящую из двух секций: секции извлечения меркаптана и секции предварительной промывки. Верхняя секция извлечения представляет собой колонну с сетчатыми тарелками контактного типа «жидкость-жидкость». Каждая тарелка состоит из входного резервуара для каустика, центральной зоны смешивания (где восходящий поток соприкасается с горизонтальным потоком раствора каустика), выпускного затвора и сливной трубы, по которой каустик самотеком переливается на следующую тарелку, а дно колонны служит удобным резервуаром для сбора каустика.

Каустик из нижней секции предварительной промывки экстракционной колонны откачивается насосами рециркуляции каустика 321-PA-107A/B для смешивания с поступающим сырьем. В секции предварительной промывки H_2S и CO_2 удаляются для образования сульфида натрия, сероводорода натрия и карбоната натрия.

СУГ, выходящий из верхней секции предварительной промывки, поступает в верхнюю секцию извлечения меркаптанов и подается на тарелку №12, в то время как регенерированный каустик подается сверху на тарелку №1 секции очистки. Меркаптаны (в частности, легкие меркаптаны) извлекаются из состава СУГ путем прямого контакта потока СУГ с регенерированным раствором каустической соды (14 мас.% NaOH). Затем поток очищенного СУГ выходит из верхней секции колонны и подается при температуре 50°C и давлении 20,8 бар в колонну дебутанизатора.

Раствор каустической соды на дне верхней секции экстракционной колонны насыщен меркаптанами и должен быть регенерирован для повторного использования.

Регенерация осуществляется с помощью непрерывного впрыска воздуха и раствора катализатора Мегох (WS-2). Производство оригинального катализатора WS было прекращено и, следовательно, теперь используется каталитический раствор нового поколения (WS-2) согласно изменению № 23365. Дозируемый катализатор превращает меркаптаны (меркаптиты натрия) в соответствующие им дисульфиды в процессе окисления. Реакция протекает в окислительной колонне 321-VF-102. Химическая реакция в данном случае представляет собой окисление, которому способствует катализатор MEROX. В результате образуется вода и некоторое количество тепла. Более высокая температура способствует протеканию химической реакции. В нормальных условиях эксплуатации нет необходимости в подогреве циркулирующего каустика, однако, в случае аномального снижения температуры, может быть введен в работу подогреватель каустика 321-HF-103. Во время планово-предупредительного ремонта 2022 г. в соответствии с изменением № 20132 была установлена байпасная линия подогревателя, позволяющая изолировать его для технического обслуживания.

В сепараторе дисульфидов можно отделить дисульфидную нефть, не разбавленную каустиком. Таким образом, трехфазная смесь отработанного воздуха, щелочного раствора и дисульфидной нефти, полученная из установки окисления, направляется в сепаратор дисульфидов 321-VS-101 для разделения.

Регенерированный ненасыщенный каустик (вместе с катализатором MEROX WS-2) из нижней секции сепаратора дисульфидов повторно закачивается в экстракционную колонну с помощью насосов циркуляции каустика 321-PA-103A/B для дальнейшего использования. Небольшое количество нелетучей дисульфидной нефти остается в разреженном состоянии в регенерированном потоке каустической соды и, будучи свободно растворимым в углеводородах, будет выделяться при вторичном поступлении в экстракционную колонну. Их часто называют «возвратной серой», поскольку они являются составной частью общего количества серы, содержащейся в перерабатываемом продукте.

Отработанный технический воздух с пониженным содержанием кислорода все еще остается потенциально взрывоопасным. Для безопасной утилизации из блока удаляется воздух, разбавляется соответствующим количеством топливного газа и направляется в термический окислитель. Если установка термического окислителя не находится в активном состоянии, отработанный воздух выбрасывается в атмосферу через вентиляционный резервуар 321-VA-102.

Дисульфидная нефть, отделенная в сепараторе дисульфидов, закачивается за границей установки с помощью насосов дисульфидной нефти 321-PD-107A/B и направляются в резервуар для хранения сырой нефти.

После окисления меркаптанов диоксид углерода, выделяемый из воздуха и воды, влияет на циркулирующий раствор каустика, и поэтому для сохранения эффективности процесса регенерации некоторая часть раствора должна непрерывно сливаться из секции предварительной промывки в емкость дегазатора отработанного каустика 321-VA-105. При более низком давлении там выделяются любые опасные газы. Затем каустик направляется на установку переработки с помощью насоса отработанного каустика 321-PA-106. Непрерывная подача готового концентрированного каустика обеспечивается насосами для закачки каустика 321-PD-108A/B. Периодически в него будут добавляться небольшие количества MEROX WS-2 (через емкость добавления катализатора 321-VN-102).

Первоначальная заправка осуществляется с помощью насоса для добавления воды/каустика 321-PA-104, который закачивает деминерализованную воду из емкости 321-VN-107 и подпиточный каустик с границы установки, чтобы заполнить систему каустиком требуемой концентрации.

В случае отключения системы Мегох большая часть каустика извлекается из емкости дегазатора отработанного каустика и перекачивается за границу установки, в отстойную емкость каустика 321-VA-104 и откачивается из установки с помощью насоса отстойной емкости каустика 321-PA-105. Для слива каустика оператор должен получить разрешение на выполнение этой операции у соответствующего лица.

Из-за проблем с коррозией, возникающих в установке MEROX, во время планово-предупредительного ремонта 2022г. в соответствии с изменением № 22348 материал линии между сепаратором дисульфидов и насосами дисульфидной нефти был заменен с углеродистой стали на нержавеющую.

Ниже приведено описание основных аспектов работы и методов контроля установки демеркаптанации.

Поток, давление и температура СУГ

Насосы кубового продукта дегидрататора закачивают СУГ в установку Мегох в режиме регулирования уровня (регулятором уровня в нижней секции дегидрататора). Вся система управления расположена за границей Установки 321.

Поток СУГ является одним из важнейших параметров работы, который также должен регулироваться в соответствии с расчетным расходом и общим оборотом. Резкие колебания потока могут привести к снижению эффективности процесса рекуперации, что, в свою очередь, может привести, в частности, к выделению меркаптанов при снижении расхода потока до расчетной нормы общего оборота. Показания потока предоставляются индикатором расхода A1-3201-FI-016, расположенным ниже по потоку.

Давление потока устанавливается клапаном регулирования давления A1-3211-PCV-208. Давление должно предотвращать испарение СУГ, которое может привести к улавливанию каустика, снижению качества продукта и механическому повреждению оборудования в случае интенсивного испарения.

Температура меркаптанов контролируется индикатором температуры A1-3211-TI-201, который выдает сигналы высокого и низкого уровня. Низкие значения температуры способствуют выделению меркаптанов, но выделение каустика начинается при температуре ниже 32°C; оптимальной является температура 38°C, поскольку при более высоких температурах процесс выделения протекает медленнее.

Extractor Plus A1-321-VC-101

Давление в экстракционной колонне регулируется регулятором давления с индикацией A1-3211-PIC-208 с уставкой 20,8 бар, который контролирует клапан регулирования давления A1-3211-PCV-208. Регулятор расхода с индикацией A1-3211-FIC-204, контролирующей клапан A1-3211-FCV-204, управляет потоком ненасыщенного раствора каустической соды, подаваемого на верхнюю тарелку экстракционной колонны. Раствор каустической соды из нижней части верхней секции Extractor Plus насыщается меркаптанами (также называемыми насыщенной каустической содой) и контролируется клапаном регулирования уровня A1-3211-LCV-207, который получает сигнал от контроллера уровня колонны сепаратора дисульфидов. Регулятор уровня с индикацией СУГ/каустика A1-3211-LIC-204 контролирует уровень в верхней секции колонны Extractor Plus (секция рекуперации) и передает сигнал A1-3211-FIC-202, описанный в разделе рециркуляции каустика ниже. Регулятор уровня с индикацией A1-3211-LIC-203 контролирует уровень в нижней секции колонны Extractor Plus (секция предварительной обработки каустиком) с помощью клапана регулирования уровня A1-3211-LCV-203 на линии подачи отработанного каустика в установку дегазации отработанного каустика.

Окислительная колонна A1-321-VF-102

Технический воздух подается в насыщенный каустик для регенерации каустика. В процессе регенерации происходит потребление кислорода; предполагается контролировать содержание кислорода в линии подачи отработанного воздуха из сепаратора дисульфидов A1-321-VS-101. Регулятор воздуха с индикацией A1-3211-AIC-201 принимает сигнал от анализатора кислорода A1-3211-AT-201, расположенного на линии отработанного воздуха, из верхней секции сепаратора дисульфидов. Уровень концентрации кислорода поддерживается с помощью регулятора расхода технического воздуха с индикацией A1-3211-FIC-206 с заданным значением, таким образом, A1-3211-AIC-201 выполняет роль главного регулятора, а A1-3211-FIC-206 – подчиненного регулятора. Если показания A1-3211-AIC-201 (концентрация кислорода) превышают заданные параметры, уставка регулятор расхода с индикацией A1-3211-FIC-206 уменьшается, чтобы уменьшить расход технического воздуха.

Контур регулирования является одним из наиболее важных контуров для правильной регенерации каустика и, следовательно, для всех процессов во время работы установки. Если все остальные параметры стабильны, увеличение скорости подачи воздуха приведет к более быстрой и полной регенерации каустика. Таким образом, регенерированный каустик, возвращаемый в экстракционную колонну, обладает повышенной способностью к извлечению меркаптанов; с другой стороны, не рекомендуется проводить полную регенерацию раствора каустика по следующим причинам: кислород может растворяться в каустике, что может привести к удалению кислых газов из экстракционной колонны, а также к увеличению расхода катализатора Мегох, приводящее к увеличению риска образования коррозии. По этой причине концентрацию кислорода в отработанном воздухе и подаваемом воздухе необходимо проверять и поддерживать на таком уровне, который позволяет сохранить минимальное количество непрореагировавших меркаптанов (солей меркаптанов) в регенерированном каустике.

Важным параметром, связанным с расходом воздуха, является давление в коллекторе технического воздуха. Индикатор давления A1-3211-PI-211 расположен на линии подачи технического воздуха вдоль потока клапана регулирования расхода A1-3211-FCV-206. Индикатор давления выдает сигналы высокого и низкого давления.

Подогреватель каустика A1-321-HF-103

Насыщенный каустик предварительно нагревается перед окислительной колонной A1-321-VF-102 в подогревателе каустика A1-321-HF-103. Предусмотрены два регулятора температуры: один расположен после подогревателя каустической соды, а второй – после установки окисления. Регулятор температуры с индикацией A1-3211-TIC-205 осуществляет регулирование температуры в линии подачи от подогревателя, а регулятор температуры с индикацией A1-3211-TIC-207 регулирует температуру на выходе из установки окисления. Блок сравнения A1-3211-TY-205 выполняет сравнение данных, поступающих от обоих регуляторов температуры, и меньшее значение передается на регулятор расхода конденсата с индикацией A1-3211-FIC-207.

Сепаратор дисульфидов A1-321-VS-101

Давление в сепараторе дисульфидов регулируется с помощью регулятора давления с индикацией A1-3211-PIC-222, который контролирует клапан регулирования давления A1-3211-PCV-222. Концентрация кислорода в отработанном воздухе сепаратора дисульфидов контролируется регулятором воздуха с индикацией A1-3211-AIC-201. Регулятор уровня с индикацией A1-3211-LIC-207 контролирует уровень продукта в сепараторе дисульфидов и управляет клапаном, расположенным на нижней линии отвода верхней секции Extractor Plus (секция рекуперации). Межфазный уровень дисульфидов/каустика в сепараторе дисульфидов контролируется с помощью регулятора уровня с индикацией A1-3211-LIC-209, от которого зависит производительность насосов дисульфидной нефти.

Циркуляция каустика

Регулирование расхода каустической жидкости в экстракционной колонне было описано выше. Непрерывный попутный поток ненасыщенного каустика удаляется из сливной линии насосов циркуляции каустика и направляется в поток предварительной очистки каустика. Расход этого параллельного потока регулируется с помощью регулятора расхода с индикацией A1-3211-FIC-202, который контролирует клапан регулирования расхода A1-3211-FCV-202. Этот контроллер перепрограммируется регулятором уровня отстоя с индикацией A1-3211-LIC-204 в верхней секции колонны Extractor Plus (секция рекуперации).

Кроме того, регулятор расхода с индикацией A1-3211-FIC-222, расположенный на главном отводящем трубопроводе от насосов циркуляции каустика A1-321-PA-103 A/B, обеспечивает минимальную защиту потока. При снижении уровня ненасыщенного каустического раствора ниже уставки регулятор открывает клапан регулирования расхода A1-3211-FCV-222.

Поток топливного газа НД

Перед тем как покинуть границу установки, отработанный воздух из сепаратора дисульфидов растворяется в топливном газе для достижения более низкой концентрации кислорода. Поток топливного газа НД, необходимый для растворения отработанного воздуха, регулируется с помощью регулятора расхода с индикацией A1-3211-FIC-208, который контролирует клапан регулирования расхода A1-3211-FCV-208.

Емкость дегазации отработанного каустика A1-321-VA-105

Предусмотрено непрерывное удаление отработанного воздуха из циркулирующего ненасыщенного каустика. Расход потока регулируется с помощью регулятора уровня с индикацией A1-3211-LIC-203, который контролирует клапан регулирования уровня A1-3211-LCV-203. Предусмотрены длительные задержки в работе установки дегазации отработанного каустика, что позволяет насосу отработанного каустика работать в прерывистом режиме, поэтому регулятор уровня с индикацией A1-3211-LIC-211 работает автоматически.

Буферная емкость воды A1-321-VN-107

Буферная емкость воды используется при первоначальном заполнении с помощью насоса для добавления воды/каустика 321-PA-104, который поочередно перекачивает деминерализованную воду из буферной емкости воды 321-VN-107 и свежий каустик из-за границы установки, чтобы заполнить контур каустиком нужной концентрации.

Кроме того, при нормальной работе может потребоваться пополнение циркулирующего раствора каустика либо для поддержания требуемой концентрации раствора как в верхней, так и в нижней секциях экстракционной колонны, либо для удаления скопившихся солей из системы. Для этого используется буферная емкость воды.

Деминерализованная вода, необходимая для заполнения буферной емкости воды, регулируется с помощью регулятора уровня с индикацией А1-3211-LIC-214, который контролирует клапан регулирования уровня А1-3211-LCV-214.

Отстойная емкость каустика А1-321-VA-104

Каустик собирается в резервуаре во время останова установок и операций по техническому обслуживанию. Собранный каустик затем откачивается за пределы установки с помощью насоса отстойной емкости каустика, который работает с регулировкой зазора за счет регулятора уровня с индикацией А1-3211-LIC-216.

Давление в емкости поддерживается с помощью регулятора давления с индикацией А1-3211-PIC-229, двухдиапазонного регулятора для клапана регулирования давления А1-3211-PCV-229А на линии подачи азота и клапана регулирования давления А1-3211-PCV-229В на линии отвода на факел НД. Клапан регулирования давления А1-3211-PCV-229А должен открываться, когда давление падает ниже уставки, а при повышении давления выше уставки клапан регулирования давления А1-3211-PCV-229В открывается на факел НД.

Дополнительно принятые УИ: 23355 (АиТ), 22250 (АиТ), 21749 (АиТ), 20991 (оборудование), 18901 (логика)

5.5 УСТАНОВКА 601 – БЛОК ЗАКАЧКИ МЕТАНОЛА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА (А1-601-XX-101)

Блок заправки метанола установки подготовки газа закачивает метанол в технологическое оборудование наземной установки газа для предотвращения образования гидратов. Метанол перекачивается в соответствующие точки заправки объемными дозирующими насосами с электрическим приводом, которые можно регулировать вручную для получения желаемой скорости дозирования.

- Обе секции НД и ВД подходят для перекачки метанола с концентрацией 99%.
- Коллектор НД имеет расчетный расход 0,05м³/ч и расчетное давление 42 бар(изб)
- Коллектор ВД имеет расчетный расход 0,05м³/ч и расчетное давление 80 бар(изб)

Давление внутри резервуара метанола (А1-601-VA-101) регулируется с помощью саморегулирующегося регулятора давления А1-6011-PCV-002 (уставка 0,1 бар и.д.) для подачи азота в резервуар.

Загрузка метанола в резервуар из автоцистерны (грузовика) с помощью быстродействующей соединительной муфты – специального шланга для загрузки

6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Установки 310, 340, 320 и 321 являются частью установки подготовки газа и предназначены для очистки обессеренного газа из установки 330 контроля точки росы, удаления меркаптанов и воды и производства СУГ.

После успешного первоначального запуска установки эксплуатирующий персонал выводит установку подготовки газа на штатный режим работы. Операторы будут осуществлять систематическое наблюдение, чтобы процесс был упорядочен и работал бесперебойно, соблюдались все необходимые условия эксплуатации и можно было спрогнозировать как крупные, так и незначительные эксплуатационные изменения. Для обеспечения безопасной и эффективной работы необходимо сотрудничество с операторами морского объекта, расположенного выше по потоку, установки подготовки газа и установки серы, расположенной ниже по потоку.

Основной целью настоящего документа является поддержание установки в безопасном рабочем состоянии, для которого он был спроектирован.

Режим установки подготовки газа в штатных условиях эксплуатации выглядит следующим образом:

- Установка работает на нормальной проектной мощности. Расход и состав товарного газа соответствуют нормальным расчетным условиям, а товарный газ для отгрузки имеет установленную требованиями точку росы. Рабочая температура, давление и уровень жидкости в сепараторах/каплеотбойных сепараторах и колоннах соответствуют нормальным расчетным условиям.
- Установка обессеривания газа 330 работает в нормальных расчетных условиях.
- Установка контроля точки росы 320/340 работает в режиме турбодетандера в нормальных расчетных условиях.
- Установка компримирования товарного газа 361 способна обрабатывать весь газ, образующийся в установке 320/340 (т.е., газ не выбрасывается на факел).
- Характеристики продукта установки очистки СУГ 321 находятся в пределах допустимых значений.
- Расход химикатов соответствует стандартным техническим требованиям.

6.1 ОБЩИЕ РЕГУЛЯРНЫЕ ПРОВЕРКИ

Во время штатной работы установки подготовки газа должны выполняться следующие общие наблюдения/периодические проверки:

- Проверка на отсутствие утечек газа и масла из клапанов, насосов и приборов. Для измерения незначительных утечек необходимо использовать портативные газовые детекторы.
- Проверка того, что предохранительные клапаны на сосудах находятся в правильном положении. Входные и выходные отверстия требуемых предохранительных клапанов (по крайней мере, одного из предохранительных клапанов 2х100%) открыты, имеются блокировки.
- Проверка того, что байпасные клапаны всей регулирующей арматуры закрыты и они не пропускают воздух.
- Регулярная проверка того, что сливные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, емкостей, каплеотбойных сепараторов компрессоров, насосов и т.д. закрыты (которые обычно закрыты в соответствии с СТИКИП) и эти клапаны не имеют утечки.
- Показания давления и температуры на оборудовании находятся в пределах нормальных рабочих уровней. Стандартный рабочий диапазон показаний приборов на оборудовании указан в соответствующих разделах.

- Проверка того, что все необходимые приборы подключены и используются.
- Общая проверка трубопроводов, клапанов, приборов и оборудования и отчетность по всем нарушениям.
- Проверка положения ручных клапанов и обеспечение того, что они находятся в правильном положении в соответствии с СТИКИП.
- Периодическая проверка правильности блокировки арматуры в открытом или закрытом положении, ведение журнала учета арматуры, заблокированной в открытом или закрытом положении.
- Проверка того, что расход энергоресурсов и химикатов находится в пределах установленного диапазона. С помощью регулярных проверок и регулировок необходимо оптимизировать расход химикатов. Проверка трубопроводов на наличие утечек, особенно на фланцевых соединениях.
- Устранение утечек при необходимости по причинам чистоты и безопасности.
- Газопроводы проходят испытание на утечки с использованием мыльного раствора.
- Проверка, что сальники ручных клапанов герметичны и позволяют предотвратить утечку, но не затянуты настолько сильно, чтобы препятствовать управлению клапанами.
- Клапаны с ручным управлением периодически приводятся в действие, чтобы исключить их заедание.
- Нормально открытые клапаны поворачиваются на четверть оборота из полностью открытого положения.
- Вспомогательное оборудование проходит проверку и обслуживание в соответствии с инструкциями.
- Манометры проверяются на работоспособность и, при необходимости, повторно калибруются.

6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ

Основной целью установки подготовки газа является производство товарного газа, соответствующего характеристикам для отгрузки в отношении точки росы, H_2S и меркаптана. В дополнение к товарному газу другими продуктами установки подготовки газа являются СУГ (смесь C3/C4) и конденсаты C5+. Весь СУГ, производимый на установке подготовки газа, потребляется на береговой/морской установке до того, как не появится возможность сбыта СУГ на рынке. Это возможно путем добавления максимального количества СУГ в товарный газ и поток C5+ до максимального предела возможной точки росы и давления насыщенных паров. Ниже приведены основные параметры, необходимые для достижения технических характеристик и производительности установки.

6.2.1 Содержание влаги в очищенном газе на установку 340

Установка дегидратации 310 спроектирована таким образом, чтобы снизить содержание воды в газе до 1 ч/млн по весу. Температура технологического газа на выходе (из установки 310) будет очень низкой, и влажность выше допустимого уровня приводит к образованию гидрата и/или льда в теплообменниках активной зоны и, вероятно, к их закупорке. Поэтому важно обеспечить надлежащую осушку газа после установки 310. Для оповещения оператора предусмотрен встроенный анализатор влажности 3101-AI-004 с сигналом тревоги высокого уровня.

6.2.2 Распределение потока между 3401-НН-101 and 3401-НН-102

Для достижения нужной степени охлаждения и, следовательно, конденсации углеводородов после турбодетандера важно, чтобы поступающий газ максимально охлаждался в теплообменниках CORE с использованием холодных технологических потоков. Следовательно, для достижения требуемого охлаждения распределение потока между 3401-НН-101 и 3401-НН-102 должно быть правильным. Один поток охлаждается в теплообменнике верхнего

погона/сырья деэтанизатора 340-НН-101 путем обмена теплом с газом верхнего погона деэтанизатора. Второй поток охлаждается в низкотемпературном теплообменнике сырья 340-НН-102 путем обмена теплом с холодными жидкостями, поступающими из низкотемпературного сепаратора 340-VN-101. Сухой газ из установки 310 разделяется на два потока. Изменение 15526 предусматривало контроллер 3401/2-TDIC-001 для контроля дифференциальной температуры между 3401/2-T-002 и 3401/2-TT-105 таким образом, что TT-105 регулируется до меньшего значения в зависимости от уставки. Группа эксплуатации экспериментально установила, что если температуру на выходе теплообменника 340-НН-102/202 регулировать на 0,5-1,0°C ниже, чем на выходе 340-НН-101/201, это приводит к повышению требуемой эффективности охлаждения.

Если газ содержит больше тяжелых примесей, жидкости, отделяемой в 340-VN-101, будет больше, и следовательно, поток через 340-НН-102 должен быть увеличен. При этом необходимо постоянно наблюдать за разделением и температурой низкотемпературного сепаратора, указанной на 3401-TI-020.

В любом случае изменения разделения оператор должен постоянно наблюдать за изменением в 3401-TT-020 и следить за тем, чтобы его показания уменьшались.

6.2.3 Температура газа на выходе из турбодетандера

Температура газа после турбодетандера является важным технологическим параметром. В нем происходит фактическая конденсация более тяжелых углеводородов и меркаптанов из газовой фазы. Чем ниже температура, тем больше будет конденсата. Следовательно, точка росы товарного газа и содержание меркаптана будут ниже. Расширение через турбодетандер будет очень близко к изоэнтропному расширению, и, следовательно, температура будет ниже, чем в результате изоэнтропного расширения. Расширение через клапан Д-Т будет изэнтальпическим и, следовательно, не таким низким, как при расширении турбодетандера. Температура на выходе из турбодетандера зависит от давления и температуры газа на входе в него, его эффективности и давления на выходе. Давление на выходе регулируется регулятором системы деэтанизации.

Температура является решающим фактором при определении степени конденсации, т.е., удаления высших углеводородов, которые в случае их присутствия приведут к несоответствию товарного газа требованиям по точке росы и содержанию меркаптанов. Низкая температура недостижима в режиме работы Д-Т, и следовательно, поток из технологической линии с работающим клапаном Д-Т необходимо уменьшить, чтобы сохранить комбинированные характеристики товарного газа в допустимых пределах. Технологическая блокировка на 3610-PCV-005 предусмотрена для предотвращения отгрузки газа в морских условиях во время работы установки в режиме Д-Т.

6.2.4 Уставка регулятора расхода 3401-FIC-006

Уставка этого регулятора определяет скорость потока через турбодетандер и, в свою очередь, задает пропускную способность всего потока. Следовательно, уставку этого регулятора следует определять в зависимости от наличия газа с морского комплекса и попутного газа с установки подготовки нефти.

Если определенный расход приводит к дисбалансу между скоростью отгрузки высокосернистого газа с морского комплекса и скоростью забора комбинированных высокосернистых и попутных газов на установке подготовки газа, давление в межпромысловом газопроводе (между морским и береговым комплексом) либо повысится, либо упадет. Повышение давления в межпромысловом трубопроводе в конечном итоге приведет к отключению морского комплекса.

6.2.5 Гидраты

Ожидается, что при нормальной эксплуатации газ не будет иметь проблем, связанных с гидратами, в диапазоне рабочей температуры и давления. Однако любые отклонения этих параметров процесса могут периодически вызывать проблемы с образованием гидрата.

Для регулярного подавления образования гидратов в холодной секции установки подготовки газа может потребоваться закачка метанола.

Оптимальная скорость закачки определяется исходя из условий эксплуатации в первые недели. После того, как операторы получают опыт эксплуатации, скорость закачки можно изменить в зависимости от условий. Однако, если это проблема повторяется, операторам следует принять меры в установке дегидратации, чтобы определить причину избыточного содержания воды в газе.

Метанол закачивается перед паяными алюминиевыми пластинчато-ребристыми теплообменниками при высоком дифференциальном давлении на впускных фильтрах. Дополнительно, закачка выполняется перед входом турбодетандера, верхней секцией деэтанализатора, конденсаторами, емкостью предварительного испарения деэтанализатора, перед статическим смесителем высокосернистого газа, клапанами регулирования уровня входного сепаратора колонны осушки и каплеотбойным сепаратором газа регенерации, выходом жидкости из входного сепаратора колонны осушки перед 310*-LCV-001 и выходом жидкости из каплеотбойного сепаратора газа регенерации перед 310*-LCV-010 для подавления/удаления гидратов.

6.2.6 Температура нижней части колонны деэтанализатора

Температура нижней части колонны при рабочем давлении указывает на степень удаления примесей в колонне деэтанализатора, что позволяет добиться желаемого содержания C_2H_6 в СУГ. Температура ниже указанного значения приводит к более высокому содержанию этана и более высокой задержке H_2S . Это влияет на конечный продукт СУГ, а также на работу установки Мегох СУГ. Более высокая температура также приводит к увеличению содержания C_3+ в товарном газе и, таким образом, к повышению его точки росы. Следовательно, важно поддерживать надлежащую температуру (от 58°C до 63°C) в ребойлере.

6.2.7 Содержание меркаптанов в СУГ

Меркаптаны из СУГ удаляются в установке очистки СУГ от меркаптанов. Однако деэтанализатор служит для концентрирования меркаптанов в кубовом продукте колонны, который поступает в установку очистки от меркаптанов.

Температура нижней части колонны деэтанализатора при рабочем давлении является показателем степени отделения легких углеводородов (C_3-) от тяжелых углеводородов (C_3+) в колонне деэтанализатора. Температура, превышающая указанную, приводит к снижению концентрации меркаптана (метил- и этилмеркаптана) в кубовом продукте деэтанализатора.

Конденсат в емкости орошения фракционной колонны СУГ ожидается только в том случае, если любая из колонн дегидратации C_3/C_4 A1-321-VJ-102 A/B находится в процессе регенерации. 3201-LIC-027 предусмотрен на емкости орошения фракционной колонны СУГ для поддержания межфазного уровня, когда уровень повышается во время регенерации. Если это разделение не будет эффективным, колонны осушки СУГ будут перегружены.

6.2.8 Температура нижней части фракционной колонны СУГ

Температура колонны разделения СУГ в нижней секции является показателем давления насыщенных паров конденсата. Регулируя расход пара в ребойлере, можно регулировать температуру тарелки. При увеличении уставки этого регулятора температуры содержание легких фракций (и, следовательно, давления насыщенных паров) уменьшается, в то же время содержание тяжелых фракций в СУГ увеличивается. Увеличение уставки регулятора расхода орошения позволяет повысить четкость разделения СУГ и конденсата. Это приводит к увеличению потока пара/жидкости внутри колонны и, следовательно, к лучшему разделению (до тех пор, пока колонна находится вне зоны затопления).

6.3 ЗИМНЯЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Эксплуатация установки в зимний период требует некоторых мер предосторожности в дополнение к тем, которые были упомянуты ранее.

Зимний теплоспутник автоматически включается, когда температура окружающей среды опускается ниже 5°C. Это требуется, чтобы предотвратить замерзание воды при минусовых температурах.

Блок-боксы компрессоров оснащены системами кондиционирования воздуха, которые поддерживают температуру внутри бокса выше 5°C.

Зимой для поддержания температуры воздуха внутри охладителя газа регенерации внутри охладителя предусмотрен паровой змеевик (A1-310-HR-101).

6.4 КОНТРОЛЬ КОРРОЗИИ

н/д

6.5 СТАНДАРТНЫЕ РЕЖИМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УСТАНОВОК

Стандартные режимы технологического процесса обобщены в таблице 6.1 ниже «Нормы технологического режима установок».

Нормы технологического режима установок указаны ниже в Таблице 6.1.

Примечание: Данные значения верны на момент выпуска документа. Они будут обновлены только при следующем пересмотре.

№ 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
Установка 310 – Установка дегидратации газа						
Входной сепаратор колонны осушки А1-310-VN-101						
1.	Уровень жидкости входного сепаратора колонны осушки	3101-LIC-001	%	± 4	24,6 - 70	Контроль уровня
2.	Дифференциальное давление на влагоуловителе	3101-PDT-071	мбар/%	± 2	0 - 10	Индикация дифф. давления
3.	Температура влажного газа	3101-TT-001	°C	± 1	20 - 40	Индикация температуры
4.	Содержание H ₂ S во влажном газе	3101-AT-010A	ч/млн об. %	± 5	0 - 15	Индикатор концентрации
Перегреватель сырья колонны осушки А1-310-НА-101						
5.	Дифф. температура влажного газа	3101-TDIC-004	°C	± 1	0,5 - 6	Контроль дифф. температуры
6.	Уровень конденсата	3101-LIC-014	%	± 4	20-70	Контроль уровня
7.	Температура влажного газа на колонны осушки с молекулярным ситом	3101-TI-004	°C	± 1	20 - 40	Индикатор температуры
Колонны осушки обессеренного газа с молекулярным ситом А1-310-VJ-101/102/103/104						
8.	Давление в колоннах адсорбции	3101-PT-016/017/018/085	бар(изб)	1	0 - 68	Индикация давления
9.	Поток влажного газа на колонны осушки с молекулярным ситом	3101-FT-013/014/015/019	ст. м ³ /ч/%	± 3	0 - 120000	Индикация расхода
10.	Дифференциальное давление на колоннах осушки	3101-PDT-028/029/030/090	бар / %	± 2	0 - 0,5	Дифференциальное давление
11.	Температура молекулярного сита	3101-TT-009/010/011/046	°C	± 1	18 - 235	Индикация 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
12.	Температура молекулярного сита	3101-ТТ-012/013/014/047	°C	± 1	0 - 250	Индикация температуры
13.	Температура молекулярного сита	3101-ТТ-015/016/017/048	°C	± 1	20 - 250	Индикация температуры
14.	Температура поверхности колонн осушки с молекулярным ситом	3101-ТТ-063/065/067/069	°C	± 1	20 - 235	Индикация температуры
15.	Анализатор содержания влаги	3101-АТ-001/002/003/004/005	ч/млн об. %	± 5	0 - 2,5	Индикатор концентрации
16.	Температура газа регенерации колонн осушки с молекулярным ситом	3101-ТI-018	°C	± 1	30 - 250	Индикация температуры
17.	Температура сухого газа с колонн осушки с молекулярным ситом	3101-ТI-019	°C	± 1	0 - 45	Индикация температуры
Подогреватель газа регенерации А1-310-НА-102						
18.	Температура газа регенерации	3101-ТIС-027	°C	± 1	34 - 235	температуры
19.	Расход газа регенерации	3101-ТIС-006	ст. м³/ч/%	± 3	3500 - 18000	Контроль расхода
20.	Расход пара ВД	3101-ТIС-005	кг/ч/%	± 3	0 - 5000	Контроль расхода
Каплеотбойный сепаратор газа регенерации А1-310-VN-102						
21.	Емкость Уровень жидкости в каплеотбойном сепараторе газа	3101-ЛIС-010	%	± 4 %	20 - 70	А1-3101-ЛСV-010 открывается при уровне 57,4%. А1-3101-ЛСV-010 закрывается при уровне 24,6%. Контроль уровня открытия
22.	Дифференциальное давление на влагоуловителе	3101-РDТ-072	мбар	± 2 %	0 - 15	Индикация дифф. давления
Охладитель газа регенерации А1-3101-НС-101						

№ 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
23.	Температура газа регенерации	3101-TI-031	°C	± 1	0 - 235	Индикатор температуры
24.	Температура на выходе охладителя газа регенерации	3101-TIC-035	°C	± 1	15 - 65	температуры
25.	Температура в отсеке охладителя газа регенерации	3101-TIC-037	°C	± 1	-5 - 50	температуры
Охладитель газа регенерации А1-3101-НС-103						
26.	Температура газа регенерации	3101-TI-052	°C	± 1	0 - 235	Индикатор температуры
27.	Температура на выходе охладителя газа регенерации	3101-TIC-053	°C	± 1	15 - 65	температуры
28.	Температура в отсеке охладителя газа регенерации	3101-TIC-055	°C	± 1	-5 - 50	температуры
Подогреватель газа регенерации А1-310-НА-103						
29.	Расход газа регенерации	3101-FIC-021	ст. м³/ч/%	± 3	4500 - 21000	Контроль расхода
30.	Расход пара ВД	3101-FIC-020	кг/ч/%	± 3	0 - 7920	Контроль расхода
Защитные фильтры осушенного газа А1-310-ZL-103А/В						
31.	Дифференциальное давление на фильтрах 310-ZL-103А/В	3101-PDT-032А/В	бар / %	± 2	0-0,3	Индикация дифф. давления
Пылеулавливающие фильтры молекулярного сита А1-310-ZL-103А/В						
32.	Дифференциальное давление на фильтрах 310-ZL-102А/В	3101-PDT-036А/В	бар / %	± 2	0-0,3	Индикация дифф. давления
Пылеулавливающие фильтры регенерации А1-310-ZL-104А/В						
33.	Дифференциальное давление на фильтрах 310-ZL-104А/В	3101-PDT-058А/В	бар / %	± 2	0-0,3	Индикация дифф. давления
Фильтры тонкой очистки кислой воды А1-310-ZL-105А/В						

№ 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
34.	Дифференциальное давление на фильтрах 310-ZL-105A/B	3101-PDT-067A/B	бар / %	± 2	0-0,3	Индикация дифф. давления
Пылеулавливающие фильтры регенерации А1-310-ZL-106A/B						
35.	Дифференциальное давление на фильтрах 310-ZL-104A/B	3101-PDT-101A/B	бар / %	± 2	0-0,3	Индикация дифф. давления
Компрессора газа регенерации 3101-KC-101/102						
36.	Температура поверхности компрессора	3101-TI-071/073	°C	± 1	20-50	Индикация температуры
37.	Поток сухого газа на подогреватель газа регенерации	3101-FIC-006A/B	ст. м³/ч/%	± 3	3500 - 18000	Контроль расхода
Установка 340 – Контроль точки росы						
Теплообменники верхнего погона/сырья дезтанизатора 340-НН-101						
38.	Температура впуска сухого газа	3401-TI-001	°C	± 1	20-35	Индикация температуры
39.	340-НН-102 Температура на выходе на холодной стороне	3401-TI-005	°C	± 1	12-50	Индикация температуры
40.	Дифференциальное давление на фильтре на входе 340-НН-101 на горячей стороне	3401-PDI-001	мбар/%	± 2	0-500	Контроль дифф. Индикация давления
41.	Дифференциальное давление на фильтре на входе 340-НН-101 на холодной стороне	3401-PDI-038	мбар/%	± 2	0-200	Контроль дифф. Индикация давления
42.	Дифференциальное давление на фильтре на входе 340-НН-102 на горячей стороне	3401-PDI-039	мбар/%	± 2	0-200	Контроль дифф. Индикация давления
43.	Дифференциальное давление на фильтре на входе 340-НН-102 на холодной стороне	3401-PDI-040	мбар/%	± 2	0-200	Контроль дифф. Индикация давления
Низкотемпературный сепаратор 340-VN-101						

№ 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
44.	Интенсивность потока пара низкотемпературного сепаратора	3401-FIC-006	ст. м³/ч/%	± 2	168113-300140	Контроль расхода Изменено посредством eMoC 17106
45.	Температура сепаратора	3401-TI-020	°C	± 1	-25 - -5	Индикация температуры
46.	Уровень жидкости сепаратора	3401-LIC-001	%	± 2	29-79	Контроль уровня
47.	Давление верхнего продукта сепаратора	3401-PIC-012	бар(изб) / %	± 1	0-64	Контроль давления
Турбодетандер – Блок компрессора 340-MX-101						
48.	Температура на всасывании турбодетандера	3401-TI-006	°C	± 1	-30 - -5	Индикация температуры
49.	Температура на нагнетании турбодетандера	3401-TI-007	°C	± 1	-80 - -45	Индикация температуры
50.	Давление на всасывании турбодетандера	3401-PI-006	бар(изб) / %	± 1	54-66	Индикация давления
51.	Давление на нагнетании турбодетандера	3401-PI-007	бар(изб) / %	± 1	11,5-16,5	Индикация давления
52.	Давление на всасывании компрессора турбодетандера	3401-PI-010	бар(изб) / %	± 1	10-14,7	Индикация давления
53.	Температура на всасывании компрессора турбодетандера	3401-TI-010	°C	± 1 °C	11-35	Индикация температуры
54.	Давление на нагнетании компрессора турбодетандера	3401-PI-009	бар(изб)	± 1 %	16-22	Индикация давления
55.	Давление на нагнетании компрессора турбодетандера	3401-PIC-002	бар(изб)	± 1 %	14-22	Контроль давления
56.	Температура на нагнетании компрессора турбодетандера	3401-TI-009	°C	± 1 °C	0-75	Индикация температуры
Установка 320 - Установка извлечения СУГ						

№ 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
Емкость предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104						
57.	Температура емкости предварительного испарения деэтанизатора	3201-TI-016	°C	± 1	-75 - -40	Индикация температуры
58.	Давление емкости предварительного испарения деэтанизатора	3201-PIC-001	бар(изб) / %	± 1	13-16	Контроль давления
59.	Уровень емкости предварительного испарения деэтанизатора	3201-LIC-001	%	± 2	31-60	Контроль уровня
Деэтанизатор 320-VE-101 (включая ребойлер)						
60.	Температура тарелки №7 деэтанизатора	3201-TI-001	°C	± 1	-38 - -5	Индикация температуры
61.	Температура тарелки №15 деэтанизатора	3201-TI-017	°C	± 1	0-10	Индикация температуры
62.	Температура на выходе пара ребойлера	3201-TIC-002	°C	± 1	47-68,3	температуры
63.	Температура емкости орошения деэтанизатора	3201-TI-003	°C	± 1	-42 - -10	Индикация температуры
64.	Давление емкости орошения деэтанизатора	3201-PI-042A/B	бар / %	± 1	12 - 15,1	Индикация давления
65.	Дифференциальное давление на тарелках деэтанизатора	3201-PDI-039	мбар/%	± 1	0-330	Контроль дифф. Индикация давления
66.	Поток пара на ребойлер деэтанизатора	3201-FIC-005	кг/ч/%	± 2	1400-7500	Контроль расхода
67.	Уровень деэтанизатора	3201-LIC-005	%	± 2	27-81	Контроль уровня
68.	Уровень конденсата на выходе резервуара конденсата	3201-LIC-013	%	± 2 %	20-100	Контроль уровня
Насосы кубового продукта деэтанизатора 320-PA-106 A/B						
69.	Поток отстоя деэтанизатора на охладитель отстоя деэтанизатора	3201-FIC-016	ст. м³/ч/%	± 3 %	0-139	Контроль расхода

№ 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
70.	Минимальный поток насосов кубового продукта деэтанизатора	3201-FIC-002	ст. м³/ч/%	± 2 %	68-150	Контроль расхода
71.	Содержание этана в кубовом продукте деэтанизатора	3201-AI-002A	мол. % / %	± 5 %	0-6	Индикатор концентрации
Конденсатор емкости орошения деэтанизатора, 320-НН-101						
72.	Температура на выходе конденсатора (горячая сторона)	3201-TI-006	°C	± 1	-58,8 - -38,8	Индикация температуры
73.	Температура на выходе конденсатора (холодная сторона)	3201-TI-005	°C	± 1	-45,3 - -20	Индикация температуры
74.	Давление нагнетания на входе в сито конденсатора (горячая сторона)	3201-PDI-098	мбар/%	± 2	0-200	Контроль дифф. Индикация давления
75.	Давление нагнетания на входе в сито конденсатора (холодная сторона)	3201-PDI-099	мбар/%	± 2	0-200	Контроль дифф. Индикация давления
Емкость орошения конденсата деэтанизатора, 320-VA-101						
76.	Давление емкости конденсата	3201-PIC-012	бар(изб) / %	± 1	12-16,7	Контроль давления
77.	Уровень жидкости емкости конденсата	3201-LIC-015	%	± 2	35-65	Контроль уровня
78.	Температура емкости конденсата	3201-TI-015	°C	± 1	-55 - -38	Индикация температуры
79.	Содержание H ₂ S в верхнем погоне деэтанизатора	3201-AI-001A	ч/млн моль / %	± 5	0-4,93	Индикатор концентрации
80.	Содержание меркаптанов в верхнем погоне деэтанизатора	3201-AI-001B	ч/млн моль / %	± 5	0-16	Индикатор концентрации
Насосы орошения деэтанизатора						
81.	Интенсивность потока насоса орошения деэтанизатора	3201-FIC-003	ст. м³/ч/%	± 2	26,7-55	Контроль расхода

№ 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
Фракционная колонна СУГ 320-VE-102 (включая ребойлер)						
82.	Температура емкости орошения фракционной колонны СУГ	3201-TI-020	°C	± 1	0 - 83	Индикация температуры
83.	Температура тарелки №22 фракционной колонны СУГ	3201-TI-021	°C	± 1	0 - 135	Индикация температуры
84.	Температура отстоя фракционной колонны СУГ	3201-TIC-007	°C	± 1	124-150	температуры
85.	Температура пара НД блока охладителя перегретого пара	3201-TIC-013	°C	± 1	185-225	температуры
86.	Давление емкости орошения фракционной колонны СУГ	3201-PIC-015	бар / %	± 1	12-17	Контроль давления
87.	Дифференциальное давление тарелки фракционной колонны СУГ	3201-PDI-040	мбар/%	± 1	0 - 400	Контроль дифф. Индикация давления
88.	Давление пара ВД блока охладителя перегретого пара	3201-PIC-048	бар(изб) / %	± 1	12 - 16	Контроль давления
89.	Поток пара ВД на ребойлер фракционной колонны СУГ	3201-FIC-006	кг/ч/%	± 2	3000 - 18200	Контроль расхода
90.	Уровень конденсата на выходе емкости конденсата	3201-LIC-033	%	± 2	20 - 100	Контроль уровня
91.	Уровень конденсата на выходе испарительной емкости НД	3201-LIC-070	%	± 2	20 - 90	Контроль уровня
92.	Уровень колонны СУГ	3201-LIC-019	%	± 2	33 - 70	Контроль уровня
Охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ 320-HF-101						
93.	Температура на выходе кубового продукта фракционной колонны СУГ	3201-TI-027	°C	± 1	45 - 82	Индикация температуры
94.	Температура сырья фракционной колонны СУГ	3201-TI-026	°C	± 1	50 - 80	Индикация 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
95.	Интенсивность потока кубового продукта фракционной колонны СУГ	3201-FI-015	ст. м³/ч/%	± 3	0 - 60	Индикация расхода
Емкость конденсата орошения фракционной колонны СУГ 320-НС-101						
96.	Температура на выходе емкости конденсата орошения фракционной колонны СУГ	3201-TIC-008	°C	± 1	20 - 65	температуры
97.	Температура в отсеке воздухоохладителя (отсек 1)	3201-TIC-028	°C	± 1	5 - 55	температуры
98.	Температура в отсеке воздухоохладителя (отсек 2)	3201-TIC-029	°C	± 1	5 - 55	температуры
99.	Температура в отсеке воздухоохладителя (отсек 3)	3201-TIC-030	°C	± 1	5 - 55	температуры
100.	Температура в отсеке воздухоохладителя (отсек 4)	3201-TIC-031	°C	± 1	5 - 55	температуры
Емкость конденсата орошения конденсата фракционной колонны СУГ 320-VA-102						
101.	Температура емкости орошения конденсата фракционной колонны СУГ	3201-TI-011 A/B	°C	± 1	25 - 60	Индикация температуры
102.	Давление емкости орошения конденсата фракционной колонны СУГ	3201-PIC-019	бар(изб) / %	± 1	12 - 17	Контроль давления
103.	Уровень жидких углеводородов емкости конденсата орошения фракционной колонны СУГ	3201-LIC-023	%	± 2	35 - 67	Контроль уровня
104.	Межфазный уровень в конденсатоотводчике емкости орошения фракционной колонны СУГ	3201-LIC-027	%	± 4	33 - 62	Контроль уровня
Насосы орошения колонны СУГ						
105.	Интенсивность потока насоса орошения колонны СУГ	3201-FIC-004	ст. м³/ч/%	± 2	85,3 - 113,8	Контроль расхода

№ 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
Установка 321 - Установка очистки СУГ						
Доохладитель кубового продукта деэтанизатора 321-НС-101						
106	Температура на выходе охладителя отстоя деэтанизатора	3211-TIC-003	°C	± 1	35 - 60	Контроль температуры
107	Температура воздуха в отсеке воздухоохладителя	3201-TIC-008	°C	± 1	20 - 50	Контроль температуры
108	Температура на выходе охладителя отстоя деэтанизатора	3211-TI-201	°C	± 1	32 - 50	Индикатор температуры
Испаритель С3/С4 321-НА-102						
109	Уровень в испарителе С3/С4	3211-LIC-008	%	± 4	10 - 65,4	Контроль уровня
Емкость конденсата испарителя 321-VN-101						
110	Расход пара НД	3211-FIC-005	кг/ч/%	± 3	0 - 1450	Контроль расхода
111	Уровень емкости конденсата испарителя	3211-LIC-012	%	± 2	20 - 80	Контроль уровня
112	Температура на выходе испарителя СУГ	3211-TI-011	°C	± 1	15 - 85	Индикатор температуры
113	Давление на выходе испарителя СУГ	3211-PI-029	бар / %	± 1	12,5 - 23	Индикатор давления
Подогреватель газа регенерации 321-НА-104						
114	Температура горячего газа регенерации	3211-TIC-015	°C	± 1	190 - 240	Контроль температуры
115	Расход горячего газа регенерации	3211-FIC-006	ст. м³/ч/%	± 3	933,64 - 3734,6	Контроль расхода
Емкость конденсата газа регенерации 321-VN-104						
116	Расход пара ВД	3211-FIC-007	кг/ч/%	± 3	450 - 1900	Контроль расхода
117	Уровень в емкости конденсата газа регенерации	3211-LIC-015	%	± 2	20 - 80	Контроль уровня

№ 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
Колонна дегидратации С3/С4 321-VJ-102A/B						
118	Температура молекулярного сита	3211-TI-034	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
119	Температура молекулярного сита	3211-TI-035	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
120	Температура молекулярного сита	3211-TI-036	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
121	Температура молекулярного сита	3211-TI-037	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
122	Температура молекулярного сита	3211-TI-038	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
123	Температура молекулярного сита	3211-TI-039	°C	± 1	0 - 236	Индикатор температуры
124	Дифференциальное давление на 321-VJ-102A	3211-PDI-044	бар / %	± 1	0 - 0,2	Индикатор дифф. давления
125	Дифференциальное давление на 321-VJ-102B	3211-PDI-045	бар / %	± 1	0 - 0,2	Индикатор дифф. давления
126	Уровень в емкости А	3211-LI-060	%	± 2	0-76,4	Регулятор уровня
127	Уровень в емкости В	3211-LI-063	%	± 2	0-76,4	Регулятор уровня
128	Температура влажного газа регенерации	3211-TI-053	°C	± 1	0 - 235	Индикатор температуры
129	Температура сухого СУГ на хранение	3211-TI-045	°C	± 1	0 - 60	Индикатор температуры
130	Содержание влаги в сухом СУГ	3211-AI-001	ч/млн об. / %	± 5	0 - 2	Индикатор концентрации
131	Содержание влаги в сухом СУГ	3211-AI-003/004	ч/млн об. / %	± 5	0 - 1,5	Индикатор концентрации
132	Содержание H ₂ S в сухом СУГ	3211-AI-002A	ч/млн об. / %	± 5	0 - 5	Индикатор концентрации

№ 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
133	Содержание карбонилсульфида в сухом СУГ	3211-AI-002B	ч/млн об. / %	± 5	0 - 200	Индикатор концентрации
134	Содержание RSH в сухом СУГ	3211-AI-002C	ч/млн об. / %	± 5	0 - 16	Индикатор концентрации
135	Содержание i-C4 в сухом СУГ	3211-AI-002D	мол. % / %	± 5	0 - 12	Индикатор концентрации
136	Содержание n-C4 в сухом СУГ	3211-AI-002E	мол. % / %	± 5	0 - 10	Индикатор концентрации
Extractor Plus 321-VC-101						
137	Поток каустика на Extractor Plus	3211-FIC-202	л/ч/%	± 3	10 - 20	Контроль расхода
138	Давление очищенного СУГ	3211-PIC-208	бар(изб) / %	± 1	20 - 22	Контроль давления
139	Обратный поток каустика на Extractor Plus	3211-FIC-204	ст. м³/ч/%	± 3	20,8 - 32	Контроль расхода
140	Уровень верх. секции Extractor Plus	3211-LIC-204	%	± 2	26 - 80	Контроль уровня
141	Уровень нижн. секции Extractor Plus	3211-LIC-203	%	± 2	20 - 80	Контроль уровня
Подогреватель каустика 321-HF-103						
142	Поток влажного технического воздуха на окислительную колонну	3211-FIC-206	ст. м³/ч/%	± 3	20 - 169	Контроль расхода
143	Возврат конденсата НД от подогревателя каустика	3211-FIC-207	ст. м³/ч/%	± 3	0,6 - 0,8	Контроль расхода
144	Температура на выходе подогревателя каустика	3211-TIC-205	°C	± 1	37 - 52	Контроль температуры
145	Температура на выходе подогревателя каустика	3211-TI-204	°C	± 1	37 - 52	Индикатор температуры
146	Давление технического воздуха	3211-PI-211	бар(изб) / %	± 1	4,8 - 9	Индикатор давления
Окислительная колонна А1-321-VF-102						
147	Поток каустика на подогреватель каустика	3211-FIC-222	ст. м³/ч/%	± 3	8 - 35	Контроль расхода

№ 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
148	Температура каустика на выходе окислительной колонны	3211-TIC-207	°C	± 1	0 - 57	Контроль температуры
Сепаратор дисульфидов 321-VS-101						
149	Концентрация кислорода в отходящем газе	3211-AIC-201B	% об.	± 5	8 - 14	Контроль концентрации
150	Уровень сепаратора дисульфидов	3211-LIC-209	%	± 4	10 - 85	Контроль уровня
151	Давление отходящего газа на выходе сепаратора дисульфидов	3211-PIC-222	бар(изб) / %	± 1	2,8 - 4	Контроль давления
152	Поток газа НД в отходящий газ	3211-FIC-208	ст. м³/ч/%	± 3	30 - 70	Контроль расхода
153	Уровень сепаратора дисульфидов	3211-LIC-207	%	± 4	20 - 80	Контроль уровня
Емкость дегазации отработанного каустика 321-VA-105						
154	Уровень в емкости дегазации отработанного каустика	3211-LIC-211	%	± 4	19 - 65	Контроль уровня открытия
Отстойная емкость каустика 321-VA-104						
155	Давление в отстойной емкости каустика	3211-PIC-229	бар(изб) / %	± 1	0,8 - 1,3	Контроль давления
156	Уровень в отстойной емкости каустика	3211-LIC-216	%	± 4	18 - 61,5	Контроль уровня
Емкость восстановления каустика, 321-VA-108						
157	Уровень в емкости восстановления каустика	3211-LI-242	%	± 4	0 - 40	Регулятор уровня
Емкость восстановления каустика, 321-VA-107						
158	Уровень в емкости восстановления каустика	3211-LI-241	%	± 4	0 - 86,1	Регулятор уровня
Буферная емкость воды 321-VN-107						
159	Уровень в буферной емкости воды	3211-LIC-214	%	± 4	13 - 80	Контроль уровня

Таблица 6.1 - Нормы технологического режима

7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Управление установкой подготовки газа должно осуществляться с центральной диспетчерской (ЦД) с использованием концепции интегрированной системы управления и аварийной защиты (ИСУиАЗ), состоящей в основном из распределенных систем управления (PCY), систем аварийного отключения (систем АО) и систем обнаружения пожара и газа (системы ПиГ), при этом PCY должна служить основным интерфейсом управления.

Эти системы установлены в здании центральной диспетчерской (ЗЦД) и в блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи (SIS). Блок-боксы для КИПиА и средств спутниковой связи расположены рядом с установкой подготовки газа и содержит все эстакады и опоры оборудования ИСУиАЗ, панели управления вращающимся оборудованием и контроллеры.

Кабели магистрали передачи данных проложены от ЗЦД до блок-боксов для КИПиА и средств спутниковой связи, соединяя системы вместе, образуя ИСУиАЗ. Это достигается за счет резервной сети CAO/системы ПиГ и резервной сети PCY. ЦД, в которой постоянно присутствует персонал, имеет все необходимые пульты оперативного управления для обеспечения полного и безопасного запуска, мониторинга, управления и останова установки. Все блок-боксы для КИПиА и средств спутниковой связи спроектированы таким образом, чтобы работать в нормальных условиях без присутствия обслуживающего персонала.

Для управления установкой, мониторинга систем безопасности и управления блоками реализован подход «одного окна». Подход «одного окна» обеспечивается системой PCY через соответствующие интерфейсы для взаимодействия с другими системами или непосредственно интегрируется с помощью одноранговой связи.

Системы управления блоками технологического оборудования установки подготовки газа, расположенные на наземном комплексе, не имеют местных панелей управления, а интегрированы в систему PCY. В ЦД расположены пульты управления системы видеонаблюдения, пульты управления системы громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО), телефоны и радиостанции. Они дополняют пульты с устройствами визуального отображения операторов PCY, клавиатуры и другие устройства ввода. Предусмотрена специальная консоль общих служб, оснащенная аппаратно-реализованными кнопками для включения функций дренчерной системы / продувки и ручного аварийного останова.

Матрица дисплея системы ПиГ установлена в здании центральной диспетчерской. Инженерные рабочие станции для PCY, системы АО и системы обнаружения пожара и газа расположены в специальном инженерно-техническом офисе. Все кабели PCY, системы АО и ПиГ между блок-боксом для КИПиА и средств спутниковой связи №2 и месторождением проложены в распределительных шкафах, расположенных в помещениях аппаратных блок-боксов для КИПиА и средств спутниковой связи Очереди 1 и 2.

Система сигнализации оповещает производственный персонал об отклонениях от нормальных рабочих параметров. Система АО служит для защиты от чрезвычайных ситуаций и отключает технологическое оборудование, когда существует риск возникновения чрезвычайной ситуации, включая отключения, сбои, отказы и отклонения от нормального рабочего режима технологического оборудования, перебои в работе оборудования и систем управления, нарушения подачи сырья и работы систем инженерного обеспечения (вода, воздух, топливный газ, пар и энергоснабжение), повышенные (пониженные) рабочие параметры (давление, уровень, температура, расход, степень очистки), утечки, активация газовой и пожарной сигнализации, ограниченное получение продуктов транспортной компанией. Сброс давления систем продукта на факелы и/или перенаправление входных потоков систем на факелы является частью процедуры активации системы аварийного отключения (CAO).

7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Элементы управления технологическим процессом также включают в себя график лабораторного аналитического контроля, поточные анализаторы и мониторинг окружающего воздуха (как в помещениях, так и вне помещений) с использованием газовых детекторов. Пробы могут также отбираться по мере необходимости для проверки результатов анализатора.

Анализ в режиме реального времени является важной особенностью установок 310, 340, 320 и 321 для контроля работы технологического процесса обессеривания газа и проверки качества продукции.

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

Перечень поточных анализаторов и точек отбора проб на установках 310, 340, 320 и 321 приведен в таблицах ниже.

График анализов для установок 310, 340, 320 и 321 приведен в «Соглашении о гарантированном уровне услуг для установки подготовки газа наземного комплекса». КПЭ для технологических потоков приведены в таблице 7.1 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	Выход слоя молекулярного сита	3101/2-S-001	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-267	2,5	По запросу
2	Выход слоя молекулярного сита	3101/2-S-002	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-267	2,5	По запросу
3	Выход перегревателя сырья колонны осушки	3101/2-S-003	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-267	1000	По запросу
4	Выход перегревателя сырья колонны осушки	3101/2-S-003	Состав УВ мол. %	GPA 2286 LWI-072	разное	По запросу
5	Выход слоя молекулярного сита	3101/2-S-004	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-267	2,5	По запросу
6	Выход слоя молекулярного сита	3101/2-S-008	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-267	2,5	По запросу
7	Кубовый продукт деэтанизатора	3201/2-S-001	H ₂ S (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	5	По запросу
8	Кубовый продукт деэтанизатора	3201/2-S-001	Меркаптаны (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	2000	Еженедельно
9	Кубовый продукт деэтанизатора	3201/2-S-001	Состав УВ (моль %)	UOP 539 LWI-073	разное	Еженедельно
10	Верхний поток деэтанизатора	3201/2-S-002	Точка росы УВ (°C)	GOST 53762 LWI-040	-13	Ежедневно
11	Верхний поток деэтанизатора	3201/2-S-002	Состав УВ мол. %	GPA 2286 LWI-072	разное	Еженедельно
12	Верхний поток деэтанизатора	3201/2-S-002	H ₂ S (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	5	Еженедельно
13	Верхний поток деэтанизатора	3201/2-S-002	Меркаптаны (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	15	Еженедельно
14	Кубовый продукт колонны СУГ	3201/2-S-003	Меркаптаны (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	150	По запросу
15	Кубовый продукт колонны СУГ	3201/2-S-003	Состав УВ мол. %	UOP 539 LWI-073	разное	Ежедневно
16	Орошение колонны СУГ	3201/2-S-006	Состав УВ мол. %	UOP 539 LWI-073	разное	По запросу
17	Орошение колонны деэтанизатора	3201/2-S-007	H ₂ O пройдено/не пройдено	LWI-173 Metrohm	-	По запросу

Технологический регламент для установок дегидратации газа, контроля точки росы, фракционирования и очистки СУГ (Установки 310, 340, 320 и 321)

№ 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
18	Орошение колонны деэтанизатора	3201/2-S-007	Состав УВ мол. %	UOP 539 LWI-073	разное	По запросу
19	Выход Мерох СУГ	3211/2-S-011	H ₂ S (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	5	По запросу
20	Выход Мерох СУГ	3211/2-S-011	H ₂ O (ч/млн об.)	LWI-278	2	Еженедельно
21	Выход Мерох СУГ	3211/2-S-011	Меркаптаны (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	15	Ежедневно
22	Выход Мерох СУГ	3211/2-S-011	Сера (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	30	Ежедневно
23	Вход экстракционной колонны Мерох СУГ	3211/2-S-012	H ₂ S (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	5	Ежедневно
24	Вход экстракционной колонны Мерох СУГ	3211/2-S-012	Меркаптаны (ч/млн об.)	ASTM D5504 LWI-077	2000	Еженедельно
25	Выход ДСС	3211/2-S-017	Кислород моль%	UOP 539 LWI-073	5	По запросу
26	Вход экстракционной колонны Мерох выхода ДСС	3211/2-S-018	Кислород моль%	UOP 539 LWI-073	12	По запросу
27	Влажный СУГ на дегидратацию	3211/2-S-006	Состав УВ мол. %	UOP 539 LWI-073		По запросу
28	Влажный СУГ на дегидратацию	3211/2-S-006	H ₂ O (пройдено/не пройдено)	LWI-173 Metrohm		По запросу
29	Сухой СУГ с дегидратации	3211/2-S-007	H ₂ S (моль%)	ASTM D5504 LWI-077		Еженедельно
30	Сухой СУГ с дегидратации.	3211/2-S-007	Карбонилсульфид (моль %)	ASTM D5504 LWI-077		Еженедельно
31	Сухой СУГ с дегидратации	3211/2-S-007	RSH (моль %)	ASTM D5504 LWI-077		Еженедельно
32	Сухой СУГ с дегидратации	3211/2-S-007	C5+ (моль %)	UOP 539 LWI-073		Еженедельно
33	Сухой СУГ с дегидратации	3211/2-S-007	Сера (моль %)	ASTM D5504 LWI-077		Еженедельно

Таблица 7.1 – График аналитического лабораторного контроля

№ 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	3101/2-АТ-001 Сушильный сосуд с молекулярным ситом	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2.5	в онлайн режиме	
2	3101/2-АТ-002 Сушильный сосуд с молекулярным ситом	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2.5	в онлайн режиме	
3	3101/2-АТ-003 Сушильный сосуд с молекулярным ситом	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2.5	в онлайн режиме	
4	3101/2-АТ-004 Сушильный сосуд с молекулярным ситом	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2.5	в онлайн режиме	
5	3101/2-АТ-005 Сушильные сосуды с молекулярными ситами с общим выходом	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2.5	в онлайн режиме	
6	3101/2-АТ-010 Выходное отверстие сепаратора на входе сушилки	H ₂ S(чнм по объему)	УФ-фотометр высокого разрешения с недисперсионным покрытием	10	в онлайн режиме	
7	3101/2-АТ-010 Выходное отверстие сепаратора на входе сушилки	COS (чнм по объему)	УФ-фотометр высокого разрешения с недисперсионным покрытием	50	в онлайн режиме	
8	3201/2-АТ-001 Верхний газ деэтанализатора	H ₂ S(чнм моль)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД)	5	в онлайн режиме	
9	3201/2-АТ-001 Верхний газ деэтанализатора	меркаптаны (чнм моль)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД)	15	в онлайн режиме	

№ п/п	Маркировочный номер, технологический поток	Параметры для анализа	Аналитический метод/принцип измерений	Нормальное/ожи даемое значение	Периодичность	Система управления
1	2	3	4	5	6	7
10	3201/2-АТ-002 Кубовая жидкость де-этанизатора	COS (чнм по объему)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и детектором по теплопроводности (ДТП)	1000	в онлайн режиме	
11	3201/2-АТ-002 Кубовая жидкость де-этанизатора	H ₂ S(чнм по объему)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и детектором по теплопроводности (ДТП)	10	в онлайн режиме	
12	3201/2-АТ-002 Кубовая жидкость де-этанизатора	Меркаптаны (чнм по объему)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и детектором по теплопроводности (ДТП)	4000	в онлайн режиме	
13	3201/2-АТ-002 Кубовая жидкость де-этанизатора	C ₂ (мол. %)	Газовый хроматограф с пламенно-фотометрическим детектором (ПФД) и детектором по теплопроводности (ДТП)	5	в онлайн режиме	
14	3211/2-АТ-001 Выход осушителя СУГ	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2	в онлайн режиме	
15	3211/2-АТ-002 Выход осушителя СУГ	iC ₄ (моль %)	Газовый хроматограф (ПФД)		в онлайн режиме	
16	3211/2-АТ-002, Выход осушителя СУГ	nC ₄ (моль %)	Газовый хроматограф (ПФД)		в онлайн режиме	
17	3211/2-АТ-002 Выход осушителя СУГ	H ₂ S(чнм по объему)	Газовый хроматограф (ПФД)		в онлайн режиме	
18	3211/2-АТ-002 Выход осушителя СУГ	COS (чнм по объему)	Газовый хроматограф (ПФД)		в онлайн режиме	
19	3211/2-АТ-002 Выход осушителя СУГ	Меркаптаны (чнм по объему)	Газовый хроматограф (ПФД)		в онлайн режиме	
20	3211/2-АТ-003 Выход осушителя СУГ	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО		в онлайн режиме	
21	3211/2-АТ-004 Выход осушителя СУГ	H ₂ O (чнм по объему)	ДАТЧИК НА ОСНОВЕ ОКСИДА АЛЮМИНИЯ / КВАРЦЕВЫЙ КРИСТАЛЛ / ОХЛАЖДЕННОЕ ЗЕРКАЛО	2	в онлайн режиме	

№ п/п	Маркировочный номер, технологический поток	Параметры для анализа	Аналитический метод/принцип измерений	Нормальное/ожи даемое значение	Периодичность	Система управления
1	2	3	4	5	6	7
22	3211/2-АТ-201 Выход DSS	Кислород (моль%)	Парамагнитная восприимчивость кислорода	1012	в онлайн режиме	

Таблица 7.2 - Поточный анализатор

7.2 ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИИ

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

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

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

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

Ввод в эксплуатацию объектов возможен после действия ручного сброса. На основе уровней останова, ручной сброс функции системы АО может быть выполнен следующим образом:

- Уровень останова 1a/1b - аппаратно-реализованный сброс с миниатюрного автоматического выключателя;
- Уровень останова 2 - аппаратно-реализованный сброс на месте;
- Уровень останова 3 - программный сброс с РСУ.

Предусмотрены блокировки запуска с автоматическим сбросом после достижения нормальных рабочих условий. Приложения некоторых уровней предоставлены с ограничением на количество автоматических сбросов в час.

7.3 УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНЫМИ СИГНАЛАМИ

Общая информация

Генерируемые аварийные сигналы отправляются по таким адресам, как рабочие станции, принтеры и сервер архивных данных СУИРВ. Все аварийные сигналы должны отправляться на регистраторы аварийных сигналов IMAC и сервер архивных данных системы управления информацией в режиме реального времени (СУИРВ) в дополнение к выбранным рабочим станциям операторов РСУ.

Клавиатуры сигнализаторов представляют собой аппаратно-реализованные кнопочные клавиатуры, которые позволяют назначать аварийные сигналы отдельной кнопке. При получении аварийного сигнала, назначенного на конкретную кнопку, светодиод кнопки будет мигать, а при нажатии оператор переходит к графическому дисплею, на котором отображается аварийный сигнал. Клавиатуры сигнализаторов, расположенные на рабочих станциях, должны быть настроены на подачу различных звуковых сигналов при получении аварийных сигналов. Независимо от конфигурации клавиатуры сигнализатора, аварийные сигналы, посылаемые на рабочие станции, также должны подавать звуковой сигнал.

7.3.1 Приоритеты

Блоки управления РСУ имеют приоритеты аварийных сигналов от 1 (наивысший) до 5 (наименьший). Приоритеты аварийных сигналов обычно устанавливаются при проектировании

функциональных блоков и группируются по областям технологического процесса следующим образом. Приоритеты аварийных сигналов также были пересмотрены в некоторых областях в рамках продолжающейся кампании по рационализации аварийных сигналов.

Приоритет 5	Журнал, например, аварийные сигналы запуска/останова устройств. Сюда также должны быть включены ошибочные значения параметров системы ПиГ, неисправности линии и т.д. (исходя из принципа, что они будут оповещены аварийным сигналом неисправности пожарной зоны).
Приоритет 4	Штатные аварийные сигналы технологического процесса, неисправности детектора системы ПиГ по пожарным зонам
Приоритет 3	Важные аварийные сигналы технологического процесса, требующие вмешательства оператора, одиночные аварийные сигналы системы ПиГ, кроме тех, которые определены как сигналы приоритета 1 или 2.
Приоритет 2	Критически важные предварительные аварийные сигналы РСУ, требующие срочного вмешательства оператора, все одиночные аварийные сигналы об обнаружении газа H ₂ S, все одиночные аварийные сигналы об обнаружении ПиГ от аспирационной системы.
Приоритет 1	Системы АО 1, 2 и 3 / Подтвержденные аварийные сигналы системы ПиГ (т.е. сигнал мажоритарной логики или 1-о-о), ручных пожарных извещателей (РПИ), все одинарные аварийные сигналы об обнаружении газа в убежищах для персонала, аварийные сигналы системы ГС/ОО.

7.3.2 Подтверждение аварийного сигнала

Аварийные сигналы подтверждаются со страницы аварийных сигналов РСУ, которая вызывается с помощью программной кнопки «Процесс» на ЧМИ FoxView PCY и ЧМИ FoxView путем вызова наложенного окна данных, которые вызываются с графических дисплеев технологического процесса. Все подтверждения аварийных сигналов зависят от уровней защиты доступа.

Звуковые аварийные сигналы отключаются нажатием кнопки на клавиатуре сигнализатора или выбором программной кнопки «Процесс» на ЧМИ FoxView PCY. Звуковые аварийные сигналы отключаются и могут быть заглушены на каждой группе рабочих станций.

7.3.3 Подавление аварийных сигналов

Аварийные сигналы отдельных приборов могут быть подавлены с помощью ЧМИ РСУ. Аварийные сигналы также могут быть заблокированы, повторно поданы по истечении времени и т.д. Эта функция полезна для подавления ложных аварийных сигналов, вызванных пульсирующими помехами.

Внутри РСУ аварийные сигналы могут быть заблокированы на уровне блока управления, например, реле низкого уровня расхода может быть заблокировано на насосе, когда насос остановлен, или на уровне комплектного блока, например, все аварийные сигналы от последовательного блока могут быть заблокированы, когда оборудование, управляемое ПЛК, находится на техническом обслуживании или последовательный канал связи вышел из строя.

7.3.4 Повторная генерация аварийных сигналов

Аварийные сигналы, генерируемые блоками управления, должны повторно включаться по истечении таймера повторного аварийного сигнала, если аварийный сигнал все еще активен (подтвержден или нет). Аварийные сигналы должны быть помечены как не подтвержденные. Повторная генерация аварийных сообщений может быть включена или отключена для блока управления в целом, и один и тот же временной интервал должен применяться ко всем аварийным сообщениям в блоке управления.

7.3.5 Аварийные сигналы системы АО и ПиГ при первом включении

Логика обнаружения аварийных сигналов системы АО и ПиГ находится в системе Triconex и передается системой Triconex по последовательному каналу для отображения на РСУ.

В системе PCY не существует средств для конфигурации подачи аварийных сигналов первого включения независимо от входящего сигнала системы АО.

7.3.6 Блокировка системы АО

PCY обеспечивает возможность реализации блокировки системы АО через последовательный канал связи PCY с системой АО. Блокировки должны быть включены в систему АО, чтобы выдавать разрешения на запросы, реализованные PCY. Обратная связь о фактическом состоянии блокировки предусмотрена для обеспечения срабатывания аварийной сигнализации о несоответствии состояния блокировки желаемому.

7.3.7 Перечень аварийных сигналов и отключений

Перечень аварийных сигналов и отключений приведен в таблице ниже. См.[Е.128, 129]. После ввода в эксплуатацию были оформлены различные УИ с целью рационализации настроек аварийных сигналов и отключений в соответствии с реальными условиями эксплуатации, для сокращения числа просроченных аварийных сигналов и устранения ложных аварийных сигналов. Эти изменения отражены в приведенном ниже перечне аварийных сигналов и отключений.

Перечень аварийных сигналов и уставок отключения для установок 310/340/320/321 приведен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установка 310 – установка дегидратации газа										
Входной сепаратор колонны осушки A1-310-VN-101										
(1)	A1-3101-LT-001	Датчик уровня	%	24,6 - 70		24,6	70			Сигнализация низк./выс. ур.
(2)	A1-3101-LT-003	Датчик уровня	%	0 - 25			25		50	Отключение при критически выс. уровне Закрывается отсечной клапан обессеренного газа на Уст. 310
(3)	A1-3101-LT-004	Датчик уровня	%	75 - 100		75		70,2		Сигнализация низк. ур./Отключение при критически низк. уровне Закрывается отсечной клапан на выходе углеводородного конденсата VN-101
(4)	A1-3101-PT-004	Датчик давления	бар(изб)		80		6			Сигнализация выс. ур.
(5)	A1-3101-PT-005	Датчик давления	бар(изб)				2,5			Сигнализация выс. ур.
(6)	A1-3101-TT-001	Датчик температуры	°C	20 - 40	-36/75	20	40			Сигнализация низк./выс. ур.
(7)	A1-3101-PDT-071	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 0,01			0,01			Сигнализация выс. ур.
(8)	A1-3101-AT-010	Анализатор H2S	ч/млн об.	0 - 15			15			Сигнализация выс. ур.
(9)	A1-3101-AT-010	Анализатор меркаптана	ч/млн об.	0 - 50			50			Сигнализация выс. ур.
Перегреватель сырья колонны осушки A1-310-NA-101										
(10)	A1-3101-LT-014	Датчик уровня	%	20 - 80		20	80			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(11)	A1-3101-TDIC-004	Регулятор температуры	°C	0,5 - 6		0,5	6			Сигнализация низк./выс. ур.
(12)	A1-3101-TT-004	Датчик температуры	°C	20 - 40	-36/185	20	40			Сигнализация низк./выс. ур.
(13)	A1-3101-PT-013/014	Датчик давления	бар(изб)		6/FV (оболочка)		0,5			Сигнализация выс. ур.
(14)	A1-3101-PT-015	Датчик давления	бар(изб)				5,3 ⁽¹⁾		5,7 ⁽¹⁾	Сигнализация выс. ур. / Отключение компрессора газа регенерации 310-KC-101
Колонны осушки обессеренного газа с молекулярным ситом A1-310-VJ-101/102/103/104										
(15)	A1-3101-AT-001/002/003	Датчик анализатора влаги	ч/млн об.	0 - 2,5			2,5			Сигнализация выс. ур.
(16)	A1-3101-AT-005	Датчик анализатора влаги	ч/млн об.	0 - 2,5			2,5			Сигнализация выс. ур.
(17)	A1-3101-TT-009/010/011/046	Датчик температуры	°C	18 - 235	-36/276	18	235			Сигнализация низк./выс. ур.
(18)	A1-3101-TT-012/013/014/047	Датчик температуры	°C	0 - 250			250			Сигнализация выс. ур.
(19)	A1-3101-TT-015/016/017	Датчик температуры	°C	20 - 250		20	250			Сигнализация низк./выс. ур.
(20)	A1-3101-TT-048	Датчик температуры	°C	20 - 250		18	250			Сигнализация низк./выс. ур.
(21)	A1-3101-FT-013/014/015/019	Датчик расхода	ст. м³/ч	0 - 125000		.	12000 0			Сигнализация выс. ур.
(22)	A1-3101-PDT-028/029/030	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,5			0,5			Сигнализация выс. ур.
(23)	A1-3101-PDT-090	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,5			0,5			Сигнализация выс. ур.
(24)	A1-3101-PT-022/023/024/044	Датчик давления	бар(изб)				6			Сигнализация выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(25)	3101-PT-016/017/018/085	Давление в разных точках колонн адсорбции	бар(изб)	0 - 68	80			68		Сигнализация выс. ур.
(26)	A1-3101-PT-087/108/104/106	Датчик давления	бар(изб)				2,5			Сигнализация выс. ур.
(27)	A1-3101-TT-063/065/067/069	Датчик температуры	°C	20 - 235		20				Сигнализация низк. ур.
(28)	A1-3101-AT-004	Датчик анализатора влаги	ч/млн об.	0 - 2,5			2,5			Сигнализация выс. ур.
(29)	A1-3101-TT-018	Датчик температуры	°C	30 - 250		30	250			Сигнализация низк./выс. ур.
(30)	A1-3101-TT-019	Датчик температуры	°C	0 - 45			45			Сигнализация выс. ур.
Защитные фильтры осушенного газа A1-310-ZL-103A/B										
(31)	A1-3101-PDT-032A/B	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,3			0,3			Сигнализация выс. ур.
(32)	A1-3101-PDT-036A/B	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,3			0,3			Сигнализация выс. ур.
Компрессор газа регенерации A1-310-KC-101										
(33)	A1-3101-PT-041	Датчик давления	бар(изб)					55	15*	Отключение при критически низк./выс. уровне (только во время останова компрессора) Сигнал аварийного низкого давления инициирует отключение компрессора газа регенерации 310-KC-101 под давлением Сигнал аварийного высокого давления инициирует отключение

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										компрессора газа регенерации 310-КС-101 без давления
(34)	A1-3101-PT-046	Датчик давления	бар(изб)		80				76 ⁽²⁾	Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 101
(35)	A1-3101-TT-024	Датчик температуры	°C		-36/75				60	Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 101
(36)	A1-3101-TT-073	Датчик температуры	°C	Мин. 20		20				Сигнал низкого уровня
Подогреватель газа регенерации A1-310-НА-102										
(37)	A1-3101-FT-005	Датчик расхода	кг/ч	0 - 5000		.	5000			Сигнализация выс. ур.
(38)	A1-3101-FT-006	Датчик расхода	ст. м³/ч	3500 - 18000		3500	18000			Сигнализация низк./выс. ур.
(39)	A1-3101-TT-027	Датчик температуры	°C	34 - 245		34				Сигнализация низк. ур.
(40)	A1-3101-TT-028	Датчик температуры	°C		-36/340				255	Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 101
(41)	A1-3101-PT-050	Датчик давления	бар(изб)	0 - 40	47/FV (оболочка)		40 ⁽³⁾		45	Сигнализация выс. ур. / Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 101
(42)	A1-3101-PT- 053/054	Датчик давления	бар(изб)				1			Сигнализация выс. ур.
Пылеулавливающий фильтр регенерации и охладитель газа регенерации A1-310-ZL-104A/B и A1-310-НС-101										
(43)	A1-3101-PDT- 058A/B	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,3			0,3			Сигнализация выс. ур.
(44)	A1-3101-TT-031	Датчик температуры	°C	0 - 235	-36/276	.	235			Сигнализация выс. ур.
(45)	A1-3101-TT-035	Датчик температуры	°C	0 - 65		.	65			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(46)	A1-3101-TT-037	Датчик температуры	°C	-5 - 50		-5	50			Сигнализация низк./выс. ур.
Каплеотбойный сепаратор газа регенерации A1-310-VN-102										
(47)	A1-3101-PDT-067A/B	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,3			0,3			Сигнализация выс. ур.
(48)	A1-3101-LT-010	Датчик уровня	%	20 - 70		20	70			Сигнализация низк./выс. ур.
(49)	A1-3101-PT-063	Датчик давления	бар(изб)		80		2,5			Сигнализация выс. ур.
(50)	A1-3101-PDT-072	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 0,015			0,015			Сигнализация выс. ур.
Компрессор газа регенерации A1-310-KC-102										
(51)	A1-3101-PT-097	Датчик давления	бар(изб)					50	15*	Отключение по критически низкому/высокому уровню происходит, когда КС остановлен Сигнал аварийного низкого давления инициирует отключение компрессора газа регенерации 310-KC-102 под давлением Сигнал аварийного высокого давления инициирует отключение компрессора газа регенерации 310-KC-102 без давления
(52)	A1-3101-PT-099	Датчик давления	бар(изб)		80				76 ⁽⁵⁾	Отключение компрессора газа регенерации 310-KC-102

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(53)	A1-3101-TT-050	Датчик температуры	°C		-36/75				60	Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 102
(54)	A1-3101-TT-073	Датчик температуры	°C	Мин. 20		20				Сигнализация низк. ур.
Пылеулавливающий фильтр регенерации и охладитель газа регенерации A1-310-ZL-106/В и A1-310-НС-103										
(55)	A1-3101-PDT- 101A/B	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,3			0,3			Сигнализация выс. ур.
(56)	A1-3101-TT-052	Датчик температуры	°C	18 - 235		18.	235			Сигнализация низк./выс. ур.
(57)	A1-3101-TT-053	Датчик температуры	°C	0 - 65	-36/276		65			Сигнализация выс. ур.
(58)	A1-3101-TT-055	Датчик температуры	°C	-5 - 50		-5	50			Сигнализация выс./ низк. ур.
Подогреватель газа регенерации A1-310-НА-103										
(59)	A1-3101-FT-020	Датчик расхода	кг/ч	0 - 8800			7920			Сигнализация выс. ур.
(60)	A1-3101-FT-021	Датчик расхода	ст. м³/ч	4500 - 21000		4500	21000			Сигнализация выс./ низк. ур.
(61)	A1-3101-PT-074	Датчик давления	бар(изб)		47/FV (оболочка)		1			Сигнализация выс. ур.
(62)	A1-3101-PT-077	Датчик давления	бар(изб)				1			Сигнализация выс. ур.
(63)	A1-3101-PT-079	Датчик давления	бар и.д.	0 - 40			40		45	Сигнал. выс. ур. / Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 102
(64)	A1-3101-TI-059	Датчик температуры	°C		-36/340				255	Отключение компрессора газа регенерации 310-КС- 102
Установка 340 – Контроль точки росы										
Турбодетандер A1-340-MX-101, компрессор A1-340-КС-101										
(65)	3401-PT-006	Датчик давления	бар(изб)	54 - 66	80	54	66			Сигнализация низк./выс. ур.
(66)	3401-TT-006	Датчик температуры	°C	-30 - -5		-30	-5			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(67)	3401-ТТ-007	Датчик температуры	°С	-80 - -45	-90/70	-80	-45			Сигнализация низк./выс. ур.
(68)	3401-РТ-007	Датчик давления	бар(изб)	11,5 - 16,5		11,5	16,5			Сигнализация низк./выс. ур.
(69)	3401-ТТ-010	Датчик температуры	°С	11 - 35		11 ⁽⁶⁾	35			Сигнализация низк./выс. ур.
(70)	3401-РТ-010	Датчик давления	бар(изб)	10 - 14,7		10	14,7			Сигнализация низк./выс. ур.
(71)	3401-РТ-020	Датчик давления	бар(изб)					9		Отключение из-за критически низкого значения
(72)	3401-ТТ-009	Датчик температуры	°С	45 - 75			75			Сигнализация выс. ур.
(73)	3401-РТ-009	Датчик давления	бар(изб)	16 - 22		16	22			Сигнализация низк./выс. ур.
(74)	3401-РТ-002	Датчик давления	бар(изб)	14 - 22		14	22			Сигнализация низк./выс. ур.
Теплообменник верхнего погона/сырья дезтанизатора А1-340-НН-101										
(75)	3401-ТТ-001	Датчик температуры	°С	20 - 35	-90/65	20	35			Сигнализация низк./выс. ур.
(76)	3401-PDT-001	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 2200			2200 ⁽⁷⁾ /2400 ⁽⁷⁾)			Сигнал. выс. ур. / сигнал критически выс. ур.
(77)	3401-PDT-038	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 200			200/12 00			Сигнал. выс. ур. / сигнал критически выс. ур.
Низкотемпературный теплообменник сырья А1-340-НН-102										
(78)	3401-ТТ-005	Датчик температуры	°С	Мин. 12	-90/65	12				Сигнализация низк. ур.
(79)	3401-PDT-040	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 200			200/12 00			Сигнал. выс. ур. / Критически выс. уровень
Низкотемпературный сепаратор А1-340-VN-101										
(80)	3401-LT-001	Датчик уровня жидкости	%	29 - 79		29	79			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(81)	3401-ТТ-020	Датчик температуры	°С	макс. -5	-90/65		-5			Сигнализация выс. ур.
(82)	3401-РТ-012	Датчик давления	бар(изб)	макс. 64	80 / ПВ		64			Сигнализация выс. ур.
(83)	3401-FT-006	Датчик расхода	м³/ч	Мин. 168113		1681 13				Сигнализация низк. ур.
Установка 320 - Установка извлечения СУГ										
Дезтанизатор А1-320-VE-101										
(84)	3201-LT-005	Датчик уровня жидкости	%	27 - 81		27	81			Сигнализация низк./выс. ур.
(85)	3201-ТТ-002	Датчик температуры	°С	47 - 68,3		47	68,3			Сигнализация низк./выс. ур.
(86)	3201-ТТ-003	Датчик температуры	°С	-42 - -10	-90/110 100 (FV) 120 (1 бар и.д.)	-42	-10			Сигнализация низк./выс. ур.
(87)	3201-LT-006	Датчик уровня жидкости	%						51	Отключение при критически выс. уровне
(88)	3201-РТ-039А/В (индикатор дифф. давл.)	Датчик давления	мбар	0 - 330			330			Сигнализация выс. ур.
(89)	3201-ТТ-017	Датчик температуры	°С	0 -10		0 ⁽⁸⁾	10 ⁽⁸⁾			Сигнализация низк./выс. ур.
(90)	3201-ТТ-001	Датчик температуры	°С	-38 - -5		-38	-5			Сигнализация низк./выс. ур.
(91)	3201-РТ-042	Датчик давления	бар(изб)	12 - 15,1	20 / ПВ	12	15,1			Сигнализация низк./выс. ур.
Ребойлер дезтанизатора А1-320-НА-102										
(92)	3201-РТ-007	Датчик давления	бар(изб)	0-15	20 / ПВ		15 ⁽⁹⁾		17	Сигнал. выс. ур. / Закрываются отсечные клапаны на VA-104, колонне VE-101, пар НД на НА-102, выход конденсата VN-101 и

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										отключается насос кубового продукта деэтанизатора ЕРА-106 А/В
Насосы кубового продукта деэтанизатора ЕРА-106 А/В										
(93)	3201-PT-013A/B	Датчик давления	бар(изб)	Мин. 23	32	23		21		Сигнализация низк. ур. Отключение насоса кубового продукта деэтанизатора ЕРА- 106А/В
(94)	3201-FT-002	Датчик расхода	м³/ч	68 - 150		68 ⁽¹⁰⁾				Сигнализация низк. ур.
(95)	3201-FT-016	Датчик расхода	м³/ч	0 - 139			139			Сигнализация выс. ур.
(96)	3201-AT-002А	Анализатор	мол. %	0 - 6			6			Сигнализация выс. ур.
Емкость конденсата деэтанизатора А1-320-VN-101										
(97)	3201-LT-013	Датчик уровня жидкости	%	20 - 100		20				Сигнализация низк. ур.
(98)	3201-FT-005	Датчик расхода	кг/ч	1400 - 7500		1400				Сигнализация низк. ур.
Конденсатор верхнего погона деэтанизатора А1-320-НН-101										
(99)	3201-PDT-099	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 200			200/12 00			Сигнал. выс. ур. / критически выс. ур.
(100)	3201-PDT-098	Датчик дифф. давления	мбар	0 - 200			200/12 00			Сигнал. выс. ур. / критически выс. ур.
(101)	3201-ТТ-005	Датчик температуры	°С	-45,3 - -20	-90/65	- 45,3	- 20			Сигнализация низк./выс. ур.
(102)	3201-ТТ-006	Датчик температуры	°С	-58,8 - - 38,8	-90/65	-58,8	-38,8			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость орошения деэтанизатора А1-320-VA-101, насосы орошения деэтанизатора А1-320-РА-101А/В										
(103)	3201-PT-026A/B	Датчик давления	бар(изб)	Мин. 16		16		15,5		Сигнализация низк. ур. Отключение двигателя насоса орошения

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										деэтанизатора EPA-101A/B
(104)	3201-FT-003	Датчик уровня жидкости	м³/ч	26,7 - 55		26,7 ⁽¹⁰⁾				Сигнализация низк. ур.
(105)	3201-LT-015	Датчик уровня жидкости	%	0 - 65		35	65			Сигнализация низк./выс. ур.
(106)	3201-TT-015	Датчик температуры	°С	-55 - -38	-90/110 100 (FV) 120 (1 бар и.д.)	-55	-38 ⁽¹¹⁾			Сигнализация низк./выс. ур.
(107)	3201-LT-016	Датчик уровня жидкости	%	0 - 25			25 ⁽¹²⁾		51	Сигнал. выс. ур. / Закрывается отсечной клапан пара НД на ребойлер деэтанизатора НА-102
(108)	3201-PT-012	Датчик давления	бар(изб)	12-16,7	20 / ПВ	12	16,7			Сигнализация низк./выс. ур.
(109)	3101-AT-001A	Анализатор	ч/млн моль	0-4,93			4,93			Сигнализация выс. ур.
(110)	3101-AT-001B	Анализатор	ч/млн моль	0-16			16			Сигнализация выс. ур.
Фракционная колонна СУГ А1-320-VE-102										
(111)	3201-TT-007	Датчик температуры	°С	124 - 150		124 ⁽¹³⁾	150 ⁽¹³⁾	112 ⁽¹³⁾		Сигнализация низк./выс. ур. Сигнализация критически низк. ур. Сигнал критически низк. ур. температуры закрывает 3201-LCV-019, меняя уставку на 0 в LIC-019.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(112)	3201-LT-019	Датчик уровня жидкости	%	33 - 70		33	70			Сигнализация низк./выс. ур.
(113)	3201-PT-040A/B (индикатор дифф. давл.)	Датчик давления	мбар	0 - 400			400			Сигнализация выс. ур.
(114)	3201-ТТ-021	Датчик температуры	°С	0 - 135			135			Сигнализация выс. ур.
(115)	3201-ТТ-020	Датчик температуры	°С	0 - 83	-46/185 100 (FV) 120 (1 бар и.д.)		83			Сигнализация выс. ур.
(116)	3201-PT-015	Датчик давления	бар(изб)	12 - 17	20 / ПВ	12	17			Сигнализация низк./выс. ур.
Конденсатор орошения фракционной колонны СУГ										
(117)	3201-ТТ-028	Датчик температуры	°С	5 - 55		5	55			Сигнализация низк./выс. ур.
(118)	3201-ТТ-029	Датчик температуры	°С	5 - 55		5	55			Сигнализация низк./выс. ур.
(119)	3201-ТТ-030	Датчик температуры	°С	5 - 55		5	55			Сигнализация низк./выс. ур.
(120)	3201-ТТ-031	Датчик температуры	°С	5 - 55		5	55			Сигнализация низк./выс. ур.
(121)	3201-ТТ-008	Датчик температуры	°С	20 - 65	-46/110	20	65			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость предварительного испарения дезтанизатора А1-320-VA-104										
(122)	3201-LT-001	Датчик уровня жидкости	%	31 - 60		31	60			Сигнализация низк./выс. ур.
(123)	3201-PT-001	Датчик давления	бар(изб)	13 - 16,5	20	13	16			Сигнализация низк./выс. ур.
(124)	3201-ТТ-016	Датчик температуры	°С	-75 - -40	-90/40 100 (FV)	- 75	- 40			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость орошения фракционной колонны СУГ А1-320-VA-102										

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(125)	3201-LT-023	Датчик уровня жидкости	%	35 - 67		35	67			Сигнализация низк./выс. ур.
(126)	3201-LT-027	Датчик уровня жидкости	%	33 - 62		33	62			Сигнализация низк./выс. ур.
(127)	3201-LT-029	Датчик уровня жидкости	%						52	Отключение при критически выс. уровне
(128)	3201-TT-011	Датчик температуры	°C	25 - 60	-46/90 100 (FV) 120 (1 бар и.д.)	25	60			Сигнализация низк./выс. ур.
(129)	3201-PT-019	Датчик давления	бар(изб)	12 - 17	20 / ПВ	12	17			Сигнализация низк./выс. ур.
Насос орошения фракционной колонны СУГ А1-320-РА-102А/В										
(130)	3201-PT-027А/В	Датчик давления	бар(изб)	Мин. 22		22		19,3		Сигнализация низк. ур. отключение насоса орошения фракционной колонны СУГ ЕРА-102А/В
(131)	3201-FT-004	Датчик расхода	м³/ч	85,3 - 113,8		85,3	113,8			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость конденсата фракционной колонны СУГ А1-320-VN-102										
(132)	3201-PT-048	Датчик давления	бар(изб)	12 - 16	47 / ПВ	12	16			Сигнализация низк./выс. ур.
(133)	3201-TT-013	Датчик температуры	°C	185 - 225	-36/340	185	225			Сигнализация низк./выс. ур.
(134)	3201-FT-006	Датчик расхода	кг/ч	3000 - 18200		3000				Сигнализация низк. ур.
(135)	3201-LT-033	Датчик уровня жидкости	%	20 - 100		20				Сигнализация низк. ур.
Охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ А1-320-НF-101										
(136)	3201-FT-015	Датчик расхода	м³/ч	0 - 65			60			Сигнализация выс. ур.
(137)	3201-TT-027	Датчик температуры	°C	45 - 82	-46/190	45	82			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(138)	3201-ТТ-026	Датчик температуры	°C	50 - 80	-46/185	50	80			Сигнализация низк./выс. ур.
Испарительная емкость потока НД А1-320-VN-104										
(139)	3201-LT-070	Датчик уровня жидкости	%	20 - 90		20	90			Сигнализация низк./выс. ур.
Установка 321 - Установка очистки СУГ										
Доохладитель кубового продукта дезанизатора А1-321-НС-101										
(140)	3211-ТТ-003	Датчик температуры	°C	35 - 60	-46/100	35	60			Сигнализация низк./выс. ур.
(141)	3211-ТТ-008	Датчик температуры	°C	20 - 50		20	50			Сигнализация низк./выс. ур.
Испаритель С3/С4 А1-321-НА-102										
(142)	3211-LT-008	Датчик уровня жидкости	%	10 - 65,4		10 ⁽¹⁴⁾	65,4			Сигнализация низк./выс. ур.
(143)	3211-РТ-029	Датчик давления	бар(изб)	12,5 - 23	27 / ПВ	12,5	23			Сигнализация низк./выс. ур.
(144)	3211-ТТ-011	Датчик температуры	°C	15 - 85	-46/160	15	85			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость конденсата испарителя А1-321-VN-101										
(145)	3211-LT-012	Датчик уровня жидкости	%	20 - 80		20	80			Сигнализация низк./выс. ур.
(146)	3211-FT-005	Датчик расхода	кг/ч	0 - 1450			1450			Сигнализация низк./выс. ур.
(147)	3211-РТ-026	Датчик давления	бар(изб)		27 / ПВ				6	Закрываются отсечные клапаны: парокондесата из испарителя С3/С4 VN- 101, газа регенерации из подогревателя газа регенерации НА-104, пара НД в испаритель С3/С4 НА-102, пара ВД в

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										подогреватель газа регенерации НА-104 и логической последовательности адсорбции замерзания (в PCY)
Емкость конденсата газа регенерации А1-321-VN-104										
(148)	3211-FT-007	Датчик расхода	кг/ч	450 - 1900		450	1900			Сигнализация низк./выс. ур.
(149)	3211-LT-015	Датчик уровня жидкости	%	20 - 80		20	80			Сигнализация низк./выс. ур.
Подогреватель газа регенерации А1-321-НА-104										
(150)	3211-PT-035	Датчик давления	бар(изб)		27 / ПВ				25	Закрываются отсечные клапаны: газа регенерации из подогревателя газа регенерации НА-104, выхода конденсата емкости конденсата газа регенерации VN-104, пара НД в испаритель С3/С4 НА-102, пара ВД в подогреватель газа регенерации НА-104, клапан последовательности колонны дегидратации VJ- 102А/В и логической последовательности адсорбции замерзания (в PCY)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(151)	3211-PT-071	Датчик давления	бар(изб)				0,5			Сигнализация выс. ур.
(152)	3211-PT-037	Датчик давления	бар(изб)				0,5			Сигнализация выс. ур.
(153)	3211-TT-015	Датчик температуры	°C	190 - 240	-46/300	190	240			Сигнализация низк./выс. ур.
Колонна дегидратации С3/С4 А1-321-VJ-102А/В										
(154)	3211-PT-090	Датчик давления	бар(изб)		27 / ПВ				23	Отключение при критически выс. уровне
(155)	3211-TT-047	Датчик температуры	°C		-46/300				230	Сигналы аварийного высокой и низкой температуры используются в последовательности молекулярного сита СУГ.
(156)	3211-LT-058	Датчик уровня жидкости	%					60		Отключение из-за критически низкого значения
(157)	3211-LT-060	Датчик уровня жидкости	%	0 - 76,4	—		76,4			Сигнализация выс. ур.
(158)	3211-TT-045	Датчик температуры	°C	0 - 60	—		60			Сигнализация выс. ур.
(159)	3211-TT-035	Датчик температуры	°C	0 - 236	—		236			Сигнализация выс. ур.
(160)	3211-TT-036	Датчик температуры	°C	0 - 236	—		236			Сигнализация выс. ур.
(161)	3211-TT-034	Датчик температуры	°C	0 - 236	—		238			Сигнализация выс. ур.
(162)	3211-PDT-044/045	Датчик дифф. давления	бар	0 - 0,2			0,20 ⁽¹⁵⁾			Сигнализация выс. ур.
(163)	3211-TT-054	Датчик температуры	°C		-46/300				230	Сигналы аварийного высокой и низкой температуры используются в последовательности молекулярного сита СУГ.
(164)	3211-LT-061	Датчик уровня жидкости	%			60				Сигнализация критически низк. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										Сигнал аварийного низкого уровня используется в последовательности молекулярного сита СУГ.
(165)	3211-LT-063	Датчик уровня жидкости	%	0 - 76,4			76,4			Сигнализация выс. ур.
(166)	3211-TT-053	Датчик температуры	°C	0 - 236			236			Сигнализация выс. ур.
(167)	3211-TT-039	Датчик температуры	°C	0 - 236			236			Сигнализация выс. ур.
(168)	3211-TT-038	Датчик температуры	°C	0 - 236			236			Сигнализация выс. ур.
(169)	3211-TT-037	Датчик температуры	°C	0 - 236			236			Сигнализация выс. ур.
Установка Extractor Plus и статический смеситель A1-321-VC-101 и A1-321-ZE-104										
(170)	3211-FT-202	Датчик расхода	л/ч	0 - 25			20			Сигнализация выс. ур.
(171)	3211-TT-201	Датчик температуры	°C	32 - 55	-36/100	32	55			Сигнализация низк./выс. ур.
(172)	3211-LT-203	Датчик уровня жидкости	%	20 - 80		20	80			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(173)	3211-LT-204	Датчик уровня жидкости	%	26 - 80		26	80			Сигнализация низк. ур.
(174)	3211-FT-204	Датчик расхода	м³/ч	20,8 - 32		20,8				Сигнализация низк./выс. ур.
(175)	3211-PT-208	Датчик давления	бар	20 - 22	30	20	22			Сигнализация низк./выс. ур.
Насос дисульфидной нефти, насосы дозированной подачи каустика и циркуляционный насос предварительной промывки каустика А1-321-PD-107А/В, А1-321-PD-108А/В & А1-321-РА-107А/В										
(176)	3211-FT-203	Датчик расхода	м³/ч	9 - 25		9				Сигнализация низк. ур.
(177)	3211-PT-246А/В	Датчик давления	бар	0 - 5	7,3		5			Показатели разрыва расходомерной шайбы на насосе с расходомерной шайбой
(178)	3211-PT-245А/В	Датчик давления	бар	0 - 5	6,5		5			Показатели разрыва расходомерной шайбы на насосе с расходомерной шайбой
Подогреватель каустика и емкость добавления катализатора А1-321-HF-103 и А1-321-VN-102										
(179)	3211-FT-207	Датчик расхода	м³/ч	0,6 - 0,8		0,6	0,8			Сигнализация низк./выс. ур.
(180)	3211-FT-206	Датчик расхода	м³/ч	20 - 169		20	169			Сигнализация низк./выс. ур.
(181)	3211-PT-211	Датчик давления	бар(изб)	4,8 - 9		4,8	9			Сигнализация низк./выс. ур.

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(182)	3211-ТТ-205	Датчик температуры	°С	37 - 52		37	52			Сигнализация низк./выс. ур.
(183)	3211-ТТ-204	Датчик температуры	°С	37 - 52		37	52			Сигнализация выс. ур.
Окислительная колонна и насосы циркуляции каустика А1-321-VF-102 и А1-321-РА-103А/В										
(184)	3211-ТТ-207	Датчик температуры	°С	37 - 57	-36/100		57			Сигнализация выс. ур.
(185)	3211-FT-222	Датчик расхода	м³/ч	8 - 35		8				Сигнализация низк. ур.
Сепаратор дисульфидов и вентиляционный резервуар А1-321-VS-101 и А1-321-VA-102										
(186)	3211-LT-209	Датчик уровня жидкости	%	10 - 85		10	85			Сигнализация низк./выс. ур.
(187)	3211-АТ-201А/В	Анализатор	об. %	8-14		8	14		15	Отключение при низк./выс./критически выс. уровне При критически выс. уровне закрываются А1- 3211-ESV-205 и А1-3211- FIC-206
(188)	3211-LT-207	Датчик уровня жидкости	%	20 - 80		20	80			Сигнализация низк./выс. ур.
(189)	3211-РТ-222	Датчик давления	бар(изб)	2,8 - 4		2,8	4			Сигнализация низк./выс. ур.
(190)	3211-FT-208	Датчик расхода	м³/ч	30 -70		30	70			Сигнализация низк./выс. ур.
Емкость дегазатора отработанного каустика и буферная емкость воды А1-321-VA-105 и А1-321-VN-107										
(191)	3211-LT-211	Датчик уровня жидкости	%	19 - 65		19	65			Сигнализация низк./выс. ур.
(192)	3211-LT-237	Датчик уровня жидкости	%						50	Сигнал критически выс. уровня
(193)	3211-LT-214	Датчик уровня жидкости	%	13 - 80		13	80			Сигнализация низк./выс. ур.
Отстойная емкость каустика А1-321-VA-104										

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Величина устанавл иваемого предела	Критический параметр* (проект оборудования)	Уставка				Операции по отключению включению, переключению
						Сигнализация		Блокировка		
						мин	макс	мин	макс	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(194)	3211-PT-241	Датчик давления	бар(а)	0,8 - 1,3	3,5 / ПВ	0,8		0,5	1,5	Отключение при критически низк./выс. уровне
(195)	3211-PT-229	Датчик давления	бар(а)	0,8 - 1,3		0,8	1,3			Сигнализация низк./выс. ур.
(196)	3211-LT-215	Датчик уровня жидкости	%					12,3		Отключение насоса отстойника каустика. РА-105
(197)	3211-LT-216	Датчик уровня жидкости	%	18 -61,5		18	61,5			Сигнализация низк./выс. ур.
(198)	3211-FT-212	Датчик расхода	м³/ч	3 - 15		3				Сигнализация низк. ур.
Емкость восстановления каустика А1-321-VA-108										
(199)	3211-LT-242	Датчик уровня жидкости	%	0 - 86,1			86,1			Сигнализация выс. ур.
Емкость восстановления каустика А1-321-VA-107										
(200)	3211-LT-241	Датчик уровня жидкости	%	25 - 86,1		25	86,1			Сигнализация низк./выс. ур.
Установка 601 – Блок закачки метанола установки подготовки газа (А1-601-XX-101)										
Резервуар метанола А1-601-VA-101										
(201)	6011-LT-201	Датчик уровня жидкости	%	18 - 70		18	70	10		Сигнализация низк. и выс. ур. Отключение насоса закачки метанола PD-101

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.).

Примечание:

(1) Обновлен согласно изменениям еМоС 22535

(2) Обновлен согласно изменениям еМоС 19492

- (3) Обновлен согласно изменениям eMoC 18100
 - (4) Обновлен согласно изменениям eMoC 17715
 - (5) Обновлен согласно изменениям eMoC 19492
 - (6) Обновлен согласно изменениям eMoC 18175
 - (7) Обновлен согласно изменениям eMoC 16926
 - (8) Обновлен согласно изменениям eMoC 18175
 - (9) Обновлен согласно изменениям eMoC 18100
 - (10) Обновлен согласно изменениям eMoC 19177
 - (11) Обновлен согласно изменениям eMoC 16005
 - (12) Обновлен согласно изменениям eMoC 16499
 - (13) Обновлен согласно изменениям eMoC 21482
 - (14) Обновлен согласно изменениям eMoC 18175
 - (15) Обновлен согласно изменениям eMoC 18175
- 16174 (321/340 сигнализации установки), 16353 (321), 16896 (все)

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

В данном разделе описаны процедуры запуска установок 310/340/320/321, а также рассмотрены взаимодействия с другими объектами за пределами границ установки этих установок. Предполагается, что пусконаладочные работы для всех основных систем инженерного обеспечения и факельных систем были уже выполнены до ввода в эксплуатацию установок 310/340/320/321.

Представленные здесь процедуры предназначены только для руководства и служат для того, чтобы подчеркнуть некоторые особые меры предосторожности, которые необходимо соблюдать при вводе в эксплуатацию любой установки.

8.1 НОРМАЛЬНЫЙ ЗАПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Краткий обзор

В данном разделе будут рассмотрены различные аспекты, связанные с нормальной эксплуатацией установки обессеривания газа. После успешного первоначального запуска установки производственный персонал привел установки 310/340/320/321 в нормальный рабочий режим. После этого требуется систематическое наблюдение со стороны операторов для поддержания заданных параметров и нормального протекания технологического процесса, соблюдения всех требуемых мер предосторожности и прогнозирования крупных и незначительных изменений в рабочих режимах. Для обеспечения безопасной и бесперебойной работы необходимы взаимодействия с операторами установки газа, расположенной ниже по потоку, и технологического объекта морского комплекса, расположенного выше по потоку.

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

Общие проверки

В следующих пунктах описываются действия, которые требуются от персонала на производственных объектах и технологических сооружениях, для безопасного поддержания непрерывной эксплуатации их соответствующих объектов:

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

Обязанности оператора

Убедиться в отсутствии небольших утечек газа и нефти из клапанов, насосов и КИПиА. Необходимо проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно на фланцевых соединениях и стыках. Для выявления небольших утечек необходимо использовать портативные газовые детекторы. В отношении любых утечек должны быть приняты меры по их устранению для поддержания чистоты и безопасности. Газовые линии должны проверяться на отсутствие утечек с помощью мыльного раствора.

Надзор и мониторинг технологического процесса являются основными обязанностями, которые должны выполнять операторы технологических объектов. Также они с должной ответственностью должны осуществлять реагирование и вмешательство, для поддержания работы технологического процесса в рамках допустимых параметров, определяемых процедурами эксплуатации и ограничениями оборудования. Операторы с помощью станций управления РСУ контролируют и вносят корректировки в управление технологическим процессом, чтобы обеспечить производство топливного газа, соответствующего требуемым техническим характеристикам продукта. Операторы должны проводить периодический осмотр трубопроводов, клапанов, КИП и оборудования и сообщать обо всех отклонениях.

Также операторы должны проводить проверку следующего:

- Проверить правильное положение предохранительных клапанов на сосудах.
- 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 уровни.
- Нормальный рабочий диапазон показаний КИП на оборудовании указан в соответствующих разделах.
- Убедиться в том, что клапаны на байпасных линиях всех регулирующих клапанов находятся в закрытом положении и не пропускают рабочую среду.
- Регулярная проверка и обеспечение того, чтобы дренажные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, каплеотбойных сепараторов на всасе компрессоров, насосов и т.д. были закрыты, (которые обычно закрыты в соответствии с СТКИП), и что нет утечек из этих клапанов.
- Необходимо периодически проверять, правильно ли заблокированы клапаны в открытом или закрытом положении, и вести журнал клапанов, заблокированных в открытом/закрытом положении.
- Убедиться в том, что сальниковые уплотнения ручных задвижек имеют достаточную герметичность для недопущения утечек, но не настолько, чтобы помешать легкому срабатыванию задвижек.

Регистрация данных

Архивные эксплуатационные данные могут храниться в РСУ. Важно, чтобы все рассмотренные критические потоки, давления и температуры в технологическом процессе были сконфигурированы в РСУ для создания исторических трендов и данных, которые могут использоваться для анализа производительности технологического 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 технологического процесса и его оборудования, а также для поддержки / проверки данных, доступных через РСУ и другие средства контроля параметров оборудования. Эти тренды должны использоваться для оптимальной параметров производительности установки, создания базы данных для эксплуатации установки и понимания процесса реагирования установки на изменения. Для теплообменников и охладителей следует критически проверить потребление тепла и энергоносителей для их калибровки с учетом явления загрязнения теплообменников.

Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования

Крупное вращающееся оборудование, такое как электрогенераторы, детандеры, компрессоры и воздуходувки, должны быть оснащены системами мониторинга, которые будут постоянно проверять температуру подшипников и уровень вибрации. Если устройство контроля обнаруживает отклонение в показаниях, то аварийный сигнал оповещает об этом РСУ, и в случае экстремального отклонения от нормы это приведет к останову процесса работы машины.

Некоторые воздухоохладители, двигатели и рабочие колеса больших насосов также оснащены системой контроля вибрации. Во время осмотра установки необходимо критически следить за аномальными вибрациями во вращающемся оборудовании. Это можно определить по звуку вращающегося оборудования и т.д. Необходимо сообщать группе по техническому обслуживанию 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 насоса должны быть проанализированы с точки зрения первопричины, чтобы избежать аварийного обслуживания и обеспечить бесперебойную работу установки. Во время работы насоса следует избегать кавитации, так как это приведет к повреждению рабочих колес насоса. Плавный запуск насоса должен быть обеспечен во время инспекционного посещения установки на месте расположения насоса. Регулярное

техобслуживание оборудования, например, замена смазочного масла, должно соответствовать графику, рекомендованному изготовителями оборудования. Журнал технического обслуживания должен вестись в соответствии с инструкцией изготовителя оборудования.

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

Проверить положение ручных задвижек и убедиться в том, что они находятся в правильном положении. По мере возможности ручные задвижки должны периодически открываться/закрываться для предотвращения заедания. Нормально открытые клапаны должны открываться на одну четверть оборота от полностью открытого положения.

КИПиА

Убедиться в том, что все важные КИПиА подключены и не находятся в режиме байпаса. Действие неисправного прибора может привести к незапланированному останову технологического объекта. 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. Продолжительность времени между проверкой и калибровкой каждого прибора зависит от типа прибора и его обслуживания, но должна составлять не более шести месяцев и соответствовать требованиям контролирующих органов РК. Манометры проверяются на работоспособность и, при необходимости, должны быть повторно откалиброваны.

8.2 ЗАПУСК УСТАНОВОК 310/340/320/321

8.2.1 **Запуск установок 310/340/320/321**

Предполагается, что все предпусковые работы, относящиеся к запускаемой секции, были завершены, и что весь производственный персонал правильно понял процедуры техники безопасности и ознакомился с руководством по эксплуатации и физическим расположением установки.

Установка подготовки газа работает в сочетании с установкой улавливания шлама и абсорбера амина, расположенных выше по потоку, а также с установками, расположенными ниже по потоку, такими как установка экспорта газа и экспорта топливного газа на морской комплекс. Установка смешивания сырой нефти для перекачки углеводородного конденсата из секции кубового продукты фракционной колонны СУГ, резервуары хранения СУГ и системы впускных коллекторов установки подготовки нефти должны быть обязательно введены в эксплуатацию до запуска установки подготовки газа (Компрессор газа мгновенного испарения будут введены в эксплуатацию для приема газа мгновенного испарения из установки 330)

Установка подготовки газа должна находиться под давлением имеющегося пускового газа, поступающего из выпускного коллектора блока подготовки топливного газа или выходного коллектора компрессора товарного газа. Этот газ должен циркулировать через газовый контур установки подготовки газа для выполнения полной осушки газовой секции через установку дегидратации газа. Влажный газ, присутствующий в системе, должен циркулировать через слои дегидратации, а остаточная вода, присутствующая в газовом контуре, должна быть удалена. Операции по осушке должны осуществляться с помощью компрессоров товарного газа в установке 361.

Компрессоры товарного газа в установке 361 должны быть запущены первоначально для рециркуляции пускового газа для целей осушки и опрессовки установки подготовки газа. Впоследствии, после пусконаладки установки 320, когда для компрессоров товарного газа будет обеспечено достаточное количество сырья, установка 361 будет работать в нормальном рабочем режиме с постепенным увеличением пропускной способности. Есть три технологических линии компрессоров. Каждая из них относится к одной производственной

мощности очереди. Каждая из четырех технологических линий компрессоров товарного газа может быть запущена по отдельности.

На установке подготовки газа, как только кислый газ поступает в очередь, он перетекает из одной установки в следующую, подвергаясь различным видам обработки, и, наконец, в компрессоры товарного газа, откуда он транспортируется по экспортному трубопроводу. Образующаяся углеводородная жидкость также перетекает с одной установки на другую и, наконец, поступает в резервуары для хранения. В пределах очереди нет промежуточного объема, поэтому для минимизации или предотвращения сжигания газа на факеле / слива жидкости необходимо запускать различные установки в пределах очереди вместе.

В документе [E.167-E.186], [E.216-E.254] приводятся подробные процедуры пуска для Установок 310/340/320/321.

8.2.2 Подключение инженерных сетей и дренажной системы

Ниже перечислены инженерные сети, которые должны быть подключены до запуска систем установки газа:

- воздух КИП;
- пар НД;
- пар ВД;
- топливный газ;
- азот;
- факельная система;
- закрытая дренажная система;
- система закачки метанола;
- система водоснабжения – деминерализованная вода, КПВ, техническая вода.

8.3 ПРОЦЕДУРА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

В документах [E.156] - [E.186] приведены подробные процедуры ввода в эксплуатацию для установок 310/340/320/321.

8.4 ПОВСЕДНЕВНЫЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ

При нормальных условиях эксплуатации установки 310/340/320/321 автоматически управляются системой PCY с минимальным вмешательством оператора. Тем не менее, необходимо периодически проводить следующие проверки, чтобы убедиться, что система работает в пределах нормальных параметров. В документах [E.159] - [E.189] приведены подробные процедуры нормальной эксплуатации для этих установок.

Действие	Исполнитель
Регулярный обход установки на предмет проверки на наличие утечек и разливов вокруг оборудования и теплообменников.	ОП
ПРОВЕРКА состояния изоляции.	ОП
ПРОВЕРКА наличия признаков срабатывания предохранительного клапана путем мониторинга аварийных сигналов о разрыве на PCY.	ОПУ
ПРОВЕРКА состояния клапанов АО установки на PCY; подтверждение положения клапана должно наблюдаться при сбросе или изменения положения клапана.	ОП/ОПУ
ПРОВЕРКА работы регулирующих клапанов (отсутствие заедания) и отсутствие утечек штока. ПРОВЕРКА наличия утечек воздуха КИПиА.	ОП/ОПУ
ПРОВЕРКА и запись показаний местных индикаторов и индикаторов перепада давления для сравнения с показаниями ОПУ и выявления признаков загрязнения.	ОП/ОПУ

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРКА и запись показаний локальных индикаторов температуры для сравнения с показаниями ОПУ и подтверждения эффективности теплообмена.	ОП/ОПУ
Оборудование для обеспечения безопасности должно находиться в правильном месте (например, огнетушители, пожарный шланг, аптечка первой помощи).	ОП
Регулярные проверки закрытия ручных дренажных задвижек и отсутствия утечек с этих задвижек.	ОП
Контроль рабочего давления, уровня жидкости в каплеотбойном сепараторе.	ОП
Убедиться, что все контроллеры находятся в автоматическом режиме	ОПУ
Визуальный осмотр смотровых стекол сосуда и при необходимости продувка, очистка и проверка точности с ОПУ.	ОП
Постоянный контроль всех условий технологического процесса, реагирование на аварийные сигналы и инициирование необходимых действий для устранения любых отклонений и внештатных ситуаций. Сообщать о любых проблемах руководству и инициировать процедуры технического обслуживания. Ведение рабочего журнала и обмен информацией при приеме-передаче смены.	ОПУ

8.5 ОСТАНОВ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Останов в нормальном режиме – это контролируемое запланированное действие в целях выполнения техобслуживания, либо по другой причине, которое не приводит к аварийному останову.

Останов в нормальном режиме может выполняться для следующих целей:

- Временный останов;
- Останов для технического обслуживания.

Временный останов означает временное прекращение эксплуатации установки на короткий период из-за сложностей на установке, расположенной выше или ниже по потоку, или на экспортном газопроводе. Останов может привести к сбросу давления и сбросу содержимого систем на факелы и/или перенаправлению входных потоков системы на факел.

Останов для технического обслуживания означает, что для проведения работ по техническому обслуживанию установки требуется длительная остановка производства.

Операторы должны рассмотреть вопрос о том, будет ли за остановом следовать открытие оборудования для проведения технического обслуживания, или планируется ли ранний повторный запуск. Уровень жидкости должен быть снижен настолько, насколько это возможно для проведения технического обслуживания, в то время как для повторного запуска уровень жидкости должен поддерживаться на уровне, близком к нормальному. Снижение уровня жидкости на установке должно осуществляться путем пропускания как можно большего количества жидкости в резервуар некондиционного продукта до закрытия всех запорных клапанов или клапанов системы АО.

Все оборудование должно находиться под азотной подушкой во время длительных периодов останова для предотвращения попадания кислорода и образования вакуума в системе. Для добавления азота можно использовать предусмотренные на оборудовании соединения инженерных сетей.

При нормальном останове подачу на установки следует снижать медленно, поэтапно, чтобы свести к минимуму внезапные нарушения в работе систем инженерного обеспечения и технологических установок ниже по потоку.

При кратковременных остановах, т.е. менее чем на одну смену, следует рассмотреть возможность блокировки конкретной установки под ее рабочим давлением.

Во время длительного останова для предотвращения попадания кислорода и образования вакуума в системе рекомендуется держать все оборудование под азотной подушкой. Для добавления азота можно использовать предусмотренные на оборудовании соединения инженерных сетей.

Во время и после выполнения рабочих операций по останову оборудования необходимо соблюдать все меры предосторожности. Весь персонал, входящий в любое оборудование, должен носить защитную одежду, а для тушения возможных очагов возгорания должны быть предусмотрены шланги подачи воды.

Следует подчеркнуть, что процедуры, описанные в данном разделе, никоим образом не заменяют рекомендованные изготовителем процедуры запуска, нормальной эксплуатации и останова. Поэтому читатель должен обратиться к документам изготовителя для лучшего понимания работы систем.

Установки 310/340/320/321 имеют две очереди. Процедуры нормального останова, приведенные ниже, описывают этапы по останову отдельных очередей. Для одновременного останова обеих очередей все потоки на входе и выходе должны быть полностью отключены. Последовательность останова должна оставаться такой же, как описано ниже для останова отдельной очереди. Соответствующая очередь установки серы также должна быть отключена и окончательно остановлена.

8.5.1 Координирование

Работы по останову требуют надлежащего скоординированного планирования и безопасного выполнения каждого этапа. Отделы производственных операций на морском комплексе, на установках подготовки нефти и серы, отделы эксплуатации инженерных сетей и внезаводских объектов должны быть проинформированы о том, что на установке подготовки газа выполняется плановый останов. Операторы центральной диспетчерской и операторы производственных объектов каждой установки должны эффективно координировать действия по останову всей установки подготовки газа, поскольку каждая очередь подготовки газа состоит из нескольких блоков.

Чтобы ограничить выбросы SO₂ в атмосферу с установки серы, установка подготовки газа должна работать с минимально возможной пропускной способностью направляемой на установку серы, предпочтительно на 30% от расчетной пропускной способности непосредственно перед остановом. Поскольку временной цикл останова установок подготовки газа и серы различен, необходима тесная координация между персоналом установок подготовки газа и серы во время выполнения рабочих операций по останову.

Последовательность операций при общем останове

В документах [E.159] - [E.189] приведены подробности нормального останова установок 310/340/320/321.

9. НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И УСТРАНЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Данный раздел содержит информацию о возможных проблемах в рабочем процессе и сбоях технологического процесса при нормальных рабочих условиях, при которых активируется предупреждающий аварийный сигнал.

В случае аварийного предупреждения оператор должен проверить возможную причину: состояние технологического процесса или отказ контура управления. Обычно это можно сделать, проверив показания контрольно-измерительного прибора (давление, температура, уровнемеры и т.п.). Если сигнализация была активирована параметрами технологического процесса, которые отклоняются от нормальных, необходимо выяснить фактическую причину срабатывания сигнализации и предпринять соответствующие действия. Если аварийный сигнал был активирован из-за отказа контура управления, оператор должен проверить всю цепь, начиная с датчика и заканчивая рабочим оборудованием.

Сбои технологического процесса включают отключения, сбои, отказы и ненормальную работу технологического оборудования, включая неисправности оборудования и систем управления, сбои в подаче сырья и систем инженерного обеспечения (воды, воздуха, топливного газа и электроэнергии), завышенные (заниженные) рабочие параметры (давление, уровень, температура, расход, степень обработки), утечки, включение газовой и пожарной сигнализации, ограниченное получение продуктов транспортной компанией. Сброс давления систем продукта на факелы и/или перенаправление входных потоков систем на факелы является частью процедуры активации системы аварийного отключения (CAO).

9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

В случае аварийной сигнализации операторы пульта управления должны первоначально установить причину технологического сбоя и действовать соответствующим образом. Затем необходимо проверить контрольно-измерительные приборы и/или контуры управления на возможный отказ (отсоединение проводника, неправильное соединение и т.д.). В большинстве случаев, эта проверка может быть выполнена местными приборами-индикаторами давления / температуры / уровня и т.д.

В случае выхода из строя регулирующего клапана (менее 8" в диаметре), он часто может быть изолирован от системы с помощью запорных клапанов, а байпасный клапан и местные КИП могут быть использованы в период его ремонта. Если это регулирующий клапан более крупного диаметра, то вместо байпаса можно использовать маховик.

Контуры управления должны быть проверены в линии от датчика к приводу клапана. Это может быть достигнуто путем переключения с АВТОМАТИЧЕСКОГО на РУЧНОЙ режим и установки затронутых параметров на целевое значение, а затем следует выполнить поиск первопричины отклонения параметров.

Во время нормальной работы установок 310/340/320/321 могут произойти события, требующие внимания оператора. Пристальное внимание к режимам эксплуатации может предотвратить многие из обычно возникающих проблем.

Следующая информация предоставляется в качестве помощи группе по производственным операциям, чтобы помочь им определить возможные причины наиболее вероятных сбоев в работе и как избежать обычных ошибок.

9.2 ПРОВЕРОЧНЫЙ ЛИСТ ПО ПОИСКУ И УСТРАНЕНИЮ НЕИСПРАВНОСТЕЙ НА УСТАНОВКАХ 310, 340, 320 И 321

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
1	Останов турбоэспандера на 1 технологической линии газа (переключение на рабочий режим J-T на данной технологической линии)	<ul style="list-style-type: none"> Критически низкий перепад давления на уплотнении Критически высокая сила тока магнитного подшипника Высокое давление на нагнетании турбодетандера Низкая/высокая скорость или неисправность датчика скорости Критически высокий уровень в емкости орошения деэтанизатора 320-VA101/201 Критически высокий уровень в низкотемпературном сепараторе 340-VN-101/201 Критически высокий уровень в емкости предварительного испарения деэтанизатора 320-VA-104/204 	<ul style="list-style-type: none"> Помощь в переключении клапана J-T и нормализация расхода на установке для режима J-T (180 тыс. стм³/ч). Обеспечить, чтобы давление в установках, расположенных выше по потоку, не превышало предельного значения путем снижения расхода кислого газа и газа мгновенного испарения. Необходимо обратить внимание на любые клапаны в ручном режиме, например: <ul style="list-style-type: none"> - срабатывание компрессора газа регенерации, потенциально связанное с критически высоким давлением; - противодавление газа мгновенного испарения, дисбаланс расхода на каждую технологическую линию газа; - расход кислого газа в установке извлечения серы уменьшится, контролировать давление в регенераторе амина. При необходимости сократить производство. Контролировать давление на всасе/нагнетании компрессора товарного газа (КТГ), которое будет иметь тенденцию к снижению и позволит избежать отключения КТГ/ТХ при отключении другой технологической линии при критически низком давлении всасывания или низком давлении уплотнения. Контролировать температуру в холодильных камерах, которая будет иметь тенденцию к повышению. Отрегулировать разделение потока на 340-НН-101/102 или рециркуляцию очищенного газа, если это возможно. Контролировать содержание меркаптанов (RSH) в товарном газе и убедиться, что они соответствуют техническим условиям. Контролировать содержание меркаптанов (RSH) путем снижения пропускной способности установки и восстановления баланса

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
			<p>потоков газа мгновенного испарения. Использовать имеющийся пакет линий в трубопроводе кислого газа.</p> <ul style="list-style-type: none"> Подготовить Т-Х к перезапуску при отсутствии аномалий в ПЛК или РСУ и устранении всех аварийных сигналов. WIS-015 Отключение турбодетандера
2	Образование гидратов	<ul style="list-style-type: none"> Низкая эффективность дегидратации в установке 310 Прорыв воды из слоев молекулярного сита в установке 310 	<ul style="list-style-type: none"> Убедиться, что температура и время регенерации достаточны для надлежащей регенерации слоев молекулярного сита. Убедиться, что продолжительность цикла адсорбции соответствует загрузке воды и сезонным температурам. Закачка MeOH на соответствующую установку
3	Изменения содержания меркаптанов и в составах	<ul style="list-style-type: none"> Высокий уровень меркаптанов в секции головного погона деэтанизатора Высокий мольный % C2 в секции кубового продукта деэтанизатора 	<ul style="list-style-type: none"> Снизить температуру в секции кубового продукта деэтанизатора. Снизить пропускную способность сернистого газа. Повышение расхода насыщенного амина и полурегенерированного амина на абсорбер амина, если возможно. Снизить температуру емкости предварительной промывки деэтанизатора. Повысить температуру в секции кубового продукта деэтанизатора.
4	Отклонения в системе установки Мегох для СУГ	<ul style="list-style-type: none"> Высокий расход СУГ на входе (> 130 м3/ч) Высокая температура на входе СУГ Низкая скорость циркуляции каустика Низкая скорость циркуляции каустика перед промывкой 	<ul style="list-style-type: none"> Уменьшить расход СУГ. Проверить работу вентиляторов охлаждения СУГ. Проверить работу насоса циркуляции каустика. Убедиться, что перепад температуры в окислительной колонне составляет 2 градуса Цельсия. Обеспечить температуру на входе окислительной колонны от 45 до 47 градусов Цельсия. Если расход воздуха слишком мал, открыть байпас клапана-регулятора расхода или подключить дополнительную подачу

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
		<ul style="list-style-type: none"> Низкий перепад температур в окислительной колонне Низкая температура на входе окислительной колонны Низкий расход воздуха Низкая концентрация кислорода на выходе в отработанном воздухе Сильное основание с низкой концентрацией каустика Слабое основание с высокой концентрацией каустика Общая щелочность с низкой концентрацией каустика Низкая концентрация катализатора установки Mercox 	<p>воздуха в емкость катализатора. Поддерживать расход воздуха на уровне 55-65 стм³/ч.</p> <ul style="list-style-type: none"> Если содержание кислорода в отработанном воздухе слишком низкое, увеличить подачу воздуха в систему (содержание кислорода в отработанном воздухе должно составлять 11,5-13,5 об.%). Проверить линию подачи топливного газа на предмет засорения. Доливать каустик по мере необходимости для поддержания надлежащих диапазонов концентрации сильной основы (12-14 масс. %), слабой основы (5-10 масс. %) и общей щелочности (14-16 масс. %). Добавлять катализатор по мере необходимости для поддержания минимальной концентрации катализатора 180 мг/кг. WIS-062 Регулирование расхода и температуры СУГ через 320-HF-101/201 WIS-072 Качество каустического раствора Mercox СУГ WIS-074 Кратковременное использование емкости орошения фракционной колонны СУГ без колонны осушки СУГ в случае аварии

Таблица 9.1 - Возможные нарушения технологического процесса и устранение неисправностей

Приведённые ниже сценарий «что если» (WIS) относятся к Установке 310/320/321/340

1	WIS-001/5	Останов экспорта с Острова D
2	WIS-014	Отключение одной из очередей подготовки газа
3	WIS-030	Прорыв H ₂ S в линии отгрузки товарного газа/рециркуляции установки
4	WIS-045	Неисправные датчики CAO

10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Во всех вопросах, касающихся правил эксплуатации и личной безопасности, должны постоянно соблюдаться правила и основные принципы техники безопасности группы по обеспечению безопасности отдела производственных операций на производственном участке.

Касательно техники безопасности технологического процесса установки подготовки газа, то это всегда должно согласоваться с «Процедурами изолирования источников энергии» и всеми другими действующими правилами и нормативными документами.

Основные положения направлены на ликвидацию чрезвычайных ситуаций, пожаров, взрывов, отравлений, ожогов и т.д. при эксплуатации установок 310, 340, 320 и 321 следующим образом:

- современные системы автоматизации и передовые технологии, в том числе применение компьютеризированных систем управления технологическими процессами;
- строгое соблюдение технологических регламентов, процедур по эксплуатации, а также соответствующей технической документации, инструкций и гарантийных обязательств производителя;
- бесперебойное нормальное функционирование систем аварийной сигнализации, блокировок, контрольно-измерительных приборов и устройств управления в соответствии с гарантиями производителя;
- поддержание надлежащего функционирования систем контроля качества атмосферного воздуха, систем обнаружения пожара и газа / аварийной сигнализации / пожаротушения, систем связи, средств индивидуальной защиты;
- постоянный контроль герметичности сосудов и трубопроводов путем визуальных осмотров и мониторинга качества атмосферного воздуха;
- организация своевременных и квалифицированных инструктажей по технике безопасности и периодических экзаменов по технике безопасности;
- плановый ремонт оборудования в соответствии с Планом планово-предупредительного техобслуживания;
- строгое соблюдение инструкций и руководств по безопасности при выполнении ремонтных работ, газоопасных и огневых работ, которые представляют повышенную опасность для персонала;
- четкое понимание персоналом по производственным операциям и техническому обслуживанию принципиальных технологических схем, знание физического расположения сосудов / технологических трубопроводов / отсекающей арматуры / регулирующих устройств;
- правильное хранение химических веществ и других материалов, соблюдение процедур;
- своевременное удаление отходов / стоков из установки, так как они могут представлять опасность для здоровья на рабочем месте;
- рациональная организация периодов труда и отдыха как профилактическая мера, позволяющая избежать монотонного и чрезмерно утомительного труда;
- регулярные проверки промышленной гигиены на всех объектах.

В данном разделе кратко описаны меры по обеспечению безопасности для производственных объектов наземного комплекса. Система функций ОЗТОС обеспечивает защиту персонала, окружающей среды и активов от угроз производственных опасных факторов. Безопасность объектов установки поддерживается на минимальном уровне риска путем адаптации следующих аспектов проектирования в области ОЗТОС:

- предотвращение воздействия на персонал потенциальных опасных факторов во время выполнения производственных операций;

- минимизация потенциальных (частоты) опасных ситуаций (выброс токсичного газа, воспламеняющихся углеводородных газов и жидкостей, а также любых других аномальных опасных ситуаций;
- локализация и минимизация последствий (пожара, взрыва и выброса горючих газов) опасных факторов;
- предоставление средств для обнаружения таких опасных факторов;
- предоставление средств покидания и эвакуации при таких опасных факторах;
- обеспечение безопасных условий труда для персонала площадки и окружающего населения;
- предоставление аварийного оборудования, такого как средства индивидуальной защиты органов дыхания и аптечки первой помощи;
- достаточная вентиляция и воздухообмен для огнестойких корпусов, чтобы во время работы любой воспламеняющийся газ, который может присутствовать, быстро разбавлялся и рассеивался через выпускное вентиляционное отверстие корпуса.

10.1 ОСНОВНЫЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

Идентификация опасности возникновения крупных аварий для установок 310, 340, 320 и 321 была выполнена как часть документа [Е.195]. В процессе процедуры управления опасными факторами и их последствиями (ПУОФП) используются проверенные методы и инструменты для выявления опасностей, оценки основных рисков в области ОЗТОС, реализация мер по снижению рисков (контроль и восстановление), а также предоставление документально подтвержденной демонстрации того, что выявленные риски являются либо в широком смысле приемлемыми, либо допустимыми, если их следует снизить до практически целесообразного низкого уровня (ПЦНУ).

Опасность возникновения крупных аварий (ОВКА), идентифицированная и связанная с установками 310, 340, 320 и 321, представляет собой Н-02.01-1 - СУГ под давлением. Дальнейший анализ, оценка и меры предосторожности/смягчения последствий, связанные с установками 310/340/320/321, указаны в документе [Е.195].

10.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ СБОРА ПО ПОЖАРООПАСНОСТИ И ВЗРЫВООПАСНОСТИ

Все технологические зоны и объекты классифицируются по степени опасности в соответствии с нормативными документами и в зависимости от технологических потоков они классифицируются по категориям А, В, В, В1-В4, С и D в зависимости от уровня пожаро- и взрывоопасности:

Категория здания	Характеристики веществ и материалов, присутствующих (обрабатываемых) в здании
А (Повышенная пожароопасность и взрывоопасность)	Горючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости (температура воспламенения $\leq 28^{\circ}\text{C}$) в количестве, достаточном для образования взрывоопасных паров и газоздушных смесей, которые при воспламенении образуют внутри здания расчетное давление взрыва свыше 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться или гореть при контакте с водой, атмосферным кислородом или друг с другом в количествах, достаточных для создания давления взрыва свыше 5 кПа внутри здания.
В (Пожароопасность и взрывоопасность)	Горючая пыль или волокна и легковоспламеняющиеся жидкости (температура воспламенения $>28^{\circ}\text{C}$), а также горючие жидкости в количествах, достаточных для образования пылевоздушных или

	паровоздушных смесей, которые при воспламенении создают внутри здания расчетное давление взрыва свыше 5 кПа.
B1-B4 (Пожароопасность)	Горючие и трудновоспламеняющиеся жидкости, горючие и трудновоспламеняемые твердые вещества и материалы (включая пыль и волокна), а также вещества и материалы, способные гореть только при контакте с водой, атмосферным кислородом или друг с другом, если они находятся в зданиях, не относящихся к категории А или В, или используются в них.
C (Умеренная пожароопасность)	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, обработка которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; горючих газов, жидкостей и твердых веществ, сжигаемых или используемых в качестве топлива.
D (Пожарная опасность низкого риска)	Негорючие материалы и вещества в холодном состоянии.

Таблица 10.1 - Общая классификация зданий и помещений по пожарной опасности (общие требования к пожарной безопасности)

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

Следующие вещества, используемые на установках 310, 340, 320 и 321, требуют безопасного обращения и особых мер предосторожности:

- Метанол Углеводородная жидкость
- Углеводородный газ СУГ

№ 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) ПДК _{макс} /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/д.	-60,4	260	4,0	46	При вдыхании: Кашель. Головная боль. Головокружение. Тошнота. Затрудненное дыхание. Одышка. Аритмия. Судороги. Бессознательное состояние. При попадании на кожу: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. При попадании в глаза: Покраснение. Боль. При попадании внутрь:	10
2	Углеводородный газ (C ₁ -C ₅)	н/д	н/д	н/д	Зависит от состава, Метан 540°C	Зависит от состава	Зависит от состава	н/д	Углеводородный газ	При вдыхании: Удушье При попадании на кожу: При контакте с жидкостью: обморожение. Глаза: При контакте с жидкостью: обморожение. При попадании внутрь	300
3	Сжиженный углеводородный газ (C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀)	1310-73-2	газ	н/д	-105°C	-60 C	468°C	Зависит от состава	Зависит от состава	При вдыхании: Сонливость. Бессознательное состояние Кожа: При контакте с жидкостью: обморожение. Глаза: При контакте с жидкостью: обморожение При попадании внутрь	N/A

Таблица 10.2 - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

10.4 ТОКСИКОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ ПО УСЛОВИЯМ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ - МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

10.4.1 Сероводород (H_2S)

Описание: Сероводород (H_2S) встречается в природе в сырой нефти, природном газе, вулканических газах и горячих источниках. Он также может образовываться в результате бактериального разрушения органических веществ. Сероводород представляет собой бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц, вызывающий раздражение глаз и дыхательных путей, а также соматическое токсическое действие.

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) - 3 категория

Опасные факторы для здоровья:

Токсичный при вдыхании. Острое воздействие низких уровней, превышающее допустимый предел воздействия, приведет к раздражению носа и горла, головной боли, головокружению, тошноте и нервозности.

Запах сероводорода можно не распознать при длительном вдыхании из-за паралича обоняния. Вдыхание паров может привести к хроническому бронхиту, раздражению дыхательных путей, усилению потери легочной функции и слезотечению.

Опасные факторы в сфере охраны труда: Опасность замкнутого пространства. Может накапливаться в замкнутых пространствах, особенно в низинных, плохо проветриваемых помещениях, создавая опасность пожара / токсичного воздействия / взрыва.

Меры первой помощи:

Общие рекомендации. Незамедлительная медицинская помощь обязательна во всех случаях чрезмерного воздействия сероводорода. Персонал спасательных служб должен иметь с собой автономный дыхательный аппарат (АДА), отвечающий требованиям NIOSH (Национального института гигиены труда и профессиональных заболеваний, США) / MSHA (Управления США по безопасности и охране труда в добывающей промышленности). Персонал спасательных служб должен осознавать опасность чрезмерного воздействия из-за усталости обоняния. Следует избегать использования средств спасения, которые могут быть оснащены источниками воспламенения или вызывать статические разряды.

При вдыхании. Незамедлительно удалить из зоны воздействия. Немедленно обратиться за медицинской помощью. Связаться с токсикологическим центром или терапевтом. Вынести пострадавшего на свежий воздух и обеспечить покой в удобной для дыхания позе. Если есть подозрение, что пары все еще присутствуют, спасатель должен надеть соответствующую маску или автономный дыхательный аппарат.

При попадании на кожу. Промойте участок кожи водой с мылом в течение как минимум пятнадцати минут. При появлении раздражения или побочных симптомов обратитесь за медицинской помощью.

При попадании в глаза. Промойте глаза под проточной водой в течение как минимум пятнадцати минут. При появлении раздражения или побочных симптомов обратитесь за медицинской помощью.

Средства контроля за опасным воздействием / средства индивидуальной защиты

Предпочтительно применение технических методов контроля опасных условий. Такие методы включают механическую вентиляцию (разбавление и местную вытяжку), ограждение процесса

или персонала, контроль условий процесса и модификацию процесса (например, замену на менее опасный материал). Также могут потребоваться меры административного контроля и средства индивидуальной защиты.

Если технические средства контроля и методы работы неэффективны для контроля воздействия этого материала, применяйте подходящие средства индивидуальной защиты, включая утвержденные средства защиты органов дыхания. В наличии должно быть подходящее оборудование для использования в чрезвычайных ситуациях.

Глаза/лицо Защитные очки

Защита кожи. С учетом параметров, указанных производителем перчаток, во время использования проверяйте, сохраняют ли перчатки свои защитные свойства.

Защита тела. Средства индивидуальной защиты тела следует подбирать исходя из выполняемой задачи и связанных с этим рисков. Если существует риск возгорания от статического электричества, следует надевать антистатическую защитную одежду. Для наибольшей защиты от статических разрядов одежда должна включать антистатический комбинезон, обувь и перчатки.

Средства защиты органов дыхания. В зависимости от опасности и потенциала воздействия выберите респиратор, соответствующий применимому стандарту или сертификации. Респираторы следует использовать в соответствии с программой защиты органов дыхания, чтобы обеспечить их правильную подгонку, обучение и другие важные аспекты использования. Выбор респиратора должен осуществляться с учетом известных или ожидаемых уровней воздействия, опасных факторов продукции и безопасных рабочих пределов выбранного респиратора..

10.4.2 Углеводородные газы (C₁-C₅)

Топливный газ (включая метан) легче воздуха. В случае разгерметизации он может оказывать наркотическое воздействие на организм человека, вызывая асфиксию. При более высоких концентрациях отравление вызывает головную боль, тошноту, рвоту, судороги и нарушения дыхания.

Углеводородные газы (исключая метан) тяжелее воздуха. В случае утечки они будут скапливаться в низких местах, таких как траншеи, колодцы и приямки. Они оказывают наркотическое действие на организм человека, вызывая асфиксию. При более высоких концентрациях отравление вызывает головную боль, тошноту, рвоту, судороги, нарушения дыхания. При вдыхании вместе с сероводородом они усиливают токсическое действие последнего.

Меры предосторожности

При срабатывании сигнализации выброса газа персонал, непосредственно не участвующий в мероприятиях по реагированию на аварию, должен использовать дыхательные аппараты и немедленно покинуть загрязненную зону, двигаясь в направлении бокового ветра к ближайшему укрытию. Направление ветра указывается ветровыми конусами или любыми другими индикаторами ветра.

См. документы [I.5], [I.2], Минимальные требования и стандарты к СИЗ, Процедура реагирования на чрезвычайные ситуации на суше.

Действия при аварийном выбросе

Крайне легковоспламеняющийся. Утечка жидкого продукта создает опасность пожара и может привести к образованию взрывоопасной атмосферы. Источники воспламенения и горячие металлические поверхности должны находиться на расстоянии от разлива/выброса. Рекомендуется использовать взрывозащищенное электрооборудование. Продукт может содержать или выделять ядовитый газообразный сероводород. Требуется обеспечить достаточную вентиляцию в пострадавшей зоне и носить соответствующие средства индивидуальной защиты, как указано в разделе 8, при обращении с разлившимся материалом.

Методы локализации и очистки

Продукт представляет собой газ, не требующий очистки. О разливах/выбросах требуется сообщать при необходимости в соответствии с процедурами отчетности Компании об авариях и применимыми нормативными актами.

Обращение при погрузочно-разгрузочных работах и хранение

Во время погрузочно-разгрузочных работ необходимо соблюдать нормы промышленной гигиены и техники безопасности. Эти методы включают, помимо прочего, предотвращение лишнего воздействия и быстрое удаление материала с глаз, кожи и одежды. При необходимости требуется принять соответствующие меры по оказанию первой помощи.

Меры предосторожности по безопасному обращению

Обращаться как с воспламеняющимся веществом. Хранить в отсутствии источников тепла, искр и открытого огня. Не курить. Использовать только при надлежащей вентиляции. Может выделять или содержать опасные уровни H_2S . Использовать только при надлежащей вентиляции. Носить соответствующие средства индивидуальной защиты и использовать средства контроля воздействия. При открывании медленно выпустить воздух в атмосферу. Избегать попадания в глаза и на кожу. Не вдыхать пыль или пары продукта. Использовать взрывозащищенное электрическое оборудование (вентиляционное, осветительное и погрузочно-разгрузочное). Использовать неискрящие инструменты. Заземлить погрузочно-разгрузочное и складское оборудование для предотвращения статических искр и установить самозакрывающиеся клапаны, вакуумные пробки высокого давления и пламегасители. Изучить все операции, которые могут привести к возникновению и накоплению электростатического заряда и/или воспламеняющейся атмосферы. Использовать соответствующие процедуры сокращения рисков. Не входить в замкнутые пространства без соблюдения надлежащего порядка входа. Немедленно снять загрязненную одежду. После работы с продуктом промыть его водой с мылом.

В накипи, отложениях и шламе от оборудования, связанного с продуктом, могут накапливаться природные радиоактивные материалы (ПРМ). Оборудование необходимо проверить на наличие внешнего гамма-излучения.

Условия безопасного хранения

Хранить в отсутствии пламени, искр, высоких температур и открытого огня. Не курить. Сосуды должны быть закрыты и иметь четкую маркировку. Пустые сосуды могут содержать взрывоопасные пары. Не нагнетать давление, не выполнять резку, нагрев, сварку и защитить сосуды от источников воспламенения. Этот материал может содержать или выделять H_2S . В резервуаре или другой закрытой емкости в паровом пространстве над этим материалом могут накапливаться опасные концентрации H_2S . Не входить в замкнутые пространства без соблюдения надлежащего порядка входа. Использовать соответствующие средства локализации, чтобы локализовать загрязнения окружающей среды.

Предупреждение! Хранить в отсутствии сильных окислителей, источников воспламенения и тепла.

Меры предосторожности

При срабатывании сигнализации выброса газа персонал, непосредственно не участвующий в мероприятиях по реагированию на аварию, должен использовать средства защиты органов дыхания и немедленно покинуть загрязненную зону, двигаясь в направлении бокового ветра к ближайшему укрытию. Направление ветра указывается ветровыми конусами или любыми другими индикаторами ветра.

Меры первой помощи

Пострадавшего следует вынести на свежий воздух и обеспечить покой. В случае удушья следует начать искусственное дыхание до прибытия медицинского персонала.

Персонал обеспечивается индивидуальной защитной одеждой и средствами индивидуальной защиты, которые необходимо использовать для того, чтобы защитить себя от воздействия вредных факторов, с которыми можно столкнуться при выполнении своих обязанностей.

10.4.3 СУГ

Крайне легковоспламеняющийся газ. Содержит газ под давлением; при нагревании может взорваться. Может вызвать рак при вдыхании, если в состав входит 1,3-бутадиен. Может вызывать генетические дефекты при вдыхании, если в состав входит 1,3-бутадиен. Может вызвать сонливость или головокружение. Высокая концентрация может повысить чувствительность сердца к адреналину.

Меры предосторожности

Хранить в отсутствии источников тепла/искр/открытого пламени/горячих поверхностей. Не курить.

Перед использованием ознакомиться со специальными инструкциями. Приступать к работе только после внимательного изучения всех мер предосторожности. При необходимости носить защитную одежду, например, перчатки, защитные очки и маску для лица, чтобы предотвратить попадание на кожу и в глаза. Не вдыхать газ.

Пожар при утечке газа: Не тушить если утечку нельзя безопасно остановить. Устранить все источники воспламенения, если это безопасно.

При вдыхании: Вынести пострадавшего на свежий воздух и обеспечить покой в удобной для дыхания позе. При контакте с продуктом: Обратиться за медицинской помощью. Хранить в надежном или закрытом месте в хорошо проветриваемом помещении. Защитить от солнечного света.

Утилизировать содержимое/контейнер в соответствии с местными, региональными и национальными правилами.

Воздействие концентраций, превышающих 100% от НПВ, например, 5% или 50 000 ч/млн, может повысить чувствительность сердца и вызвать нерегулярное сердцебиение. Высокие концентрации могут препятствовать поступлению кислорода и вызывать головокружение и удушье. Контакт с жидкостью или холодным паром может привести к обморожению. Воздействие концентраций выше 10% от НПВ может вызвать общее угнетение центральной нервной системы (ЦНС), типичное для анестезирующих газов или интоксикантов. Алифатические углеводородные газы могут скапливаться в замкнутых пространствах и вызывать головокружение, предобморочное состояние, головную боль, тошноту и потерю координации. Продолжительное вдыхание может привести к потере чувствительности, потере сознания и, возможно, к смерти.

Первая помощь

Меры первой помощи

- Немедленно промыть глаза чистой пресной водой.
- Промывать не менее 15 минут.
- Обратиться за медицинской помощью как можно скорее.
- Обращаться с пациентом осторожно.
- Снять загрязненную одежду.
- Погрузить пораженный участок в теплую воду.
- Обратиться за медицинской помощью как можно скорее.
- Вывести пострадавшего на свежий воздух.
- При остановке дыхания или неравномерном дыхании выполнить искусственное дыхание.

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 УРОВЕНЬ ШУМА, ОСВЕЩЕНИЯ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ

Рабочая среда и условия на производственных объектах и рабочих местах должны соответствовать действующим в РК стандартам ОЗТОС, как указано ниже:

№	Регистрационный номер, дата выдачи, орган	Содержание
1.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года, № КР-ДСМ-15	«Об утверждении гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»
2.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года, № КР-ДСМ-13.	Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Часть 4. Приложение 4»Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и смежным объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»
3.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № КР ДСМ-79.	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»
4.	Приказ Председателя Комитета санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 31 декабря 2020 года № 24	Методические рекомендации «Гигиенические критерии оценки и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса»
5.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года, № КР-ДСМ-72	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями от 22 апреля 2023 г.)
6.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70	«Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»
7.	№299 от 28 мая 2010 г.	Решение Комиссии Таможенного союза (глава 2, раздел 7, подраздел 7.1 таблицы 2.2.)
8.	ГОСТ 12.1.003-2014	Система стандартов охраны труда. Шум. Общие требования безопасности
9.	ГОСТ ИСО 10304-2016	Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
10.	ГОСТ 24940- 2016	ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ Методы измерения освещенности
11.	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов охраны труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

10.6.1 Освещение

Минимальные требования к уровню освещенности на рабочем месте даны в таблице ниже.

ВНЕ ПОМЕЩЕНИЙ

Общие технологические участки	50 люкс на уровне поверхности
-------------------------------	-------------------------------

Под трубопроводами и трубными эстакадами	75 люкс на высоте 0,85 м над уровнем платформы
Площадки для эксплуатации и обслуживания	50 люкс на высоте 0,85 м над уровнем платформы
Площадки для показаний контрольно-измерительных приборов	100 люкс на уровне платформы для снятия показаний КИП
Местные панели управления	300 люкс на высоте 0,85 м над уровнем пола
Внешние склады и резервуарные парки	20 люкс
Зоны парковки	20 люкс на уровне поверхности
Охранное ограждение	20 люкс на уровне поверхности
Ограждение вокруг установки	10 люкс на уровне поверхности
Дорожное освещение	10 люкс минимум на уровне земли, только на участках с умеренным движением
Пути эвакуации	10 люкс на высоте 0,85 м от уровня поверхности.

10.7 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Средства обеспечения безопасности и пожаротушения

Задачей системы обеспечения безопасности и пожаротушения является:

- Предотвращение нежелательных событий, которые могут перерасти в ситуации, которые могут вызвать риск для персонала и оборудования;
- Останов производственных установок, в которых были обнаружены условия нарушения технологического процесса;
- Предотвращение эскалации неприятных условий нарушения технологического процесса;
- Обеспечение дополнительной защиты в случае опасности пожара.

При проектировании систем противопожарной защиты приоритет отдавался предотвращению выброса углеводородов, затем минимизации вероятности возгорания и, наконец, предотвращению эскалации за счет разделения основных ТМЗ установки. Однако там, где была сочтена необходимой дополнительная защита, были предусмотрены активная противопожарная защита и пассивная противопожарная защита.

Средства обеспечения безопасности (например, огнетушители) хранятся в четко обозначенных шкафах. На всей территории участка установлены знаки безопасности. Знаки безопасности обозначают противопожарное оборудование/оборудование обеспечения безопасности и содержат предупреждения и т.д.

10.7.1 Активная противопожарная защита

Сеть распределения пожарной воды предусмотрена вокруг всей УКПНИГ (а также на участке системы топливного газа) для подачи пожарной воды в следующие стационарные ручные и автоматические системы и оборудование пожаротушения:

- Ручные лафетные стволы;
- Пожарные гидранты;
- Дренчерные системы.

В следующей таблице приведены сведения о дренчерных блоках установок 320, 321 и 340.

Номер дренчерного блок (с префиксом «А1-730-»)	Маскировочные номера защищаемого оборудования (с префиксом «А1-»)	Описание защищаемого оборудования	Пожарная зона
SO-008 (DV 1)	340-MX-101 340-KC-101	Турбодетандер / компрессор	4057

Номер дренажного блока (с префиксом «А1-730-»)	Маскировочные номера защищаемого оборудования (с префиксом «А1-»)	Описание защищаемого оборудования	Пожарная зона
	321-VC-101	Установка Extractor plus	
SO-009 (DV 1)	321-NA-102	Испаритель C ₃ /C ₄	4065
	321-NA-104	Подогреватель газа регенерации	
	321-VJ-102 A/B	Колонна дегидратации C ₃ /C ₄	
SO-009 (DV 2)	320-NA-102	Ребойлер деэтанализатора	4056
	320-NA-103	Ребойлер фракционной колонны СУГ	
	320-PA-101 A/B	Насос орошения фракционной колонны СУГ	
	320-PA-102 A/B	Насос орошения фракционной колонны СУГ	
	320-PA-106 A/B	Насос секции кубового продукта деэтанализатора	
	320-VA-101	Емкость орошения деэтанализатора	
	320-VA-102	Емкость орошения фракционной колонны СУГ	
	320-VE-101	Деэтанализатор	
	320-VE-102	Фракционная колонна СУГ	

Пожарная вода распределяется по участку установки через заглубленную кольцевую магистраль пожарного водопровода из ПЭВП, которая является частью более крупной кольцевой магистральной системы, охватывающей всю установку наземного комплекса. Оборудование кольцевой магистрали пожарного водопровода вокруг установки и вдоль дорог проектируется и поставляется другими подрядчиками.

Кольцевая магистраль пожарного водопровода оснащена стратегически расположенными отсекающими клапанами для обеспечения максимальной готовности противопожарного оборудования / систем в случае повреждения или технического обслуживания секций магистрали. Все клапаны заглублены в землю и оборудованы выступающими шпинделями для обеспечения приведения в действие с уровня земли.

В целях общей защиты на установке предусмотрены стационарные ручные водяные стволы с регулируемыми штуцерами. Стволы установлены в стратегических точках вокруг технологических установок и доступом с дорог. В дополнение к противопожарным лафетным стволам были предоставлены 6-дюймовые наземные пожарные гидранты сухого типа для обеспечения дополнительной защиты при подаче потока из рукавов. Гидранты расположены вдоль обочины дороги и в определенных местах.

Шкафы для хранения оборудования гидрантов стратегически расположены на всей территории объекта. Каждый шкаф содержит пожарные рукава, штуцеры и т.д.

Работу системы пожарной воды контролирует система обнаружения пожара и газа, которая инициирует исполнительные действия и автоматически запускает рабочий насос пожарной воды. Группа по ликвидации ЧС отвечает за правильное использование лафетных стволов и гидрантов.

10.7.2 Пассивная противопожарная защита

Основные задачи пассивной противопожарной защиты:

- Обеспечение надежности маршрутов эвакуации;
- Предотвращение выброса токсичного материала;
- Защита персонала, находящегося во временных убежищах, до безопасной эвакуации;
- Защита оборудования, зданий, сооружений;
- Предотвращение эскалации пожара из-за прогрессирующего обрушения несущих конструкций/опор, что приводит к выбросу содержимого оборудования;
- Защита основных систем обеспечения безопасности;
- Защита важных компонентов, таких как предохранительные клапаны, клапаны АО и т.п.;
- Сведение к минимуму повреждений установки путем защиты критических элементов конструкции. Чтобы предотвратить разрушение конструкции во время изоляции технологического процесса необходимо предусмотреть безопасную продувку.

Противопожарная защита применяется ко всем несущим металлоконструкциям, где отказ может привести к травмам людей, потере защитной оболочки и, следовательно, к эскалации пожара.

Противопожарная защита применяется на наружной поверхности юбок, которые поддерживают вертикальные сосуды и колонны, расположенные внутри зоны противопожарной защиты.

Противопожарная защита также предусмотрена для стальных оснований сосудов на территории зоны противопожарной защиты.

Конструкции, которые поддерживают оборудование, содержащее углеводороды, подвергаются огнеупорной обработке до уровня опор, если находятся в пределах зоны противопожарной защиты.

Все клапаны АО и предохранительные клапаны в пределах зоны защищены от пожара.

На установках 310/340/320/321 следующее оборудование снабжено ППЗ [Е.191]

НОМЕР ОБОРУДОВАНИЯ	ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ	ТИП ОБОРУДОВАНИЯ	СТЕПЕНЬ ОГНЕСТОЙКОСТИ ПРИ НАХОЖДЕНИИ В ПРЕДЕЛАХ ЗППЗ	ОБЪЕМ ППЗ
310-НА-101 310-НА-201	Перегреватель сырья колонны осушки	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
310-НА-102 310-НА-202	Подогреватель газа регенерации	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
310-НА-102 310-НА-202	Подогреватель газа регенерации	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
310-VJ-101 310-VJ-201	Колонна осушки обессеренного газа с молекулярным ситом	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
310-VJ-102 310-VJ-202	Колонна осушки обессеренного газа с молекулярным ситом	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
310-VJ-103 310-VJ-203	Колонна осушки обессеренного газа с молекулярным ситом	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
310-VJ-103 310-VJ-203	Колонна осушки обессеренного газа с молекулярным ситом	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки

НОМЕР ОБОРУДОВАНИЯ	ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ	ТИП ОБОРУДОВАНИЯ	СТЕПЕНЬ ОГНЕСТОЙКОСТИ ПРИ НАХОЖДЕНИИ В ПРЕДЕЛАХ ЗППЗ	ОБЪЕМ ППЗ
310-VN-101 310-VN-201	Входной сепаратор осушенного газа	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
310-VN-102 310-VN-202	Каплеотбойный сепаратора газа регенерации	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
320-НА-102 320-НА-202	Ребойлер деэтанализатора	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
320-НА-103/203	Ребойлер фракционной колонны СУГ	Кожухотрубный (с паровым пространством)	*Н60/J45	Седло и опоры
320-НФ-101 320-НФ-201	Охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ	Теплообменник типа «труба в трубе»	*Н60/J45	Седло и опоры
320-НН-101 320-НН-201	Конденсатор верхнего погона деэтанализатора	Паяный алюминиевый теплообменник	*Н60/J45	Опоры
320-ВА-101 320-ВА-201	Емкость орошения деэтанализатора	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
320-ВА-102 320-ВА-202	Емкость орошения фракционной колонны СУГ	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
320-ВА-104 320-ВА-204	Емкость предварительного испарения деэтанализатора	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
320-ВЕ-101 320-ВЕ-201	Деэтанализатор	Фракционные колонны	*Н60/J45	Опоры юбки
320-ВЕ-102 320-ВЕ-202	Фракционная колонна СУГ	Фракционные колонны	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VF-101 A/B 321-VF-201 A/B	Установка обработки / реактор COS	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VS-101 321-VS-102	Сепаратор дисульфидов	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-НФ-103 321-НФ-203	Подогреватель каустика	Теплообменник типа «труба в трубе»	*Н60/J45	Опоры
321-VF-102 321-VF-202	Окислительная колонна	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-ВА-104 321-ВА-204	Отстойная емкость каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-ВА-105 321-ВА-205	Емкость дегазатора отработанного каустика	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Седло и опоры
321-ВА-107 321-ВА-207	Емкость восстановления каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-V-108 321-ВА-208	Емкость восстановления каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры

НОМЕР ОБОРУДОВАНИЯ	ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ	ТИП ОБОРУДОВАНИЯ	СТЕПЕНЬ ОГНЕСТОЙКОСТИ ПРИ НАХОЖДЕНИИ В ПРЕДЕЛАХ ЗППЗ	ОБЪЕМ ППЗ
321-НА-102 321-НА-202	Испаритель C3/C4	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
321-НА-104 321-НА-204	Подогреватель газа регенерации	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
321-VJ-102 A/B 321-VJ--202 A/B	Колонна дегидратации C3/C4	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VC-101 321-VC-201	Установка Extractor Plus	Фракционные колонны	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VF-101 A/B 321-VF-201 A/B	Установка обработки / реактор COS	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VS-101 321-VS-102	Сепаратор дисульфидов	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-HF-103 321-HF-203	Подогреватель каустика	Теплообменник типа «труба в трубе»	*Н60/J45	Опоры
321-VF-102 321-VF-202	Окислительная колонна	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VA-104 321-VA-204	Отстойная емкость каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-VA-105 321-VA-205	Емкость дегазатора отработанного каустика	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Седло и опоры
321-VA-107 321-VA-207	Емкость восстановления каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-V-108 321-VA-208	Емкость восстановления каустика	Горизонтальные сосуды	*Н60/J45	Опоры
321-НА-102 321-НА-202	Испаритель C3/C4	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
321-НА-104 321-НА-204	Подогреватель газа регенерации	Кожухотрубный	*Н60/J45	Седло и опоры
321-VJ-102 A/B 321-VJ--202 A/B	Колонна дегидратации C3/C4	Вертикальные сосуды	*Н60/J45	Опоры юбки
321-VC-101 321-VC-201	Установка Extractor Plus	Фракционные колонны	*Н60/J45	Опоры юбки

10.7.3 Переносные и мобильные средства пожаротушения

Переносные и мобильные огнетушители стратегически расположены по всей установке. Тип и емкость предоставляемых огнетушителей соответствуют предполагаемым опасным факторам, определенным для каждого участка. Огнетушители распределяются таким образом, чтобы персонал, находящийся на этом участке, мог использовать их по мере необходимости.

10.7.4 Система обнаружения пожара и газа

Целью работы системы обнаружения пожара и газа является раннее предупреждение персонала о потенциально опасных ситуациях, таких как наличие воспламеняющихся газовых атмосфер или возникновение пожаров, для обеспечения автоматического/ручного инициирования корректирующих действий, чтобы избежать или свести к минимуму эскалацию событий (например, инициировать соответствующие остановки). Сигнал раннего предупреждения позволит также информировать персонал об опасных ситуациях, требующих

эвакуации. Это особенно важно при выбросе горючих газов, когда быстрое реагирование персонала необходимо для снижения потенциальной опасности.

Территория установки разделена на соответствующее количество пожарных зон, определенных пожарными границами, такими как концы дорог, границы противопожарной системы или здание и его помещения. Система обнаружения пожара и газа непрерывно контролирует территорию на предмет возникновения условий пожара и утечек горючих или токсических газов в технологических зонах, технологических зданиях, подстанциях и блок-боксах анализаторов и предупреждает персонал о возникновении опасных условий. Система также постоянно отслеживает неисправности система обнаружения пожара и газа, активирует системы защиты и генерирует сигналы для запуска насосов пожарной воды.

При инициировании сигнала тревоги с локальной системы обнаружения пожара и газа распределенный узел система громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) будет транслировать сигнал тревоги на полевые устройства, подключенные к этому узлу. Система обнаружения пожара и газа подаст сигнал на другие узлы системы обнаружения пожара и газа, которые, в свою очередь, инициируют соответствующий сигнал тревоги по системе громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО).

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

Сигналы состояния от детекторов обычно используют мажоритарную логику на основе схемы 2 из N, где N равно или больше 2, если не указано иное, до инициирования любых исполнительных действий, чтобы предотвратить ложные отключения установки. Логические решающие устройства реализованы с использованием технологии программируемых логических контроллеров. Системы тройной модульной избыточности (ТМИ) обычно предоставляются для каждой основной технологической установки с мажоритарной логикой на основе схемы 2 из 3.

В случае обнаружения опасной ситуации в ручном режиме, такой как выброс углеводородов, токсичных газов или пожар, персонал может подать сигнал тревоги с помощью ручных пожарных извещателей (РПИ). Такие извещатели расположены в стратегически важных точках по всей установке. Как правило, ручные пожарные извещатели (РПИ) размещаются на путях эвакуации и локально на входах/ выхода производственных участков/помещений. Оператор операторной должен расследовать причину срабатывания ручных пожарных извещателей (РПИ) и принять соответствующие меры. При срабатывании извещателя срабатывает сигнализация в центральной операторной и общая пожарная сигнализация (через систему громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО)) на всей территории установки.

Система обнаружения пожара и газа передает данные в РСУ для обновления информации о состоянии установки. Места расположения детекторов обнаружения пожара и газа отображаются на графических экранах РСУ, и их статус обновляется в динамическом режиме.

Документ [E.192] содержит ведомость номеров пожарных зон для УКПНиГ. Эта информация служит основой для компоновочных чертежей детекторов обнаружения пожара и газа на установке 310/340/320/321 [E.197 по E.212].

10.7.5 Система аварийной сигнализации

Установка оснащена системой аварийной сигнализации о возможных аварийных ситуациях и автоматической аварийной блокировки, обеспечивающей защиту объекта и минимальное воздействие на окружающую среду. Установка оснащена световой и звуковой сигнализацией, которая активируется при выходе параметров процесса за пределы нормального рабочего режима. На установках 310/340/320/321 установлены системы сигнализации и аварийного отключения. Параметры приведены в Ведомости аварийных сигналов и отключений в разделе 7 настоящего документа.

На всех участках установок 310/340/320/321 предусмотрена система звуковой сигнализации, которая должна быстро предупреждать персонал о наличии опасности.

Система громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) считается критической системой безопасности, и все основные подсистемы и блоки должны иметь дублированную конфигурацию А + В с подключенными к линии и активными в любой момент времени системами А и В с тем, чтобы в случае отказа одной из систем другая система была способна подавать объявления или сигналы тревоги по всем участкам установки и в офисных помещениях.

Система громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) для технологической установки наземного комплекса будет включать стойки центральной системы управления в здании главной операторной. Узлы системы громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) будут размещены в соответствующих локальных блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи для установок нефти, газа и серы. Эти узлы будут соединены с каждым зданием в пределах участков установки или полевых участков для обеспечения работы общей дублированной системы, обозначенной как «Система А» и «Система В». Поскольку система громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) обозначена как система обеспечения безопасности, кабельные трассы «Системы А» и «Системы В» и полевое оборудование разделены и подключены к отдельным распределительным коробкам.

В зонах, где уровень окружающего шума превышает 85 дБ(А), будут предусмотрены проблесковые маячки, с обеспечением видимости не менее двух проблесковых маячков из любого места с высоким уровнем окружающего шума. Они будут подключены к контурам «Системы А» и «Системы В», с использованием тех же основных принципов, что и при проектировании схемы размещения систем громкоговорящей связи. Каждый контур проблесковых маячков будет формироваться от узла «Системы А» и «Системы В» в соответствующем помещении аппаратной блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи. Питание проблесковых маячков осуществляется от соответствующего источника бесперебойного питания (ИБП) блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи.

Система громкой связи и общего оповещения будет сопряжена с телефонной сетью для облегчения выбора зоны обычных речевых объявлений с полевых телефонов с соответствующим классом обслуживания, расположенных на всей территории установки. Во всех помещениях, коридорах и открытых внешних площадках установки подготовки нефти будут установлены громкоговорители и, при необходимости, проблесковые маячки для оповещений и оповещений о тревогах. Линзы маячков будут окрашены в красный цвет для сигнализации о наличии токсичных газов, и в желтый - для общих экстренных речевых оповещений и общих сигналов тревоги. В случае, если во время подачи тревоги в случае выброса токсичного газа транслируется общее экстренное речевое оповещение или общий сигнал тревоги, красные мигающие маячки должны иметь приоритет перед желтыми мигающими маяками. Сигнал привлечения внимания будет передаваться перед каждым сообщением; один должен указывать на сообщение об аварийной ситуации, а другой - на обычное сообщение.

Генерация сигналов тревоги будет либо инициироваться вручную с панели управления доступом, либо автоматически с системы обнаружения пожара и газа. Сигналы тревоги, инициированные вручную, и голосовое оповещение об аварийной ситуации не будут зонироваться. т.е. сигналы тревоги и речевое оповещение будут транслироваться во всех зонах установки.

Автоматическое включение общего оповещения с системы громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) осуществляется с системы обнаружения пожара и газа (системы ПиГ) следующим образом:

- Подтвержденное обнаружение воспламеняющихся газов;
- Подтвержденное обнаружение возгорания (пожарный извещатель или система ручного включения сигнализации), или
- Вручную из устройств доступа к системе громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) в операторную, помещение охраны;
- Звуковой сигнал тревоги: тон звукового сигнала тревоги должен иметь частоту 1000 Гц, синусоидальной формы, с работой в режиме 1 секунда подачи сигнала / 1 секунда отключения подачи сигнала;
- Визуальный сигнал оповещения: желтые проблесковые световые сигналы.

10.7.6 Пожарная сигнализация:

Система обнаружения пожара и газа основана на действии следующих элементов:

- Пожарные тепловые извещатели;
- Дымовые извещатели;
- Детекторы пламени;
- Ручные пожарные извещатели и кнопки.

Кнопки ручных пожарных извещателей устанавливаются в каждом здании на выходах, аварийных выходах и вокруг блоков установки в соответствии с нормативными требованиями.

Активация кнопок ручных пожарных извещателей обеспечит следующее:

- Активацию сигнала аварийной сигнализации в операторной;
- Активацию локального сигнала пожарной сигнализации.

10.7.7 Аварийная сигнализация оповещения о необходимости покинуть установку

Иницируется вручную с системы громкой связи и общего оповещения (ГС/ОО) через систему безопасности и защиты (СБЗ).

Сброс аварийной сигнализации оповещения о необходимости покинуть установку будет осуществляться вручную в операторной.

Звуковой сигнал тревоги: тон сигнала тревоги должен быть непрерывным сигналом с переключающейся частотой в диапазоне от 1200 Гц до 500 Гц с периодом переключения частоты 1 сек.

Визуальный сигнал оповещения: Красные проблесковые световые сигналы

10.8 ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Эвакуационно-спасательные мероприятия основаны на следующих целях:

- Предоставление четких и разнообразных путей эвакуации, позволяющих персоналу быстро покинуть место чрезвычайной ситуации;
- Обеспечение пункт сбора по тревоге и временных убежищ для персонала достаточной защитой в течение времени, необходимого для осуществления контролируемой эвакуации в безопасное место;
- Обеспечение персонала портативными АДА, детекторами H₂S и средств коммуникаций

10.9 ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Характер, место и масштаб инцидента определяют уровень и скорость реагирования, необходимые НКОВ Н.В. для восстановления контроля, защиты персонала и возвращения производства на нормальные рабочие уровни. Для определения каждого уровня происшествия и того, как он должен управляться на уровне производственной площадки объектов наземного комплекса, наряду с процедурой тактической ликвидации чрезвычайных ситуаций см. документ [1.2].

Вышеописанная процедура предоставляет Группе по ликвидации ЧС производственного участка руководство по уровням чрезвычайной ситуации и связанному взаимодействию между Группой по ликвидации ЧС производственного участка и оказывающей поддержку Группой по управлению происшествиями или Группой по управлению кризисными ситуациями.

Все чрезвычайные ситуации на производственном участке будут управляться Группой по ликвидации ЧС производственного участка в соответствии с этими процедурами и в зависимости от того, что будет считаться целесообразным. Руководитель оперативных мероприятий на месте происшествия; однако, в зависимости от уровня инцидента, 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

На установках 310/340/320/321 установлено несколько предохранительных клапанов для защиты оборудования и сетей от избыточного давления. Как правило, защита от давления требуется для случая пожара, случая прорыва газа или случая блокировки выпускного отверстия.

Для получения более подробной информации о случаях сброса давления и нагрузки см. документ [E.193].

Основной функцией сброса давления является обеспечение оборудования средством снижения давления в случае нарушения герметичности. Снижение давления компенсирует повышение температуры, которое происходит во время пожара, для того чтобы совокупные давление и температура металла не превышали допустимое напряжение в оборудовании и трубопроводах.

Вторичная функция системы продувки заключается в уменьшении локальной потери герметичности в результате утечки, которая в противном случае может привести к эскалации и риску катастрофического разрушения конструкции. Сброс давления инициируется системой аварийного отключения (после срабатывания системы ПиГ), так как она используется только в аварийной ситуации.

Цели систем аварийного сброса давления:

- отвод технологической среды установки при возникновении аварийной ситуации;
- предотвращение создания избыточного давления в оборудовании установки;
- снижение опасности последствий утечки;
- безопасная утилизация отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Клапаны аварийного сброса давления (КАСД) требуют периодического испытания, а также для эксплуатации и технического обслуживания они должны быть легкодоступными и изолируемыми.

Рабочие помещения разделены на различные секции с помощью клапанов аварийного отключения (КАО), активируемых системой аварийного отключения (CAO). На установках 310/340/320/321 были предусмотрены продувочные устройства, отвечающие следующим критериям, согласно документу [E.194]:

- работающие под давлением выше 17,25 бар (изб.); и/или
- содержащие более 4 м³ бутана или более летучей жидкости, таким образом, что для них индивидуально может быть сброшено давление.

Продувочные секции сгруппированы в зоны продувки, что позволяет системе АО одновременно продувать секции в пределах зоны. Продувка этих зон будет происходить автоматически в пострадавшей зоне после обнаружения пожара и отключения системы АО уровня 2 или вручную (индивидуально или последовательно на участке установки) после останова системой АО уровня 1а, как описано в основных принципах аварийного останова и сброса давления, см. документ [E.194].

Зоны продувки продуваются последовательно, что гарантирует, что расчетная производительность факела не будет превышена. Все продувочные потоки направляются в общий факельный сепаратор ВД, дымовую трубу и наконечник (за исключением входных сооружений нефтепровода, которые продуваются в факельную систему НД).

В целом, все секции, требующие продувки, должны быть изолированы со сбросом давления до половины их расчетного давления или 6,9 бар (изб.), в зависимости от того, что ниже, за 15

минут в условиях внешнего пожара. Давление в шламоуловителе снижается до 7 бар (изб.) за 30 минут.

Факельная система

Факельная система состоит из двух отдельных факелов, а именно факелов НД и ВД. Нагрузки на факел были разделены на основе критериев, указанных в «Основах проектирования систем инженерного обеспечения наземного комплекса».

11.1 СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ОСТАНОВА

Аварийный останов – это останов, инициированный оператором с помощью кнопки аварийного останова или датчика системы АО, рабочее значение которого превысило пороговое значение предела. В зависимости от причины аварийного останова, выполняются определенные одновременные действия для предотвращения риска возникновения небезопасной ситуации.

Аварийный останов – это полная остановка установки вследствие очень серьезной аномалии и/или нарушения технологического процесса, что может привести к небезопасным условиям эксплуатации установки и опасным ситуациям для персонала.

Это, как правило, требует немедленной полной остановки работы, по крайней мере, частичного останова установки и сброса давления, а в большинстве случаев и удаления углеводородов в максимально возможной степени в кратчайшее время, определяемое срочностью или аварийной ситуацией.

Система аварийного останова является частью ИСУ. Все основные технологические установки оснащаются системами программируемых логических контроллеров (ПЛК) с системой тройной модульной избыточности (ТМИ) с мажоритарной логикой «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 рабочих операций.

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 (аварийные сигналы, пуск/останов электродвигателей, открытие/закрытие клапанов) и средства ручной активации (блокировка, сброс, тестовые нажимные кнопки) выведены на станции управления PCY через шины обмена данными. Ручная активация системы АО производится путем нажатия аппаратно-реализованных кнопок на пульте управления PCY. Все системы аварийного останова оснащаются индикатором причины первого срабатывания аварийного сигнала и самописцем последовательности событий (СПС).

Системы АО должны быть оснащены средствами ручного управления в обход автоматики для проверки качества ремонта / калибровки основных элементов без активации действия исполнительного останова. Клапаны системы АО оснащены подключенной системой частичного управления для периодической проверки фактического движения клапана.

Ввод в эксплуатацию объектов возможен после действия ручного сброса. Предусмотрены блокировки запуска с автоматическим сбросом после достижения нормальных рабочих условий.

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 на PCY для оповещения оператора о состоянии установки. Предусмотрены динамически обновляемые матрицы причин и следствий и передача данных системы АО/Пиг на рабочую станцию оператора PCY. Рабочие станции PCY могут быть оборудованы средствами сброса системы АО/ТО. Некоторые опасения возникают в связи с предоставленной оператору возможностью удаленного сброса системы АО. Сброс систем АО уровня 2 можно выполнить дистанционно. Перед сбросом системы АО необходимо на месте

установить причины срабатывания системы АО и убедиться, что эти причины были устранены и обеспечена безопасность повторного запуска.

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

Система АО 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 рабочих условий 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;
- обеспечения возможностей инициирования действий системы АО вручную;
- реагирования на условия пожара и утечки газа, обнаруженные системой обнаружения пожара и утечек газа;
- предоставления звуковой и визуальной сигнализации для оператора и/или другого персонала, по мере необходимости;
- предоставления, насколько это практически осуществимо, систем, которые могут быть испытаны на целостность без производственных потерь.

Цели систем аварийного сброса давления:

- отвод технологической среды установки при возникновении аварийной ситуации;
- избегание избыточного давления на оборудовании установки из-за подвода тепла в случае пожара;
- снижение опасности последствий утечки;
- безопасная утилизация отводимых газов с нанесением минимального вреда окружающей среде и людям.

Система аварийного останова и сброса давления состоит из:

- специальных датчиков параметров технологического процесса с их собственными технологическими точками врезки и импульсными линиями (если применимо);
- отсекающих шаровых задвижек;
- факельных коллекторов;
- продувочных клапанов на линиях, ведущих к факельным коллекторам.

Аварийный останов определяется следующим образом:

- САО 1a - при ручном управлении из центральной операторной, утечке воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельных сепараторах НД. Ручная активация сброса давления;
- САО 1b - посредством подтвержденного обнаружения газа в технологических зонах;
- САО 2 - кнопками в центральной операторной или на месте, подтвержденный пожар в технологической зоне, автоматическое срабатывание отключения критических параметров технологического процесса;
- САО 3 - (или останов технологического процесса), кнопками, нарушения режимов технологического процесса и потеря уплотнительной среды компрессора.

11.1.1 Аварийный останов установок 310/340/320/321

Установки 310, 340, 320 и 321 находятся в зонах продувки Е/Ф (технологическая линия 1) и в зонах продувки М/Н (технологическая линия 2). В приведенных ниже таблицах представлена подробная информация о соответствующих секциях в каждой зоне и клапанов АО, которые

образуют границу каждой секции. Также перечислены клапаны АО (клапаны продувки) для каждой секции. Подробное описание конструкции системы продувки приведено в документах [Е.194].

Зона продувки	Секция	Наименование	Продувочный клапан	Отсекающие задвижки	Пожарные зоны
Е	S7	Блок переключения 300 – 310, технологическая линия газа 1	3001-EDV-011	3001-ESV-010 3001-ESV-012 3000-ESV-005	4040 4085
	S8	Регенерация установки дегидратации, технологическая линия газа 1	3101-EDV-001	3001-ESV-012 3101-ESV-004 3101-ESV-002 3101-ESV-013 3101-ESV-153 3101-ESV-155	4040 4085
	S8A	Регенерация установки дегидратации Компрессор 310-KC-101, технологическая линия 1 (Часть S8)	3101-EDV-152	3101-ESV-153 3101-ESV-008	
	S8B	Регенерация установки дегидратации Компрессор 310-KC-102, технологическая линия 1 (Часть S8)	3101-EDV-154	3101-ESV-026 3101-ESV-155	
	S9	Работающая установка дегидратации, технологическая линия газа 1	3101-EDV-005	3101-ESV-004 3101-ESV-007 3101-ESV-008 3101-ESV-026	
	S14 (будущий объект)	Колонна разделения C3/C4, технологическая линия 1, должна быть частью будущей зоны (Е2)	3201-EDV-053 3201-EDV-054	3201-ESV-051 3201-ESV-052 3201-ESV-055 3201-ESV-058 3201-ESV-060	4055 4056 4065 4057
	S20	Блок переключения 310 – 340, технологическая линия газа 1	3101-EDV-006	3101-ESV-007 3101-ESV-003 3100-ESV-001	4040 4085
	S24A	Колонна дегидратации C3/C4 А, технологическая линия газа 1	3211-EDV-015	3211-ESV-033 3211-ESV-034 3211-ESV-044 3211-ESV-035 3211-ESV-036 3211-ESV-037	4055 4056 4057 4065
	S24B	Колонна дегидратации C3/C4 В, технологическая линия газа 1	3211-EDV-016	3211-ESV-038 3211-ESV-039 3211-ESV-045 3211-ESV-040 3211-ESV-041 3211-ESV-042	4055 4056 4057 4065
F	S10	Низкотемпературный сепаратор, технологическая линия 1	3401-EDV-003	3101-ESV-003 3401-ESV-002 3401-ESV-011 3401-ESV-004	4057 4056 4065 4055
	S11		Удалено		
	S12A	Дезтанизатор, технологическая линия 1	3201-EDV-003	3201-ESV-002 3201-ESV-006	

				3201-ESV-004 3401-ESV-002	
	S12B	Испарительная емкость деэтанализатора, технологическая линия 1	3201-EDV-011	3401-ESV-004 3401-ESV-011 3401-ESV-021 3201-ESV-002 3201-ESV-006	
	S13A	Фракционная колонна СУГ, технологическая линия 1	3201-EDV-008	3201-ESV-016 3201-ESV-005 3201-ESV-060 3201-ESV-051	
	S13B	Емкость орошения фракционной колонны СУГ, технологическая линия 1	3201-EDV-009	3201-ESV-010 3201-ESV-014	
	S15	Трубопровод от выхода компрессора установки 340 к входному коллектору компрессора установки 361, технологическая линия 1	3401-EDV-009	3401-ESV-021 3610-ESV-001	
	S25A/B/C (будущий объект)	Реакторы обработки COS A и B, технологическая линия 1, и контактор амина установки COS Должна быть частью будущей зоны (E2)	3211-EDV-005 3211-EDV-006 3211-EDV-024	3211-ESV-063 3211-ESV-064 3211-ESV-011 3211-ESV-004 3211-ESV-025 3211-ESV-001 3211-ESV-002 3211-ESV-009 3211-ESV-065	
М	S53	Блок переключения 300 – 310, технологическая линия газа 2	3002-EDV-011	3002-ESV-010 3002-ESV-012 3000-ESV-005	4141 4093
	S54	Регенерация установки дегидратации, технологическая линия газа 2	3102-EDV-001	3002-ESV-012 3102-ESV-004 3102-ESV-002 3102-ESV-013 3102-ESV-153 3102-ESV-155	
	S54A	Регенерация установки дегидратации Газовый компрессор 310-КC-201, технологическая линия 1 (Часть S54)	3102-EDV-152	3102-ESV-153 3102-ESV-008	
	S54B	Регенерация установки дегидратации Газовый компрессор 310-КC-202, технологическая линия 2 (Часть S54)	3102-EDV-154	3102-ESV-026 3102-ESV-155	
	S55	Работающая установка дегидратации, технологическая линия газа 2	3102-EDV-005	3102-ESV-004 3102-ESV-007 3102-ESV-008 3102-ESV-026	
	S57 (будущий объект)	Колонна разделения C3/C4, технологическая линия газа 2 Должна быть частью будущей зоны (M2)	3202-EDV-053 3202-EDV-054	3202-ESV-051 3202-ESV-052 3202-ESV-055 3202-ESV-058 3202-ESV-060	4169 4156 4165 4157

	S56	Блок переключения 310 – 340, технологическая линия газа 2	3102-EDV-006	3102-ESV-007 3102-ESV-003 3100-ESV-001	4141 4093
	S64A	Колонна дегидратации C3/C4 A, технологическая линия газа 2	3212-EDV-015	3212-ESV-033 3212-ESV-034 3212-ESV-044 3212-ESV-035 3212-ESV-036 3212-ESV-037	4169 4156 4165 4157
	S64B	Колонна дегидратации C3/C4 B, технологическая линия газа 2	3212-EDV-016	3212-ESV-038 3212-ESV-039 3212-ESV-045 3212-ESV-040 3212-ESV-041 3212-ESV-042	4169 4156 4165 4157
N	S58	Низкотемпературный сепаратор, технологическая линия 2	3402-EDV-003	3102-ESV-003 3402-ESV-002 3402-ESV-011 3402-ESV-004	4169 4156 4165 4157
	S59		Удалено		
	S60A	Дезтанизатор, технологическая линия 2	3202-EDV-003	3202-ESV-002 3202-ESV-006 3202-ESV-004 3402-ESV-002	
	S60B	Испарительная емкость дезтанизатора, технологическая линия 2	3202-EDV-011	3402-ESV-004 3402-ESV-011 3402-ESV-021 3202-ESV-002 3202-ESV-006	
	S63A	Фракционная колонна СУГ, технологическая линия 2	3202-EDV-008	3202-ESV-016 3202-ESV-005 3202-ESV-060 3202-ESV-051	
	S63B	Емкость орошения фракционной колонны СУГ, технологическая линия 2	3202-EDV-009	3202-ESV-010 3202-ESV-014	
	S61	Трубопровод от выхода компрессора установки 340 к входному коллектору компрессора установки 361, технологическая линия 2	3402-EDV-009	3402-ESV-021 3610-ESV-009	
	S65A/B/C (будущий объект)	Реакторы обработки COS A и B, технологическая линия 2, и контактор амина установки COS. Должна быть частью будущей зоны (M2)	3212-EDV-005 3212-EDV-006 3212-EDV-024	3212-ESV-063 3212-ESV-064 3212-ESV-011 3212-ESV-004 3212-ESV-025 3212-ESV-001 3212-ESV-002 3212-ESV-009 3212-ESV-065	

Границы взаимодействия останова установок 310, 340, 320 и 321 с другими зонами приведены ниже:

Очередь 1

- CAO 1a, Продувка осуществляется посредством ручной активации кнопкой 9800-EHS-019 или 9800-EHS-023.
- CAO 1a, Останов активируется при потере воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельном сепараторе ВД или НД или ручной активацией кнопкой EHS-001.

- САО 1b, Останов активируется по сигналу «Подтвержденная утечка газа в технологической зоне».
- АО2 Отключение - активируется по сигналу «Подтвержденное возгорание в технологической зоне» или ручной активацией кнопкой.

Очередь 2

- САО 1a, Продувка осуществляется посредством ручной активации кнопкой 9800-EHS-027 или 9800-EHS-023.
- САО 1a, Останов активируется при потере воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельном сепараторе ВД или ручной активацией кнопкой EHS-001.
- САО 1b, Останов активируется по сигналу «Подтвержденная утечка газа в технологической зоне».
- АО2 Отключение - активируется по сигналу «Подтвержденное возгорание в технологической зоне» или ручной активацией кнопкой.

11.2 КРАТКОВРЕМЕННОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ПИТАНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)

В случае кратковременного резкого падения напряжения питания все выключатели не меняют своего положения, поэтому при восстановлении питания нормальная работа возобновляется. Все двигатели набирают скорость, и нарушения технологического процесса не происходит.

Если один из фидеров выключается, шины переключаются автоматически. Высоковольтные двигатели следует запускать вручную. Низковольтные двигатели запускаются либо автоматически группами, приоритет которых определяется требованиями процесса, либо вручную.

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

Если через 5 секунд подача питания не восстановится, предыдущие настроенные значения уставок для запуска двигателя будут отменены.

Если питание отключается менее чем на одну минуту, все низковольтные двигатели запускаются вручную в определенной последовательности. В этом случае можно избежать полного останова, продукты производство могут быть направлены в линию некондиционных продуктов, а затем восстановить переменные параметры технологического процесса. Если питание отключается более чем на одну минуту, то следует выполнить действия в соответствии с «Планом ликвидации чрезвычайных ситуаций».

11.4 ПОЛНОЕ ОТКЛЮЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Если подача питания отсутствует на обоих фидерах, эта ситуация определяется как полное отключение подачи электроэнергии. При этом все потребители отключаются от электросети. Дизельный генератор запускается для подачи питания на технологическое оборудование, которое будет использоваться для безопасного останова, аварийного освещения и системы управления технологическим процессом.

После полного отключения подачи электроэнергии система управления установкой переключается на питание от аккумуляторных батарей (на один час работы). Полученные в течение этого часа данные сохраняются в памяти системы, а клапаны остаются в их положении перед остановом. В это время систему необходимо перевести в безопасное положение.

В дополнение к вышесказанному, потеря электрической энергии приведет к отключению теплоспутникового обогрева. Если ожидается, что отключение электроэнергии продлится более 4 часов и существуют возможность замерзания содержимого установки, установка должна быть полностью опустошена, чтобы предотвратить отказ оборудования.

11.5 ОТКАЗ СИСТЕМЫ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИА

В случае прекращения подачи воздуха КИПиА будет активирована система АО 1, и все регулирующие клапаны и клапаны САО переводятся в «отказо устойчивое» положение.

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

В процессе эксплуатации установок 310, 340, 320 и 321 будут образовываться отходы производства и потребления и сточные воды. Отходы будут учитываться на стадии технического обслуживания и работ по капитальному ремонту и представлены в таблице ниже:

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Метод утилизации
Отходы, содержащие кислые стоки	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Отходы, образующиеся в результате малоопасных технологических процессов осушки и катализа	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Остатки жидких химических реагентов	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Остатки твердых химических реагентов	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Промасленные отходы	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Отходы с содержанием углеводородов	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Строительные отходы	-	Во время работ по техническому обслуживанию	Передача третьей стороне
Хозбытовые отходы	-	Постоянно	Передача третьей стороне
Пластиковые отходы	-	Постоянно	Передача третьей стороне

12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ

На установках 310, 340, 320 и 321 будут образовываться сточные воды, которые собираются в открытой дренажной системе и передаются на дальнейшую очистку в установку 570; кислые воды образуются постоянно и проходят очистку на установке 333.

Наименование	Объем, м ³	Период	Метод утилизации
Кислая вода (из установки 310)		Непрерывно	К дегазатору A1-333-VH-001

Промышленные - поверхностные воды	-	Периодически	Отправляются для дальнейшей обработки на объекты Компании
--------------------------------------	---	--------------	---

12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

Установка 310 – дегидратация газа

Установка дегидратации газа предназначена для удаления жидкой фазы (воды) из очищенного газа, что необходимо для предотвращения образования гидратов в последующих процессах подготовки топливного газа на установке 340 (контроль точки росы - турбодетандер).

Процесс дегидратации газа или удаления воды осуществляется в специализированных колоннах дегидратации, где содержащиеся в газе водные фракции адсорбируются на молекулярных ситах, а затем отделяются от газа путем фильтрации. Осушенный газ поступает в блок контроля точки росы, а отделенная влага (конденсат) направляется на установку подготовки нефти.

В процессе дегидратации используются влагопоглотители, физические характеристики которых способствуют поглощению воды из попутного природного газа. Основными влагопоглотителями являются: гели - оксид алюминия или силикагель, оксид алюминия, а также молекулярные сита.

Каждая из двух технологических линий установки 310 имеет один источник летучих загрязнений воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: Источники загрязнения атмосферы № 6240 и 6241 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества установки 310 включают сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные углеводороды C₁₂-C₁₉.

Установка 320 – извлечение жидких углеводородов

Установка извлечения СУГ предназначена для извлечения сжиженного углеводородного газа из конденсата, образующегося в блоке контроля точки росы. Установка извлечения СУГ состоит из двух колонн фракционирования - деэтанизатора и нафтоотгонной колонны, где происходит отделение легких углеводородных соединений (метана, бутана) от жидких меркаптанов. В общей сложности на установке установлены две линии производительностью около 0,37 млн. т/год СУГ (сжиженного бутана/пропана) каждая.

Каждая из двух технологических линий установки 320 имеет один источник летучих загрязнений воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: Источники загрязнения атмосферы № 6260 и 6262 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества установки 320 включают сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные углеводороды C₁₂-C₁₉.

Установка 321 – очистка СУГ

Меркаптаны в виде конденсата поступают на очистку и удаление сернистых соединений. Удаление остаточных меркаптанов из газа осуществляется путем дозирования каустической соды. Полученный конденсат окисляется и закачивается в систему некондиционной нефти.

Каждая из двух технологических линий установки демеркаптанизации СУГ имеет один источник летучих загрязнений воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: Источники загрязнения атмосферы № 6281 и 6283 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества установки демеркаптанизации СУГ включают сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные углеводороды C₁₂-C₁₉.

Исходный сжиженный газ (фракция C₃/C₄) осушается путем адсорбции на молекулярных ситах в колоннах осушки СУГ и поступает в резервуары хранения СУГ.

Каждая из двух технологических линий установки дегидратации фракций C₃/C₄ имеет один источник летучих загрязнений воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: Источники загрязнения атмосферы № 6280 и 6282 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества установки дегидратации фракций C₃/C₄ включают сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан.

Установка 340 – контроль точки росы / турбодетандер

Эта установка служит для тщательной дегидратации газа путем низкотемпературной конденсации, после чего осушенный газ демеркаптанизируется до уровня, соответствующего требованиям к товарному газу, а также для предварительного сжатия товарного газа, поступающего с установки извлечения СУГ 320.

Каждая из двух технологических линий установки 340 имеет один источник летучих загрязнений воздуха: утечки клапанов и фланцевых соединений: Источники загрязнения атмосферы № 6320 и 6321 для первой и второй технологических линий, соответственно. Загрязняющие вещества установки 340 включают сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркаптан, этилмеркаптан, насыщенные углеводороды C₁₂-C₁₉.

Наименование выброса	Объем эмиссий, тонн/год*	Метод нейтрализации и утилизации	Частота	Скорость выбросов загрязняющих веществ, мг/ст.м ^{3**}	Примечание		
Установка 310							
Неорганизованные выбросы							
Сероводород	0,00179160	-	Непрерывно	н/д	2023		
Дисульфид углерода	0,00026840			н/д	2023		
Карбонилсульфид	0,00189020			н/д	2023		
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	18,11304360			н/д	2023		
Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,83845640			н/д	2023		
Бензол	0,05963740			н/д	2023		
Ксилол	0,00565660			н/д	2023		
Толуол	0,08776080			н/д	2023		
Этилбензол	0,00112640			н/д	2023		
Бутилмеркаптан	0,00109280			н/д	2023		
Диметилсульфид	0,0000011			н/д	2023		
Метилмеркаптан	0,001507			н/д	2023		
Пропилмеркаптан	0,0008455			н/д	2023		
Этилмеркаптан	0,0018522			н/д	2023		
Насыщенные углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,2424182			н/д	2023		
Установка 320							
Неорганизованные выбросы							
Сероводород	0,0094722	-	Непрерывно	н/д	2023		

Дисульфид углерода	0,0000662			н/д	2023
Карбонилсульфид	0,0028168			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	4,6879106			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,128466			н/д	2023
Бензол	0,0063214			н/д	2023
Ксилол	0,0005884			н/д	2023
Толуол	0,0075226			н/д	2023
Этилбензол	0,0000758			н/д	2023
Бутилмеркаптан	0,0002898			н/д	2023
Диметилсульфид	0,0000002			н/д	2023
Метилмеркаптан	0,0013352			н/д	2023
Пропилмеркаптан	0,0006208			н/д	2023
Этилмеркаптан	0,0016804			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,3621256			н/д	2023
Установка 321					
Неорганизованные выбросы					
Сероводород	0,010724	-	Непрерывно	н/д	2023
Дисульфид углерода	0,000197			н/д	2023
Карбонилсульфид	0,002778			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	3,812498			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,302915			н/д	2023
Бензол	0,007931			н/д	2023
Ксилол	0,00197			н/д	2023
Толуол	0,005005			н/д	2023
Этилбензол	0,000293			н/д	2023
Бутилмеркаптан	0,000674			н/д	2023
Диметилсульфид	0			н/д	2023
Метилмеркаптан	0,00247			н/д	2023
Пропилмеркаптан	0,001184			н/д	2023
Этилмеркаптан	0,00307			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,81909			н/д	2023
Установка 340					
Неорганизованные выбросы					
Сероводород	0,000911	-	Непрерывно	н/д	2023
Дисульфид углерода	2,26E/-05			н/д	2023
Карбонилсульфид	0,000183			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	1,059205			н/д	2023

Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,053082			н/д	2023
Бензол	0,002971			н/д	2023
Ксилол	0,000203			н/д	2023
Толуол	0,0039			н/д	2023
Этилбензол	0,000038			н/д	2023
Бутилмеркаптан	9,64E/-05			н/д	2023
Диметилсульфид	2E-07			н/д	2023
Метилмеркаптан	0,000332			н/д	2023
Пропилмеркаптан	0,000194			н/д	2023
Этилмеркаптан	0,000461			н/д	2023
Насыщенные углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,318062			н/д	2023

13. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Данная глава содержит табличные перечни насосов, ребойлеров и другого оборудования, а также регулирующих клапанов и предохранительных клапанов, показанных на ПТС и СТИП. Более подробную информацию можно найти в соответствующих руководствах по эксплуатации и техническому обслуживанию. Перечни технологического оборудования, регулирующих клапанов и предохранительных клапанов и насосов представлены в виде следующих таблиц:

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
Установка 310 – установка дегидратации газа наземного комплекса						
A1-310-HA-101	Перегреватель сырья установки осушки	185/-36 (трубное) 185/-36 (межтрубное)	80/FV (трубное) 6/FV (межтрубное)	794 кВт	Труба # 133, НД(3175мм), Длина(1000мм) Высота(39.7мм) Кожух ВД(540мм),	Тип трубы: - plain, LTCS Seamless Shell: A 516 Gr 70
A1-310-HA-102	Подогреватель газа регенерации	380 / -36 (трубное) 380/-36 (межтрубное)	80 (трубное) 46 / FV (межтрубное)	1409	Труба #69U; НД(19.05мм); Длина(3000мм); Высота(25,40мм) Кожух А 516 Gr70 ВД(390мм)	Tube type-plain; A179 LTCS Seamless
A1-310-VN-101	Входной сепаратор колонны осушки	75/-36	80,0	24,24 м³	2600 ВД x 3700 Т/Т	SA 516 Gr. 70N
A1-310-VJ-101/102/103/104	Колонна осушки обессеренного газа с молекулярным ситом	276/-36	80,0	16,91 м³	2200 ВД x 3700 Т/Т	SA 516 Gr 70
A1-310-VN-102	Каплеотбойный сепаратора газа регенерации	276/-36	80,0	1,24 м³	700 ВД x 3000 Т/Т	SA 516 Gr 70
A1-310-HC-101	Охладитель газа регенерации	276 / -36	80,0	1963 кВт	н/д	Header – SA516 Gr 70 Tube – SA 179
A1-310-ZL-103 А и В	Защитный фильтр осушенного газа	75 / -36	80	н/д	812 ВД x 2350 мм Т/Т	Box - SA 516 GR70 Cartridge – fiberglass

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-310-ZL-104 А и В	Пылеулавливающий фильтр регенерации	276 / -36	80	н/д	189 ВД x 1300 мм Т/Т	Box - SA 333 GR6 Cartridge – Sintered S. S.
A1-310-ZL-105 А и В	Фильтр тонкой очистки кислой воды	276 / -36	80	н/д	194 ВД x 1040 мм Т/Т	Box - SA 516 GR70 Cartridge – fiberglass
A1-310-ZL-102 А и В	Пылеулавливающий фильтр молекулярного сита	75 / -36	80	н/д	812 ВД x 2350 мм Т/Т	Box - SA 516 GR70 Cartridge – fiberglass
A1-310-KC-101	Компрессор газа регенерации	75 / -36	80	15950 кг/ч 132 кВт	н/д	Casing – A351 Gr CF8M / A 276 XM-19 Impeller – Titanium
A1-310-KC-102	Компрессор газа регенерации	75 / -36	80	20350 кг/ч 200 кВт	н/д	Casing – A351 Gr CF8M / A 276 XM-19 Impeller – Titanium
A1-310-ZL-106 А и В	Пылеулавливающий фильтр регенерации	276 / -36	80	н/д	323 НД x 1812 мм Т/Т	Box - SA 333 GR6 Cartridge – Sintered S.S.
A1-310-NC-103	Охладитель газа регенерации	276 / -36	80,0	2712 кВт	н/д	Header – SA516 Gr 70 Tube – SA 179
A1-310-NA-103	Подогреватель газа регенерации	340 / -36 Корпус	47 & FV (Rated) Корпус	2724 кВт	н/д	SA 516 Gr. 70N / SA 179
Установка 340 – контроль точки росы						
A1-340-NN-101	Теплообменник верхнего погона/сырья деэтанатора	65 / -90 Hot side	80 & FV Hot side	8571 кВт	н/д	SA 516 Gr. 70 / SA 179
A1-340-NN-102	Низкотемпературный теплообменник сырья	65 / -90 Hot side	80 & FV Hot side	5752 кВт	н/д	SA 516 Gr. 70 / SA 179
A1-340-VN-101	Низкотемпературный сепаратор	65 / -90	80 / abs. vacuum	28,45 м³	2200 ВД x 6000 Т/Т	SA 240-304/304L

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-340-KC-101	Компрессор	-40 / 120	Вход -12,7; Выход - 20,6 / 30	223500 См³/ч	н/д	н/д
A1-340-MX-101	Турбодетандер	-90 / 70	Вход - 60,2; Выход – 16 / 80	205300 См³/ч	н/д	н/д
Установка 320 – Установка извлечения СУГ						
A1-320-NA-103	Ребойлер фракционной колонны СУГ	190/-46 корпус	20 корпус	9198 кВт	762 / 1900 корпус ВД х 4250 длина трубы	SA 516 Gr. 70 / SA 179
A1-320-NH-101	Конденсатор верхнего погона деэтанизатора	На входе / выход: - 36,7 / -51 Горячая сторона	13,1/ 20 горячая сторона	3570 кВт	н/д	SS316 / 316L
A1-320-NA-102	Ребойлер деэтанизатора	110/-52 (100°C @ FV; 120°C @ 1 бар(изб)) корпус	20 корпус	4109 кВт	550 /1355 корпус ВД х 4250 длина трубы	SA 240 –304L / SA 334 Gr. 7
A1-320-HF 101	Охладитель кубового продукта фракционной колонны СУГ	185/-46 корпус	20,8 / 34 корпус	525 кВт	9200 длина трубы х 6 loops	SA 333 Gr. 6
A1-320-VN-104	Испарительная емкость потока НД	Rated: 185 / -36	4 / 6 & FV	1,75 м³	800 ВД х 3200 TL-TL	SA 516 Gr. 70 (LTCS)
A1-320-VN-102	Емкость конденсата фракционной колонны СУГ	340 / -36	47 & FV	0,93 м³	610 НД х 3500 Т/Т	SA 333 Gr. 6 (LTCS)
A1-320-VN-101	Емкость конденсата деэтанизатора	185 / -36	4 / 6 & FV	1,17 м³	610 НД х 4200 Т/Т	SA 333 Gr. 6 (LTCS)
A1-320-VA-101	Емкость орошения деэтанизатора	-90 / 110 (100°C @ FV ; 120°C @ 1 бар(изб))	13,7 / 20	19,5 м³	2200 мм ВД х 4400 мм TL-TL	SA 240 Gr. 304/304L
A1-320-VA-104	Емкость предварительного испарения деэтанизатора	-90 /40 /100°C @ FV	15 / 20	27,16 м³	2500 ВД х 4700 TL-TL	SA 240 Gr. 304/304L

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-320-VA-102	Емкость орошения фракционной колонны СУГ	-46 / 90 (100°C @ FV ; 120°C @ 1 бар(изб))	14,8 / 20	78,6 м³	3500 ВД x 7000 TL-TL	SA516 Gr.70
A1-320-VE-102	Фракционная колонна СУГ	-46 / 185 (100°C @ FV ; 120°C @ 1 бар(изб))	15,8 / 20	207,4 м³	2200 ВД (top) ; 2900 ВД (bottom); 33700мм TL-TL	SA516 Gr.70N Trays: 316L SS
A1-320-VE-101	Деэтанализатор	110/-90 (100°C @ FV ; 120°C @ 1 бар(изб))	14,4 / 20	109,2 м³	2200 мм ВД ; 27990 мм TL-TL	SA240 Gr.304/304L (casing) SA240 Gr.304/304L (inner and external additions)
A1-320-NC-101	Конденсатор орошения фракционной колонны СУГ	110 / -46	15,5 / 20	11922 кВт	н/д	Header: SA333 Gr.6 Pipe -SA179 (weld-free)
A1-320-PA-101 A/B	Насосы орошения деэтанализатора	75/-90	24,4	53 м³/ч	н/д	Корпус: A351 CF3M Раб.колесо: A351 CF3M
A1-320-PA-102 A/B	Насос орошения фракционной колонны СУГ	90 / -46	31,1	241 м³/ч	н/д	Корпус: A352 LCB Раб. колесо: A352 CA6NH
A1-320-PA-106 A/B	Насос секции кубового продукта деэтанализатора	110/-52	32	132.4 м³/ч	н/д	Корпус: A351 CF3M Рабочее колесо: A743 CF3M
Установка 321 – установка очистки СУГ						
A1-321-NA-104	Подогреватель газа регенерации	300 / -46 Casing Side	27 & FV Casing Side	780 кВт	400 корпус ВД x 3500 длина труб	SA 516 Gr. 70N / SA 179
A1-321-NA-102	Испаритель C3/44	160 / -46	27 & FV	701 кВт	400/700 корпус ВД x 2000 длина труб	SA 516 Gr. 70N / SA 179
A1-321-HF-103	Подогреватель каустика	185 / -36	9 & FV	н/д	146.4 корпус ВД x 2252 pipe length	SA 333 Gr. 6 / Monel 400

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-321-VN-101	Емкость конденсата испарителя	185 / -36	27 / FV	0,8 м³	610 ВД x 3500 Т/Т	SA 516 Gr 70N
A1-321-VN-102	Емкость добавления катализатора	120/-36	10	0,04 м³	12" ВД x 450 Т/FF	SA 333 GR6 / SA 420 WPL6
A1-321-VF-102	Окислительная колонна	100/-36	10,4	11,5 м³	1200 ВД x 7600 Т/Т	SA 516 Gr 70 N
A1-321-VA-102	Вентиляционный резервуар	120/-36	10	1,5 м³	900 ВД x 1800 Т/FF	SA 516 Gr 70 N
A1-321-VS-101	Сепаратор дисульфидов	100/-36	10	60 м³	2400 ВД x 11900 Т/Т (горизонтальная емкость) 900 ВД x 2375 (вертикальный)	SA 516 Gr 70 N (горизонтальная емкость) SA 240 TP 316L (вертикальный)
A1-321-VA-105	Емкость дегазатора отработанного каустика	100/-36	3,5	2,5 м³	900 ВД x 3000 Т/FF	SA 516 Gr 70 N
A1-321-VN-107	Буферная емкость воды	120/-36	атм.	1 м³	900 ВД x 1500 Т/Т	SA 240 GR 316
A1-321-VA-104	Отстойная емкость каустика	80/-36	3,5 / FV	4 м³	1200 ВД x 3000 Т/Т	SA 516 Gr 70 N
A1-321-VJ-102 A/B	Колонна дегидратации C3/C4	300/-46	27,0 / FV at 300°C	14.5 м³	2000 ВД x 6000 Т/Т	SA 516 Gr 70N
A1-321-VC-101	Установка Extractor Plus	100/-36	30	125.5 / 32.5 м³ (верхняя секция / нижняя секция)	2600 ВД x 28900 Т/Т	SA 516 Gr 70N
A1-321-ZE-104	Статический смеситель	100/-36	30	н/д	Длина-465 мм	A333 Gr.6 / 316 SS
A1-321-NC-101	Доохладитель кубового продукта деэтанизатора	100/-46	23,2 / 33,8	897 кВт	н/д	Pipe -SA179 (weld-free) Plate - aluminium

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-321-VN-104	Емкость конденсата газа регенерации	340/-36	47/FV	0,8 м³	610 ВД x 3500 Т/Т	SA 516 Gr 70N
A1-321-VA-107	Емкость восстановления каустика	100/-36	6,7	1,9 м³	1225 ВД x 1600 Т/Т	SA 516 Gr 70
A1-321-VA-108	Емкость восстановления каустика	100/-36	30	3 м³	1225 ВД x 2600 Т/Т	SA 516 Gr 70
A1-321-PD-107 A/B	Насосы дисульфид-содержащей нефти	100 / -36	12	163 л/ч	н/д	316 SS / PTFE
A1-321-PD-108 A/B	Насосы для закачки каустика	60 / -36	7,3	5,4 л/ч	н/д	316 SS / PTFE
A1-321-PA-107 A/B	Насосы циркуляции предварительной промывки каустика	100 / -36	41	20,5 м³/ч	н/д	корпус- A352 Gr. LCB; раб.колеса - A352 CA6 NM
A1-321-PA-103 A/B	Циркуляционные насосы каустика	100 / -36	41	27,4 м³/ч	н/д	корпус - A352 Gr. LCB; раб.колеса - A352 CA6 NM
A1-321-PA-104	Насос для добавления воды/каустика	120 / -36	46	10 м³/ч	н/д	корпус - A352 Gr. LCB; раб.колеса - A352 Gr. LCB
A1-321-PA-106	Насос отработанного каустика	100 / -36	41	5,7 м³/ч	н/д	корпус - A352 Gr. LCB; раб.колеса - A352 CA6 NM
A1-321-PA-105	Насос отстойной емкости каустика	80 / -36	19	10 м³/ч	н/д	корпус - A352 Gr. LCB; раб.колеса - A352 CA6 NM
Установка 601 – блоки закачки метанола установки подготовки газа						
A1-601PD-101	Насос закачки метанола	75 / -36	98 & 81	50-500 л/ч	н/д	Liq. End: SS 316 Ti

Маркировочный номер	Наименование оборудования	Расчетная температура (°C)	Расчетное давление (бар (изб.))	Функциональные возможности	Размер (мм)	Материал
1	2	3	4	5	6	7
A1-601-VA-101	Резервуар метанола	75 / -36	10 / FV	5 м³	1880 ВД x 2100 Т/Т	SA 516 Gr 70

Таблица 13.1 - Технические характеристики технологического оборудования

Идент. номер на схеме	Местоположение	Тип (модель) клапана	Действие
Установка 310 – установка дегидратации газа наземного комплекса			
A1-3101-FCV-005	A1-3101-HS-001-4"-C25-HP	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3101-LCV-001	A1-3101-PM-001-6"-C13-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3101-LCV-010	A1-3101-TG-170-2"-C13-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3101-LCV-014	A1-3101-LC-001-2"-A25-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3101-FCV-006	A1-3101-TG-059-4"-C13-HC	Шаровой вентиль	Открытие при отказе последним
A1-3101-FCV-020	A1-3101-HS-006-4"-C25-HP	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3101-FCV-021	A1-3101-TG-194-6"-C13-HC	Шаровой вентиль	Открытие при отказе последним
Установка 340 – контроль точки росы			
A1-3401-HCV-001	A1-3401-TG-061-8"-C13	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3401-FCV-001	A1-3401-TG-007-10"-C13	Шаровой вентиль	Открытие при отказе последним
A1-3401-FCV-002	A1-3401-TG-063-16"-C13	Шаровой вентиль	Открытие при отказе последним
A1-3401-LCV-001A/B	A1-3401-TG-010/064-8"-C04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3401-PCV-002A/B	A1-3401-TG-027-20"-B13	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3401-PCV-024A	A1-3401-TG-017-10"-C04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
Установка 320 – Установка извлечения СУГ			
A1-3201-FCV-002	A1-3201-PM-028-3"-B04-HC	Шаровой вентиль	Открытие при отказе
A1-3201-FCV-003	A1-3201-PM-014-2"-B04-CC	Шаровой вентиль	Открытие при отказе
A1-3201-FCV-004A/B	A1-3201-PM-021-4"-B13-HC	Шаровой вентиль	Открытие при отказе
A1-3201-FCV-005	A1-3201-LS-009-8"-A25-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-FCV-006	A1-3201-HS-006-8"-C25-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-FCV-016A/B	A1-3201-PM-005-6"-B04-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-001	A1-3201-PM-001-6"-B04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе последним
A1-3201-LCV-013	A1-3201-LC-001-4"-A25-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-015A/B	A1-3201-PM-059-4"-B04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-019A/B	A1-3201-PM-060-6"-B13-PP	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-023A/B	A1-3201-PM-018-6"-B13-HC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе

Идент. номер на схеме	Местоположение	Тип (модель) клапана	Действие
A1-3201-LCV-027	A1-3201-PM-106-2"-B13-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-033	A1-3201-HC-001-3"-C25-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-LCV-070	A1-3201-LC-021-4"-A25-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-PCV-012C	A1-3201-TG-058-10"-B04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-PCV-015C/D	A1-3201-TG-009-12"-B13-PP	Шаровой вентиль	Открытие при отказе
A1-3201-PCV-019A/B	A1-3201-FG-005-6"-B13-WN	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-PCV-043A/B	A1-3201-TG-004-20"-B04-CC	Дисковый затвор	Открытие при отказе
A1-3201-PCV-043C	A1-3201-TG-108-14"-B04-CC	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3201-PDCV-105A/B	A1-3201-TG-010-8"-B13-PP	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
Установка 321 - установка очистки СУГ			
A1-321-FCV-003	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-004	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-321-FCV-004	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-005	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-FCV-005	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-021	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-FCV-007	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-023	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-321-FCV-011	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-005	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-321-FCV-024	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-026	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-321-FCV-025	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-027	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-321-FCV-026	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-028	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-FCV-050	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-031	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-001	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-004	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-004	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-006	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-008	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-020	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-012	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-021	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-015	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-023	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-034	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-026	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-036	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-028	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-042	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-003	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-046	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-025	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-050	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-029	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-LCV-054	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-029	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-PCV-059	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-031	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-PCV-060	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-031	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе
A1-3211-PCV-086A	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-029	Шаровой вентиль	Открытие при отказе
A1-3211-PCV-086B	KE01-A1-321-PG-R-HP-0009-029	Шаровой вентиль	Закрытие при отказе

Таблица 13.2 - Перечень регулирующих клапанов

Местоположение	Идентификационный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищаемого оборудования, бар (изб.)	Предустановленное давление пружины, бар (изб.)	Направление сброса давления
1	2	3	4	5	6
Установка 310 – установка дегидратации газа наземного комплекса					
A1-3101-TG-004-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-006	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-088-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-007	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-021-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-025	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-015-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-026	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-018-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-027	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-199-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-089	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-234-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-158	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-235-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-159	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-236-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-160	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-238-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-164	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-049-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-034A	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-046-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-034B	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-054-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-038A	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-104-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-038B	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-062-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-047	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-061-3"-C13-НС	A1-3101-PSV-048	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-073-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-060A	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-109-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-060B	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-079-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-065	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-080-2"-C13-НС	A1-3101-PSV-066	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-PW-008-2"-C13-WN	A1-3101-PSV-034A	Уравновешенный	3,5	3,5	На факел НД
A1-3101-PW-010-2"-C13-WN	A1-3101-PSV-034B	Уравновешенный	3,5	3,5	На факел НД
A1-3101-TG-189-4"-C13-WN	A1-3101-PSV-093	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-190-4"-C13-WN	A1-3101-PSV-094	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-203-6"-C13-НС	A1-3101-PSV-073	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3101-TG-202-6"-C13-НС	A1-3101-PSV-095	Стандартный	80	80	На факел ВД

Местоположение	Идентификационный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищаемого оборудования, бар (изб.)	Предустановленное давление пружины, бар (изб.)	Направление сброса давления
1	2	3	4	5	6
Установка 340 – контроль точки росы					
A1-3401-TG-014-3"-C04-CC	A1-3402-PSV-004	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3401-TG-088-3"-C04-CC	A1-3402-PSV-005	Стандартный	80	80	На факел ВД
A1-3401-TG-081-8"-B04-CC	A1-3402-PSV-041	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3401-TG-068-8"-B04-CC	A1-3402-PSV-042	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3401-TG-024-3"-B13	A1-3402-PSV-044	Стандартный	30	30	На факел ВД
A1-3401-TG-082-3"-B13	A1-3402-PSV-045	Стандартный	30	30	На факел ВД
Установка 320 – Установка извлечения СУГ					
A1-3201-TG-040-8"-B04-CC	A1-3201-PSV-005	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-042-8"-B04-CC	A1-3201-PSV-006	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3201-LS-003-8"-A25-WN	A1-3201-PSV-010	Уравновешенный	6	6	На факел НД
A1-3201-LS-004-8"-A25-WN	A1-3201-PSV-011	Уравновешенный	6	6	На факел НД
A1-3201-TG-012-8"-B13-PP	A1-3201-PSV-016	Уравновешенный	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-013-8"-B13-PP	A1-3201-PSV-017	Уравновешенный	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-044-2"-B13	A1-3201-PSV-021	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-117-2"-B13	A1-3201-PSV-022	Стандартный	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-006-12"-B04-CC	A1-3201-PSV-037	Управляющий	20	20	На факел ВД
A1-3201-TG-007-12"-B04-CC	A1-3201-PSV-038	Управляющий	20	20	На факел ВД
A1-3201-HS-004-11/2"-C25-WN	A1-3201-PSV-045	Стандартный	47	47	В атмосферу
A1-3201-HS-007-11/2"-C25-WN	A1-3201-PSV-129	Стандартный	47	47	В атмосферу
A1-3201-PM-099-1"-B04-CC	A1-3201-PSV-094	Стандартный	25	25	К емкости орошения деэтанализатора

Местоположение	Идентификационный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищаемого оборудования, бар (изб.)	Предустановленное давление пружины, бар (изб.)	Направление сброса давления
1	2	3	4	5	6
A1-3201-PM-100-1"-B04-CC	A1-3201-PSV-095	Стандартный	25	25	К емкости орошения деэтанизатора
A1-3201-LS-046-6"-A25-WN	A1-3201-PSV-101	Стандартный	6	6	В атмосферу
A1-3201-LS-047-6"-A25-WN	A1-3201-PSV-102	Стандартный	6	6	В атмосферу
Установка 321 - установка очистки СУГ					
A1-3211-TG-041-4"-B13-NC	A1-3211-PSV-024	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-TG-042-4"-B13-NC	A1-3211-PSV-030	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-LS-004-1-1/2"-B25-WN	A1-3211-PSV-031	Стандартный	27	27	На факел НД
A1-3211-LS-041-1-1/2"-B25-WN	A1-3211-PSV-075	Стандартный	27	27	На факел НД
A1-3211-HS-003-1-1/2"-C25-WN	A1-3211-PSV-027	Стандартный	47	47	В атмосферу в безопасном месте
A1-3211-HS-015-1-1/2"-C25-WN	A1-3211-PSV-074	Стандартный	47	47	В атмосферу в безопасном месте
A1-3211-PM-018-6"-B13-NC	A1-3211-PSV-042	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-PM-158-6"-B13-NC	A1-3211-PSV-073	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-PM-023-6"-B13-NC	A1-3211-PSV-043	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-PM-159-6"-B13-NC	A1-3211-PSV-076	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-3211-PM-089-4"-B13-WN	A1-3211-PSV-205	Уравновешенный	30	30	На факел НД
A1-3211-PM-157-4"-B13-WN	A1-3211-PSV-242	Уравновешенный	30	30	На факел НД
A1-3211-PM-085-2"-B13-WN	A1-3211-PSV-206	Уравновешенный	30	30	На факел НД
A1-3211-PM-160-2"-B13-WN	A1-3211-PSV-243	Уравновешенный	30	30	На факел НД

Местоположение	Идентификационный номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищаемого оборудования, бар (изб.)	Предустановленное давление пружины, бар (изб.)	Направление сброса давления
1	2	3	4	5	6
A1-3211-CH-003-2"-A17-WN	A1-3211-PSV-209	Уравновешенный	9,9	9.9	В атмосферу Открытый колодец
A1-3211-RG-003-8"-A15-NC	A1-3211-PSV-215	Уравновешенный	10	10	На факел НД
A1-3211-RG-016-8"-A15-NC	A1-3211-PSV-244	Уравновешенный	10	10	На факел НД
A1-3211-CS-164-2"-A18-WN	A1-3211-PSV-230	Управляющий	3,5	3,5	На факел НД
A1-3211-CS-175-4"-B18-WN	A1-3211-PSV-249	Уравновешенный	28,5	28,5	На факел НД
A1-3211-CS-184-4"-B18-WN	A1-3211-PSV-255	Уравновешенный	28,5	28,5	На факел НД
A1-3211-CS-171-3"-B18-WN	A1-3211-PSV-251	Уравновешенный	6,2	6,2	На факел НД
A1-3211-CS-183-3"-B18-WN	A1-3211-PSV-254	Уравновешенный	6,2	6,2	На факел НД
Установка 601 – блоки закачки метанола установки подготовки газа					
На сосудах A1-601-VA-101	A1-6011-PSV-203	Стандартный	10	9	На факел НД

Таблица 13.3 - Перечень клапанов сброса давления

Временные УИ 18667, 18668, 18669, 18670, 18673, 18674, 18675, 18679, 18680, 18681 и постоянные УИ 19413 предусматривают действия по смягчению последствий для устранения результатов исследования предохранительного клапана, проведенного сторонним консультантом. Различные предохранительные клапаны на установках 310 и 340 имеют недостаточный размер для определенных сценариев сброса давления (см. таблицу ниже).

14. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, РЕГЛАМЕНТОВ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

К технологической и нормативной документации относятся:

14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ

- Должностная инструкция супервайзера установок 310/340/320/321;
- Должностная инструкция старшего инженера-технолога / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция инженера-технолога / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция старшего оператора технологического процесса / производственной установки;
- Должностная инструкция оператора технологического процесса / производственной установки.

14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

См.[Е.130]

14.3 РАБОЧИЕ ПРОЦЕДУРЫ

См.[Е.156] до [Е.186]; [Е.216] до [Е.254]

14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

п/п	Правила техники 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-радиоуправляемые-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;
- Общий наряд-допуск на производство работ;
- Система установки замков/предупредительных табличек;
- Изоляция оборудования и открытие линий;
- Монтаж строительных лесов;
- Ремонтные работы без выполнения операций отключения (емкость, трубопровод, установка и т.д.);
- Комплексный план ликвидации чрезвычайных ситуаций.

15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВОК 310/340/320/321

15.1 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)

см.[Е.135] до [Е.144]

15.2 СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИП)

см.[Е.1 - 127]

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

Термин/сокращение/аббревиатура	Разъяснение / определение
CAS	Chemical Abstracts Service Справочный номер химического вещества
БПК	Биохимическая потребность в кислороде
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
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
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СТКИП	Схема трубопроводов и КИПиА
ТГЛЧС	Тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций
ТЛ	Технологическая линия
УИП	Уведомление об изменении проекта
ХПК	Химическая потребность в кислороде
ЦД	Центральная Диспетчерская
ЦД	Центральная диспетчерская
ЭСОД	Электронная система организации документации
ЭУИ	Электронное управление изменениями
БСД	Будет сообщено дополнительно
ОПУ	Оператор пульта управления
ОУ	Оператор Установки
БПТГ	Блок подготовки топливного газа
УЛОПВС	Уполномоченное лицо по отбору проб воздушной среды
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
УИС	Установка извлечения серы
УОХГ	Установка очистки хвостовых газов
ГВГ	Генератор восстановительного газа