

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ¹:  Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА²:  Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА²:  07-001-RC-01319-000	ДАТА ВЫПУСКА³:  5 января 2024 г.	РЕДАКЦИЯ⁴:  A02
ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕДАКЦИЙ⁵:  1 год	КОД СОСТАВИТЕЛЯ⁶:  ДПО – Общие производственные операции	БИЗНЕС-ПРОЦЕСС⁷:  Выполнение производственных операций	ПРОЦЕДУРА:  Безопасность производственных операций	

## Технологический Регламент Установки Компримирования Товарного Газа (Установка 361) на Наземном Комплексе

### 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 Установки Компримирования Товарного Газа для обеспечения соответствия нормативным требованиям РК.

Данный Технологический Регламент приведен в соответствие с разделом 5.1 Процедуры Безопасных Производственных Операций.

### УТВЕРЖДЕНИЯ⁹:

Составитель документа: Кадыров Алимжан [АТ], составитель  
технической документации

5 Января 2024 г.



Составитель документа: Каимбаев Талгат [АТ], составитель технической  
документации

5 Января 2024 г.



Функциональный / технический надзор: Стюарт Гордон Саймонс [АТ],  
менеджер по технической поддержке производственных операций

5 Января 2024 г.



Утверждающее лицо: Руслан Давлетов [АТ], менеджер по  
производственным операциям

5 Января 2024 г.



**СОДЕРЖАНИЕ**

<b>1. ВВЕДЕНИЕ</b>	<b>5</b>
1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	6
<b>2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ</b>	<b>7</b>
2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР	7
<b>3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК</b>	<b>8</b>
3.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ДАТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.	8
3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ	8
3.3 ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ — ВЛАДЕЛЕЦ ТЕХНОЛОГИИ И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	8
<b>4. ОПИСАНИЕ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ, ПОТОКОВ ПРОДУКЦИИ, КАТАЛИЗАТОРОВ, ХИМРЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ</b>	<b>9</b>
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ	10
4.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	11
<b>5. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ УСТАНОВОК 200, 210 И 360</b>	<b>16</b>
5.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	16
<b>6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА</b>	<b>19</b>
6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ:	19
6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ	20
6.2.1 Общие сведения	20
6.2.2 Точки контроля коррозии	21
6.3 НОРМАЛЬНЫЕ РАБОЧИЕ УСЛОВИЯ КОМПРЕССОРА	21
6.4 НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	22
<b>7. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА</b>	<b>27</b>
7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	28
7.1 СИГНАЛИЗАЦИЯ И БЛОКИРОВКА	31
7.2 УПРАВЛЕНИЕ СИГНАЛИЗАЦИЕЙ	31
7.2.1 Приоритеты	31
7.2.2 Подтверждение сигналов тревоги	32
7.2.3 Подавление	32
7.2.4 Повторение сигналов тревоги	32
7.2.5 Сигналы тревоги АО и ПиГ, поступившие первыми	33
7.2.6 Переход АО на ручное управление	33
7.2.7 Перечень сигнализаций и блокировок	34
<b>8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА</b>	<b>45</b>
8.1. НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ	45

8.2	ПУСК УСТАНОВКИ 361	47
8.2.1	Пуск установки компримирования товарного газа (Установка 361)	47
8.3	ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ	51
8.4	ПРОЦЕДУРЫ НОРМАЛЬНОГО ОСТАНОВА	52
<b>9.</b>	<b>НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ВЫЯВЛЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ</b>	<b>53</b>
9.1	ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	54
9.2	ПРОВЕРОЧНЫЙ ЛИСТ ПО ПОИСКУ И УСТРАНЕНИЮ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ 361	55
<b>10.</b>	<b>БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА. СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ.</b>	<b>59</b>
10.1	ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	61
10.2	ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	63
10.2.1	Сероводород (H <sub>2</sub> S)	63
10.2.2	Газообразные углеводороды (C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> )	64
10.2.3	Метанол	65
10.3	СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	66
10.4	ЗАЩИТА ОТ МОЛНИЙ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	66
10.5	УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИЙ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	67
10.6	СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ	68
10.6.1	Активная противопожарная защита	68
10.6.2	Пассивная противопожарная защита	70
10.6.3	Переносные и передвижные средства пожаротушения	71
10.6.4	Классификация технологических блоков по взрывоопасности	71
10.7	СИСТЕМЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	71
10.7.1	Система обнаружения пожара и газа	71
10.7.2	Система сигнализации	72
10.7.3	Пожарная сигнализация	73
10.7.4	Сигнал полной эвакуации установки	73
10.8	ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	73
10.9	ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ	74
<b>11.</b>	<b>АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕДУРЫ ОСТАНОВА</b>	<b>75</b>
11.1	АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ	76
11.1.1	Аварийный останов Установки 361	77
11.2	КРАТКОВРЕМЕННЫЙ СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)	81
11.3	СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ОТ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)	81
11.4	ПОЛНОЕ ПРЕКРАЩЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ	81
11.5	НАРУШЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИЯ	81
<b>12.</b>	<b>ОТХОДЫ, СТОКИ И ВЫБРОСЫ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ</b>	<b>81</b>

12.1	ОТХОДЫ	81
12.2	СТОКИ	82
12.3	ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	82
<b>13.ПЕРЕЧНИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ</b>		<b>84</b>
<b>14.ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ НА УСТАНОВКУ 361</b>		<b>88</b>
<b>15.ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ</b>		<b>88</b>
15.1	ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ	88
15.2	РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	88
15.3	ПРОЦЕДУРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ	88
15.4	ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	88
15.5	ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)	89
15.6	СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИП)	90
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТА ОПР</b>		<b>91</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА</b>		<b>92</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ С. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА</b>		<b>93</b>
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ</b>		<b>94</b>

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Кашаган восточный расположено в казахстанском секторе Каспийского моря, на расстоянии примерно 80 км к югу от г.Атырау. Месторождение находится в мелководной зоне, которая характеризуется суровыми природными условиями: зимой море сковано льдом, а для лета типична высокая температура воздуха. Коллектор содержит значительные запасы легкой нефти (38-45°API) под высоким давлением с высоким содержанием  $H_2S$ .

### Объекты наземного комплекса:

Технологические линии 1 и 2 будут иметь следующую рабочую конфигурацию:

Установки подготовки газа:

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

Установки комплексной подготовки нефти:

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

Сооружения ОПР могут оперировать в нескольких режимах:

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

4. Частичное производсво посредством 1-ой технологических линий сепарации нефти + 1-ой технологических линии КГМИ, 2-мя/1-им компрессор ЗСГ и отправкой Газа на УКПНиГ

#### 1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Целью настоящего документа является определение безопасных условий эксплуатации и ведению технологических режимов технологической установки Компримирования Товарного Газа (Установка 361) на наземном комплексе в соответствии с требованиями Главы 5, Правила № 355 Министерства Инвестиции и Индустриального Развития Республики Казахстан от 30.12.2014г. См. Ссылку **[E.96]**

Настоящий документ предназначен для использования в качестве технологического регламента для Компримирования Товарного Газа (установка 361) и связан с этапом 5.1 Процедуры безопасных производственных операций. См. Ссылку **[I.4]**

## 2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Лицо, ответственное за настоящий документ, представляет собой орган функционального/технического согласования, в текущие обязанности которого входит применение и соблюдение рабочих условий и технологических режимов работы Установки Компримирования Товарного Газа (Установки 361).

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

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

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

### 2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

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

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

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

### 3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

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

Установка компримирования товарного газа (Установка 361) является частью установки комплексной подготовки нефти и газа в составе проекта Опытно-промышленной разработки месторождения Восточный Кашаган в рамках освоения месторождения Кашаган, оператором которого является Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В. (НКОК Н.В.)

В составе УКПНиГ «Болашак» Установка 361 была введена в эксплуатацию в сентябре 2016 года в своей первоначальной проектной конфигурации.

Акт приемки Наземного объекта в эксплуатацию был подписан 5 Декабря 2018 года. См. Ссылку [E.97]

Данная установка предназначена для компримирования очищенного углеводородного газа, направляемого на экспорт. В нее входят четыре технологические линии компримирования товарного газа с двумя степенями компримирования каждая.

#### 3.2 КОМПОНЕНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОТОКИ

Установка 361 состоит из четырех технологических линий компримирования товарного газа с двумя степенями компримирования каждая, предназначенные для дополнительного компримирования обессеренного газа до параметров, необходимых для экспорта товарного газа по трубопроводу. Как правило, три технологические линии компримирования находятся в работе, а одна находится в резервном режиме. Ниже перечислено оборудование для технологической линии 1 (типовое для всех технологических линий).

- Входной подогреватель газа от станции Макат (A1-361-HF-001)
- Входной охладитель компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-HC-013)
- Входная емкость компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-VN-011)
- Компрессор товарного газа 1-й ступени (A1-361-KC-011)
- Вторичный охладитель компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-HC-011)
- Входная емкость компрессора товарного газа 2-й ступени (A1-361-VN-012)
- Компрессор товарного газа 2-й ступени (A1-361-KC-012)
- Вторичный охладитель компрессора товарного газа 2-й ступени (A1-361-HC-012)

Сводные данные по основному оборудованию Установки 361 представлены в Разделе 13. Основные технологические потоки для Установки 361 представлены следующим образом:

- Очищенный газ с выхода компрессора турбодетандера, поступающий во входной коллектор компрессора товарного газа;
- Газ от станции Макат во входной коллектор компрессора товарного газа, который используется для собственных нужд установки только в режимах пуска;
- Сжатый товарный газ от выходного коллектора компрессора товарного газа в трубопровод экспорта товарного газа и трубопровод топливного газа ВД к морскому комплексу;
- Топливный газ СД от входа компрессора товарного газа 2-й ступени в коллектор топливного газа СД и коллектор топливного газа НД с входного манифольда компрессоров.

#### 3.3 ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ — ВЛАДЕЛЕЦ ТЕХНОЛОГИИ И РАЗРАБОТЧИК ПРОЕКТА. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК

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



Все компрессоры товарного газа представляют собой центробежные компрессоры модели GE Thermodyn, тип RB3B, с вертикальным составным (корпусно-секционным) кожухов.

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

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

**Таблица 4.1 Варианты, используемые в предпроектном моделировании**

Номер варианта	Нефть, барр. нефти/сутки	Газ, барр. нефт. экв./сутки	Смешанный газ / Газ ВД	Лето / Зима	Номера документов KE01.A1.000.PG.R.HE / KE01.A1.000.PO.R.HE	Примечания
Расчетные варианты						
1	150 000	75 000	ВД	З/Л	0201/0202 (0252/0251)	Очередь 1 (4)
2	300 000	75 000	ВД	З/Л	0221/0222	(2)
Рабочие варианты						
3	75 000	75 000	Смешанный	З/Л	0232/0233	
4	180000	180000	Смешанный	З/Л		(7)
5	300 000	150 000	ВД	З/Л	0236/0237 (0260/0261)	Очередь 2 (4)
6	450 000	150 000	ВД	З/Л	0238/0239 (0262/0263)	Очередь 3 (4)
7	450 000	225 000	ВД	З/Л	0240/0241 (0264/0265)	(4)
Рабочие варианты в условиях ухудшения характеристик						
8	300 000	75 000	ВД	З/Л	0242/0243	(3)
Расчетный вариант для модернизации установки газа						
9	370 000	220 000	ВД	З/Л		(5)
Рабочий вариант для модернизации установки нефти						
10	450 000	220 000	ВД	З/Л		(6)

#### Примечания

1. Расчетные варианты (1-2) являются определяющими для выбора размеров большинства позиций оборудования. При необходимости типоразмеры оборудования могут быть увеличены для обеспечения соответствия расчетным вариантам 5-7. Типоразмеры оборудования для варианта 3 не определены, однако при необходимости в данном варианте должна применяться пониженная производительность, чтобы обеспечить соответствие размерам оборудования, выбранным на основании остальных вариантов. Вариант 7 является определяющим для расчета входного газожидкостного сепаратора и общих газопроводов.
2. Данный вариант основывается на первоначальном варианте P01 для этапа БП, который определяет исходные данные для проектирования принятой на настоящий момент лицензированной системы удаления кислых газов. Он был сохранен для того, чтобы

обеспечить соответствие секций установки подготовки газа ниже по потоку параметрам системы удаления кислых газов.

3. Данный вариант является обычным расчетным вариантом 300/75 с использованием самых последних данных об условиях на морском комплексе. Две ступени компримирования и температура на входе в морской сепаратор ВД 50°С. Расчетный вариант 8 не используется для определения размеров производственных объектов.
4. Производительность каждой технологической линии подготовки нефти оптимизирована до 165 тыс. барр./сутки нефти по варианту ВЗ, описанному в «Отчете об исследовании увеличения производительности по подготовке нефти на 10%», док. КЕ01-А1-000-РО-R-YD-0002-000, представленном компанией Petrofac в октябре 2004 г.
5. Данный вариант представляет собой вариант модернизации установки газа. Для данного варианта в установку подготовки газа наземного комплекса внесены модификации. Более подробно о модификации см. отчет МУГ.
6. Рабочим вариантом является вариант с производительностью 450 000 барр./сутки нефти в зимний период. Для варианта с производительностью 450 000 барр./сутки нефти в летний период потребовались модификации установки подготовки нефти. Подробные сведения о модификациях см. в отчете МУН.
7. Вариант без вовлечения ЗСГ. Весь добытый Газ отправляется на УКПНИГ

#### 4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ

Характеристики товарного газа, подаваемого в установку компримирования товарного газа в зимнее и летнее время, указаны в таблице 4.1.1 ниже.

**Таблица 4.1.1. Штатный режим: ЗСГ в работе**

<b>Установка 361 – Состав газа для установки компримирования товарного газа в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса 370 тыс. баррелей в сутки)</b>			
<b>Параметр</b>	<b>Ед.измерения</b>	<b>Летнее время</b>	<b>Зимнее время</b>
Температура, (°C)	°C	67.38	57.12
Давление, (бар)	бар	20.47	20.12
Состав			
Азот	Мольная фракция	0.01751733	0.01799308
CO <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000344	0.00000352
H <sub>2</sub> S	Мольная фракция	0.00000027	0.00000027
Метан	Мольная фракция	0.85442955	0.85878983
Этан	Мольная фракция	0.11511627	0.11391311
Пропан	Мольная фракция	0.01215767	0.00884013
i-C4*	Мольная фракция	0.00038525	0.00023941
n-C4*	Мольная фракция	0.00035524	0.00020108
i-C5*	Мольная фракция	0.00001345	0.00000544
n-C5*	Мольная фракция	0.00000633	0.00000242
C6*	Мольная фракция	0.00000033	0.00000008
Бензол	Мольная фракция	0.00000001	0.00000000
C7*	Мольная фракция	0.00000001	0.00000000
Толуол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C8*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
р-ксилол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
Е-бензин	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C9*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C10*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C11*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C12*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C13*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
C14*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
CN1*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000

CN2*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
CN3*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
М-меркаптан	Мольная фракция	0.00000424	0.00000273
Е- Меркаптан	Мольная фракция	0.00000060	0.00000027
пРмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
пВмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000
CS <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000002	0.00000001
COS	Мольная фракция	0.00000891	0.00000750
H <sub>2</sub> O	Мольная фракция	0.00000111	0.00000111

Таблица 4.1.2 В случае сбоя режима: Без ЗСГ

Установка 361 – Состав газа для установки компримирования товарного газа в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса 180 тыс. баррелей в сутки)			
Параметр	Ед.измерения	Летнее время	Зимнее время
Температура, (°C)	°C	68.08	54.17
Давление, (бар)	бар	18.08	18.20
Состав			
Азот	моль %	0.01575411	0.01583547
CO <sub>2</sub>	моль %	0.00000425	0.00000425
H <sub>2</sub> S	моль %	0.00000033	0.00000033
Метан	моль %	0.84284045	0.84717529
Этан	моль %	0.12935129	0.12988060
Пропан	моль %	0.01144031	0.00684826
i-C4*	моль %	0.00030445	0.00013282
n-C4*	моль %	0.00027662	0.00010780
i-C5*	моль %	0.00000660	0.00000177
n-C5*	моль %	0.00000523	0.00000135
C6*	моль %	0.00000025	0.00000004
Бензол	моль %	0.00000000	0.00000000
C7*	моль %	0.00000001	0.00000000
Толуол	моль %	0.00000000	0.00000000
C8*	моль %	0.00000000	0.00000000
р-ксилол	моль %	0.00000000	0.00000000
Е-бензин	моль %	0.00000000	0.00000000
C9*	моль %	0.00000000	0.00000000
C10*	моль %	0.00000000	0.00000000
C11*	моль %	0.00000000	0.00000000
C12*	моль %	0.00000000	0.00000000
C13*	моль %	0.00000000	0.00000000
C14*	моль %	0.00000000	0.00000000
CN1*	моль %	0.00000000	0.00000000
CN2*	моль %	0.00000000	0.00000000
CN3*	моль %	0.00000000	0.00000000
М-меркаптан	моль %	0.00000154	0.00000071
Е- Меркаптан	моль %	0.00000014	0.00000004
пРмеркаптан	моль %	0.00000000	0.00000000
пВмеркаптан	моль %	0.00000000	0.00000000
CS <sub>2</sub>	моль %	0.00000001	0.00000000
COS	моль %	0.00001329	0.00001015
H <sub>2</sub> O	моль %	0.00000111	0.00000111

#### 4.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Компрессор товарного газа предназначен для подъема давления газа до требуемого на границе установки давления экспортного газа и обеспечения экономической эффективности транспортировки товарного газа.

Состав газа для установки компримирования товарного газа в зимнее и летнее время до заправки СУГ и после заправки СУГ приведены в таблице 4.2.1

Таблица 4.2.1 Нормальный режим: ЗСГ в работе

Установка 361 – Состав газа для установки компримирования товарного газа в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса 370 тыс. баррелей в сутки)					
Параметр	Ед.измерения	Летнее время до заправки СУГ	Летнее время после заправки СУГ	Зимнее время до заправки СУГ	Зимнее время после заправки СУГ
Температура, (°C)	°C	52	44.65	52	43.63
Давление, (бар)	бар	76.46	76.46	76.56	76.56
Состав					
Азот	Мольная фракция	0.01751733	0.01667242	0.01799308	0.01702619
CO <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000344	0.00000327	0.00000352	0.00000333
H <sub>2</sub> S	Мольная фракция	0.00000027	0.00000025	0.00000027	0.00000025
Метан	Мольная фракция	0.85442955	0.81321834	0.85878983	0.81264098
Этан	Мольная фракция	0.11511627	0.11052330	0.11391311	0.10928943
Пропан	Мольная фракция	0.01215767	0.04428037	0.00884013	0.04484011
i-C4*	Мольная фракция	0.00038525	0.00600332	0.00023941	0.00619913
n-C4*	Мольная фракция	0.00035524	0.00920165	0.00020108	0.00990961
i-C5*	Мольная фракция	0.00001345	0.00005038	0.00000544	0.00004681
n-C5*	Мольная фракция	0.00000633	0.00001729	0.00000242	0.00001478
C6*	Мольная фракция	0.00000033	0.00000034	0.00000008	0.00000010
Бензол	Мольная фракция	0.00000001	0.00000001	0.00000000	0.00000000
C7*	Мольная фракция	0.00000001	0.00000001	0.00000000	0.00000000
Толуол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C8*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
p-ксилол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
Е-бензин	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C9*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C10*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C11*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C12*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000

C13*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C14*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN1*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN2*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN3*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
М-меркаптан	Мольная фракция	0.00000424	0.00000439	0.00000273	0.00000295
Е- Меркаптан	Мольная фракция	0.00000060	0.00000081	0.00000027	0.00000049
nРмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
nВмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CS <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000002	0.00000023	0.00000001	0.00000024
COS	Мольная фракция	0.00000891	0.00002256	0.00000750	0.00002455
H <sub>2</sub> O	Мольная фракция	0.00000111	0.00000105	0.00000111	0.00000105

Таблица 4.2.2 В случае сбоя режима: Без ЗСГ

Установка 361 – Состав газа для установки компримирования товарного газа в зимнее и летнее время (состав ниже взят из материально-тепловой баланса 180 тыс. баррелей в сутки)					
Параметр	Ед.измерения	Летнее время до закачки СУГ	Летнее время после закачки СУГ	Зимнее время до закачки СУГ	Зимнее время после закачки СУГ
Температура, (°C)	°C	52	44.81	52	43.95
Давление, (бар)	бар	76.46	76.46	76.56	76.56
Состав					
Азот	Мольная фракция	0.01575411	0.01499552	0.01583547	0.01499088
CO <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000425	0.00000405	0.00000425	0.00000403
H <sub>2</sub> S	Мольная фракция	0.00000033	0.00000032	0.00000033	0.00000032
Метан	Мольная фракция	0.84284045	0.80225600	0.84717529	0.80199112
Этан	Мольная фракция	0.12935129	0.12406726	0.12988060	0.12403603
Пропан	Мольная фракция	0.01144031	0.04309115	0.00684826	0.04339423
i-C4*	Мольная фракция	0.00030445	0.00574124	0.00013282	0.00575878
n-C4*	Мольная фракция	0.00027662	0.00975550	0.00010780	0.00974071
i-C5*	Мольная фракция	0.00000660	0.00003702	0.00000177	0.00003554

n-C5*	Мольная фракция	0.00000523	0.00002330	0.00000135	0.00002138
C6*	Мольная фракция	0.00000025	0.00000031	0.00000004	0.00000010
Бензол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000001	0.00000000	0.00000000
C7*	Мольная фракция	0.00000001	0.00000001	0.00000000	0.00000000
Толуол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C8*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
p-ксилол	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
Е-бензин	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C9*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C10*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C11*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C12*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C13*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C14*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN1*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN2*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CN3*	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
М-меркаптан	Мольная фракция	0.00000154	0.00000183	0.00000071	0.00000102
Е- Меркаптан	Мольная фракция	0.00000014	0.00000015	0.00000004	0.00000007
nРмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
nВмеркаптан	Мольная фракция	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CS <sub>2</sub>	Мольная фракция	0.00000001	0.00000009	0.00000000	0.00000009
COS	Мольная фракция	0.00001329	0.00002518	0.00001015	0.00002466
H <sub>2</sub> O	Мольная фракция	0.00000111	0.00000106	0.00000111	0.00000105

**Свойства готовой продукции газового завода (товарный газ)**

Характеристика изготавливаемой продукции Установки по подготовке газа (проектные значения)

## 1. Товарный газ

- Перед скачками сжиженного нефтяного газа
- После скачков сжиженного нефтяного газа

2. C<sub>3</sub>/C<sub>4</sub> смешанный сжиженный нефтяной газ3. C<sub>5</sub> плюс добавлен в нефтепродукт

В приведенных ниже таблицах отображены подробные технические характеристики различных продуктов газоперерабатывающих предприятий:

### СПЕЦИФИКАЦИЯ ГАЗА ПЕРЕД ПОДАЧЕЙ СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Таблица 4.2.3

Высочайшая теплотворная способность	>32.5 < 45 МДж/м <sup>3</sup> *
Индекс Воббе	>41.2 < 54.5 МДж/м <sup>3</sup> *
Точка росы по углеводородам (до подачи СУГ)	-30°C @ 48.5 бар
Точка росы товарного газа	-10°C @ давление на выходе
Водосодержание	1 чнм вес. макс.
Давление нагнетания	75 - 79 бар
Содержание H <sub>2</sub> S	< 7 мг/см <sup>3</sup>
Содержание меркаптана	< 16 мг/Нм <sup>3</sup>

\* м<sup>3</sup> измеряется при температуре 20°C и 101,325 кПа.

### СПЕЦИФИКАЦИЯ ГАЗА ПОСЛЕ ПОДАЧИ СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Таблица 4.2.4

Высочайшая теплотворная способность	45 МДж/м <sup>3</sup>
Индекс Воббе	54 МДж/м <sup>3</sup>
Точка росы по углеводородам (до подачи СУГ)	-10°C @ давление на выходе
Водосодержание	1 чнм вес. макс.
Давление нагнетания	75 бар
Содержание H <sub>2</sub> S	< 7 мг/Нм <sup>3</sup>
Содержание меркаптана	< 16 мг/Нм <sup>3</sup>

### СПЕЦИФИКАЦИЯ СМЕСИ С3/С4

Таблица 4.2.5

С5 и тяжелее	<1% по массе
Количество Серы	<30 чнм по массе (Примечание 1)

Примечание:

1. Спецификация на серу применима только после установки COS Package.

Типичный состав С5 плюс, добавляемый к нефтепродукту, полученному на основе соотношения теплоты и массы:

### С5+ Состав

Таблица 4.2.6

Параметр	Ед. Измерение	Значение
Температура	°C	72-95
Давление	бар	15.8
Состав		
n-C <sub>4</sub> *	моль %	4-46
i-C <sub>5</sub> *	моль %	22-40
n-C <sub>5</sub> *	моль %	21-38
C <sub>6</sub> *	моль %	7-19
C <sub>7</sub> *	моль %	1-6
C <sub>8</sub> *	моль %	1-2

## 5. ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ УСТАНОВОК 200, 210 И 360

### 5.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Товарный газ поступает в Установку 361 из блока компрессора турбодетандера (Установка 340) технологических линий 1 и 2 в общий входной коллектор компрессоров под давлением примерно 16-20 бар (абс.) и при температуре 59 °С. Компрессоры товарного газа оборудованы электроприводом; регулирование частоты вращения обеспечивается посредством применения муфты Voith-Voreson (вариатора). Частота вращения электроприводов регулируется сигналами давления, поступающими от регулятора распределения нагрузки входного коллектора. Значения температуры на выходе воздушного холодильника находятся под контролем; при этом скорость вращения вентиляторов регулируется для поддержания правильных заданных значений температуры.

Для технологических линий подготовки газа 1 и 2 предусмотрены четыре общие технологические линии компрессоров товарного газа (3 рабочие и 1 резервная). Производительность каждой технологической линии компримирования товарного газа составляет 75 000 барр./сутки нефт. экв. (5,2 млн ст. м<sup>3</sup>/сутки).

Управление распределением потока к отдельным технологическим линиям компримирования товарного газа осуществляется главным регулятором давления на всасывании 3610-PIC-023. Регулирование давления в общем входном коллекторе осуществляется регулятором распределения нагрузки 3610-PIC-023, от которого сигналы поступают на регуляторы частоты вращения компрессоров. В случае работы в режиме Джоуля-Томсона уставка понижается, поскольку компрессор дополнительного компримирования для подъема давления газа не предусмотрен. Данная функция модифицирована в составе САИМ 340-019. Главный регулятор давления на всасывании расположен в стойке центрального пульта управления ПУУ товарного газа. Этот главный регулятор также снабжен дублирующим главным регулятором, который расположен в стойке центрального пульта управления ПУУ товарного газа. Главный регулятор настроен на работу в дуплексной архитектуре, при которой один главный дуплексный регулятор в технологической линии 2 используется как резервный.

#### Регулирование давления на всасывании

Главный регулятор давления 3610-PIC-023 получает сигнал от входного датчика давления на всасывании 3610-PT-023 на общем входном коллекторе компрессора. При повышении давления на всасывании главный регулятор давления посылает сигнал управления через каждый отдельный регулятор распределения нагрузки 3610-PIC-103, 203, 303 и 403 на увеличение частоты вращения (1-я ступень), а при понижении давления на всасывании — на снижение частоты вращения (1-я ступень).

Компрессор оснащен противопомпажными клапанами 3610-UCV-185 на первой ступени и 3610-UCV-190 на второй ступени для защиты компрессора от выхода за нижнюю границу помпажа.

Для отбора топливного газа НД из входного коллектора путем открытия 3610-ESV-004 предусмотрена специальная линия. Регулирование потока топливного газа НД осуществляется на коллекторе (т. е. на стороне получения топливного газа НД).

Во время пуска из полностью обесточенного состояния или в отсутствие товарного газа может использоваться импортируемый газ. Для поддержания работы установки только в режиме пуска предусмотрена линия подачи газа от станции Макат. Для исключения гидратообразования предусмотрена линия подачи метанола в линию подачи газа от станции Макат.

При подаче в каждую отдельную технологическую линию газ поступает во входной охладитель компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-HC-0X3), где происходит его воздушное охлаждение до температуры 52 °С посредством регулятора выходной температуры 3610-TIC-121, управляющего регулятором частоты вращения вентиляторов, а затем поступает во входную емкость компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-VN-011) при давлении примерно 17,7 бар (абс.) и температуре 52 °С. Любые увлекаемые жидкости удаляются посредством клапана регулирования уровня 3610-LCV-101, сигналы на который поступают от 3610-LIC-101. Конденсат самотеком направляется во входной манифольд нефти.



Газ из входной емкости компрессора товарного газа 1-й ступени поступает в компрессор товарного газа 1-й ступени. Компрессор относится к центробежному типу и имеет независимый привод от отдельного электродвигателя; регулирование частоты вращения обеспечивается посредством применения муфты «Voith».

#### **Управление распределением нагрузки**

Частота вращения электродвигателя компрессора регулируется сигналами давления от входного коллектора посредством регулятора распределения нагрузки / регулятора производительности.

Отдельные регуляторы распределения нагрузки 3610-PIC-103, 203, 303 и 403 первой ступени и 3610-PIC-104, 204, 304 и 404 второй ступени сравнивают рабочие данные параллельных компрессоров и корректируют главным образом частоту вращения компрессоров, а также управляют противопомпжным клапаном (в зависимости от близости к линии помпажа).

Токовые сигналы 3610-III-150, 250, 350, 450 для 1-й ступени от соответствующих электроприводов подаются на регулятор распределения нагрузки, сигналы которого в свою очередь проходят через блок выбора, в результате чего частота вращения электродвигателя компрессора 1-й ступени снижается при большом токе и наоборот. Токовые сигналы 3610-III-161, 261, 361, 461 для 2-й ступени от соответствующих электроприводов аналогично подаются на соответствующий регулятор распределения нагрузки, выходные сигналы которого проходят через блок выбора, в результате чего частота вращения электродвигателя компрессора 2-й ступени снижается при большом токе и наоборот.

#### **Средства противопомпажного регулирования**

Управление противопомпжным рециркуляционным потоком осуществляется с помощью отдельного противопомпажного регулятора; при этом для защиты компрессора от помпажа предусмотрена схема противопомпажного регулирования.

Противопомпжный регулятор 3610-UIC-185 (1-й ступени) получает сигналы технологических параметров компрессора (расход на входе 3610-FT-185, давление на входе 3610-PT-185, температура на входе 3610-TT-185, давление на нагнетании 3610-PT-186, температура на нагнетании 3610-TT-186), а также обменивается данными с главным регулятором и регулятором распределения нагрузки относящейся к нему технологической линии. Выходные сигналы противопомпажного регулятора управляют противопомпжным клапаном 3610-UCV-185, открывая его при приближении к линии помпажа и закрывая при отдалении от нее.

Противопомпжный регулятор 3610-UIC-190 (2-й ступени) получает сигналы технологических параметров компрессора (расход на входе 3610-FT-190, давление на входе 3610-PT-190, температура на входе 3610-TT-190, давление на нагнетании 3610-PT-191, температура на нагнетании 3610-TT-191), а также обменивается данными с главным регулятором и регулятором распределения нагрузки относящейся к нему технологической линии. Выходные сигналы противопомпажного регулятора управляют противопомпжным клапаном 3610-UCV-190, открывая его при приближении к линии помпажа и закрывая при отдалении от нее.

При нормальной эксплуатации газ с нагнетания компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-KC-011) поступает при высокой температуре (прибл. 118 °C) в вторичный охладитель компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-NC-011), где происходит его воздушное охлаждение до температуры 52 °C посредством регулятора температуры 3610-TIC-109, управляющего частотой вращения вентилятора, а затем подается во входную емкость компрессора товарного газа 2-й ступени (A1-361-VN-012) при давлении 37 бар (абс.).

Жидкость, увлеченная из A1-361-VN-012, удаляется посредством регулятора уровня с раздельными диапазонами 3610-LIC-105, который подает сигналы на 3610-LCV-105. Конденсат направляется самотеком во входной коллектор нефти; этот поток в конечном итоге поступает во входной коллектор нефти перед входным теплообменником нефти 200-NA-101.

Топливный газ СД отбирается из входной линии входной емкости по мере необходимости. Топливный газ СД от других технологических линий компримирования поступает в коллектор топливного газа СД с целью подпитки. На коллекторе топливного газа СД предусмотрен главный промежуточный регулятор давления 3610-PIC-006. В нормальном режиме промежуточный

регулятор давления 3610-PIС-006 регулирует частоту вращения 2-й ступени для поддержания одинакового соотношения средних значений давления компрессоров 1-й и 2-й ступеней. При падении давления в коллекторе топливного газа СД ниже заданного значения регулятор 3610-PIС-006 снижает частоту вращения компрессора второй ступени.

Газ из А1-361-VN-012 направляется далее в компрессор товарного газа 2-й ступени А1-361-KC-012, который поднимает давление до давления подачи в трубопровод товарного газа (не более 75 бар (абс.)).

При нормальной эксплуатации газ с нагнетания (при температуре около 120 °С) направляется во вторичный охладитель (А1-361-НС-012) компрессора товарного газа 2-й ступени, в котором происходит его воздушное охлаждение до температуры 52 °С с помощью регулятора температуры 3610-TIC-118) за счет изменения частоты вращения вентилятора. Контур ограничения давления на нагнетании включен в главный регулятор давления 3610-PIС-023. Параметры технологического процесса передаются в регулятор от датчика давления на нагнетании 3610-PT-031. Выходной сигнал этого регулятора проходит через блок выбора главного регулятора давления, блокируя регулирование давления на всасывании.

Газ из А1-361-НС-012 направляется наф выходной коллектор компрессора товарного газа, где также происходит сбор газа с других технологических линий. Объединенный поток товарного газа с выходного коллектора направляется в экспортный трубопровод товарного газа через расходомер товарного газа с регулированием давления. Регулятор давления 3610-PCV-020А/В поддерживает обратное давление компрессора и расположен по потоку после расходомера товарного газа. Для измерения объема газа, направляемого на экспортные сооружения, предусмотрен сумматор расхода. Расход рассчитывается для  $(3610-FI-105)+(3610-FI-205)+(3610-FI-305)+(3610-FI-405)-(3610-FI-007)$  (отбор топливного газа ВД).

Предусмотрен отбор товарного газа в качестве топлива с трех точек: по потоку перед первой ступенью (с входного коллектора компрессора) для использования при низком давлении, между двумя ступенями (по потоку перед входной емкостью второй ступени) для использования при среднем давлении и с выхода второй ступени (с выходного коллектора компрессора) для использования потребителями при высоком давлении. Топливный газ для использования на морском комплексе отбирается с выходного коллектора.

Топливный газ для морского комплекса должен быть высококачественным, поэтому его требуется отбирать перед добавлением СУГ или последующим добавлением пропана или бутана в товарный газ путем смешивания / испарения. Таким образом, вначале СУГ, а затем отдельно пропан и бутан нагнетаются по потоку после точки отбора топливного газа для морского комплекса. Благодаря этому избыток СУГ, не подлежащий реализации или использованию в полном объеме в качестве топлива для котлов, может нагнетаться обратно в поток товарного газа с учетом ограничений, предусмотренных техническими условиями на товарный газ. Допустимое количество СУГ в товарном газе корректируется в соответствии с техническими требованиями к точке росы углеводородов товарного газа. Расход СУГ регулируется посредством 3610-FIC-002, управляющего 3610-FCV-002.

Товарный газ из установки подготовки газа должен соответствовать техническим требованиям к содержанию сероводорода, меркаптанов и воды, точке росы углеводородов, теплоте сгорания и числу Воббе. Расход измеряется с помощью ультразвукового расходомера (3610-FT-023).

См. ссыл. [Е.63,64], где приводится причинно-следственная диаграмма для компрессоров товарного газа, а также ссыл. [Е.1-46] где содержатся СКИП.

## 6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Установка компримирования товарного газа (Установка 361) входит в состав установки подготовки газа и обеспечивает компримирование обессеренного очищенного газа из Установки 320 для экспорта.

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

Основной целью данных руководящих указаний является поддержание безопасного режима эксплуатации установки согласно ее расчетным параметрам. Сводные рабочие параметры для нормального режима эксплуатации Установки 361 приведены в таблице 6.4.1 ниже.

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

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

### 6.1 ОБЩИЕ ТЕКУЩИЕ ПРОВЕРКИ:

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

- Убедиться в отсутствии утечек газа и нефти из трубопроводной арматуры, насосов и КИПИА. Для выявления небольших утечек необходимо использовать портативные газовые детекторы.
- Проверить правильное положение предохранительных клапанов на аппаратах. Входы и выходы требуемых предохранительных клапанов (как минимум, одного из предохранительных клапанов в конфигурации 2х100%) должны быть открыты и снабжены блокировками.
- Убедиться в том, что клапаны на обводных линиях всех регулирующих клапанов находятся в закрытом положении и не пропускают рабочую среду.
- Необходимо регулярно проводить проверки того, что дренажные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, входных каплеотбойных сепараторов компрессоров, насосов и т. п. находятся в закрытом положении (являются нормально закрытыми согласно СТИП) и что из данных клапанов нет утечек.
- Показания приборов измерения давления и температуры, установленных на оборудовании, не превышают установленные нормальные рабочие значения.

Нормальный рабочий диапазон показаний КИПиА на оборудовании указан в соответствующих разделах.

- Убедиться в том, что все важные КИПиА подключены и не находятся в режиме обхода.
- Произвести общий осмотр трубопроводов, трубопроводной арматуры, КИПиА и оборудования и доложить обо всех отклонениях.
- Проверить положение трубопроводной арматуры с ручным управлением и убедиться в том, что она находится в правильном положении.
- Необходимо периодически проверять, заперты ли соответствующие клапаны в открытом или закрытом положении, и вести журнал клапанов, запертых в открытом/закрытом положении.
- Убедиться в том, что потребление средств инженерного обеспечения и хим.реагентов не превышает установленного диапазона. Посредством текущих проверок и регулировок можно оптимизировать потребление хим. реагентов. Проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно у фланцев и присоединений.
- В отношении любых утечек должны быть приняты меры по устранению для поддержания чистоты и безопасности.
- Газовые линии должны проверяться на отсутствие утечек с помощью мыльного раствора.
- Убедиться в том, что сальниковые уплотнения ручной трубопроводной арматуры имеют достаточную плотность для недопущения утечек, но при этом обеспечивают их свободное открытие/закрытие.
- По мере возможности ручная трубопроводная арматура должна периодически открываться/закрываться для предотвращения прихвата.
- Нормально открытые клапаны должны быть открыты на одну четверть оборота от полностью открытого положения.
- Вспомогательное оборудование должно проходить проверки и обслуживание в соответствии с действующими инструкциями.
- Манометры должны проходить проверку исправности и, при необходимости, повторную калибровку.

## 6.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТАНОВКИ

Основное назначение Установки 361 заключается в компримировании очищенного углеводородного газа из Установки 320 до давления экспортируемого товарного газа и подаче этого газа в экспортный трубопровод.

### 6.2.1 Общие сведения

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

Степень коррозии обуславливает длительность практичной и безопасной эксплуатации установки. Измерение скорости образования коррозии и действия по устранению высокорродированных участков позволяют эксплуатировать установку с наименьшими затратами при одновременном снижении эксплуатационных затрат в течение всего срока эксплуатации.

В систему можно добавить ингибитор коррозии в случае, когда углеродистая сталь имеет недостаточный запас на коррозию для снижения предполагаемого воздействия коррозии. В таких случаях обязательно проводить контроль коррозии для подтверждения достаточности защиты системы. Контроль коррозии также применяется там, где не применяется ингибитор коррозии, но применяется там, где необходимо проверять механизм коррозии с целью проверки того, что скорость предполагаемой коррозии соответствует фактическим данным.

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

Выбор точек контроля имеет огромное значение, поскольку рассматриваемые факторы коррозии зачастую относятся к геометрии системы и компонентам. Поэтому выбор точек

основывается на доскональном знании условий технологических процессов, материалов изготовления, структуры потока, скорости, внешних факторов, архивных данных и записей.

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

#### 6.2.2 Точки контроля коррозии

На Установке 361 точки контроля коррозии отсутствуют.

#### 6.3 НОРМАЛЬНЫЕ РАБОЧИЕ УСЛОВИЯ КОМПРЕССОРА

Давление на всасывании А1-361-КС-011	прибл. 13-21 бар (изб.)
Температура на всасывании А1-361-КС-011	10–42 °С
Давление на нагнетании А1-361-КС-011	28–41 бар (изб.)
Температура на нагнетании А1-361-КС-011 (процессе)	50–130 °С (колебания в технологическом процессе)
Политропный КПД	прибл. 79 %
Давление на всасывании А1-361-КС-012	прибл. 29–39 бар (изб.)
Температура на всасывании А1-361-КС-012	50–55 °С
Давление на нагнетании А1-361-КС-012	70-84 бар (изб.)
Температура на нагнетании А1-361-КС-012 (процессе)	90–130 °С (колебания в технологическом процессе)
Политропный КПД	прибл. 78 %

6.4 НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Таблица 6.4.1 Нормы технологического режима установки 361

Наименование технологических стадий, оборудования, значений технологических условий установки	Маркировочный номер КИПиА на СТПИП	Единица измерения	Требуемая точность КИПиА	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечания
Установка 361 — установка компримирования товарного газа					
Входной коллектор компрессора товарного газа. Технологические линии 1, 2, 3 и 4					
Диф. давление на 3610-ESV-114	A1-3610-PDT-191	бар	± 1 %	не более 5	Индикатор диф. давления
Диф. давление на 3610-ESV-214	A1-3610-PDT-291	бар	± 1 %	не более 5	Индикатор диф. давления
Диф. давление на 3610-ESV-314	A1-3610-PDT-391	бар	± 1 %	не более 5	Индикатор диф. давления
Диф. давление на 3610-ESV-414	A1-3610-PDT-491	бар	± 1 %	не более 5	Индикатор диф. давления
Давление топливного газа (Макат)	A1-3610-PT-045	бар (изб.)	± 1 %	13-21	Указание давления
Температура топливного газа (Макат)	A1-3610-TIC-001	°C	± 1 °C	10-42	Регулирование температуры
Расход топливного газа (Макат)	A1-3610-FIC-026	ст. м3/ч	±4 %	не более 33167	Регулирование расхода
Компрессор товарного газа 1-й ступени A1-361-KC-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4					
Давление на нагнетании компрессора товарного газа 1-й ступени	A1-3610-PT-x09	бар (изб.)	± 1 %	28-41	Указание давления

Температура азота	A1-3610-TT-x80	°C	± 1 °C	не менее 20	Указание температуры
Температура на нагнетании компрессора товарного газа 1-й ступени	A1-3610-TT-x06	°C	± 1 °C	50–130	Указание температуры
<b>Концевой холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени A1-361-HC-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Темп. товарного газа по потоку после концевого холодильника	A1-3610-TT-x09	°C	± 1 °C	42-60	Указание температуры
Температура в отсеке №1 концевого холодильника	A1-3610-TT-x24	°C	± 1 °C	20-45	Указание температуры
Температура в отсеке №2 концевого холодильника	A1-3610-TT-x25	°C	± 1 °C	20-45	Указание температуры
<b>Компрессор товарного газа 2-й ступени A1-361-KC-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Давление на нагнетании компрессора товарного газа 2-й ступени	A1-3610-PT-x23	бар (изб.)	± 1 %	70–84	Указание давления
Температура на нагнетании компрессора товарного газа 2-й ступени	A1-3610-TT-x15	°C	± 1 °C	90–130	Указание температуры
<b>Концевой холодильник компрессора товарного газа 2-й ступени A1-361-HC-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Температура товарного газа по потоку после концевого холодильника	A1-3610-TT-x18	°C	± 1 °C	42–57	Указание температуры

Температура в отсеке №1 концевых холодильника	A1-3610-TT-x26	°C	± 1 °C	20–45	Указание температуры
Температура в отсеке №2 концевых холодильника	A1-3610-TT-x27	°C	± 1 °C	20–45	Указание температуры
<b>Экспорт товарного газа. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Давление товарного газа	A1-3610-PT-020	бар (изб.)	± 1 %	73.6-79	Указание давления
Давление товарного газа	A1-3610-PT-030	бар (изб.)	± 1 %	не менее 71	Указание давления
Расход товарного газа (в обходной линии)	A1-3610-FT-023	ст. м3/ч	±4 %	не более 590	Указание расхода
Давление товарного газа во вспомогательном коллекторе факельного газа	A1-3610-PIC-052	бар (изб.)	± 1 %	7.5-36	Регулирование давления
Содержание сероводорода в товарном газе	A1-3610-AI-001A	мг/Нм <sup>3</sup>	± 2 %	не более 4.5	Указание содержание сероводорода в товарном газе
Содержание RSH в товарном газе	A1-3610-AI-001B	мг/Нм <sup>3</sup>	± 2 %	не более 16	Указание содержание RSH в товарном газе
Содержание C3 в товарном газе	A1-3610-AI-001E	% мол.	± 2 %	не более 8	Указание содержания C3 в товарном газе
Содержание C4 в товарном газе	A1-3610-AI-001F	% мол.	± 2 %	не более 2	Указание содержания C4 в товарном газе
<b>Входной холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени A1-361-HC-013/023/033/043. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Температура товарного газа по потоку после входного холодильника	A1-3610-TT-x21	°C	± 1 °C	40–55	Указание температуры



Температура в отсеке входного холодильника	A1-3610-TT-x28	°C	± 1 °C	20–45	Указание температуры
<b>Выходной коллектор компрессора товарного газа. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Расход топливного газа ВД на морской комплекс	A1-3610-FIC-007	ст. м3/ч	±4 %	90-115000	Регулирование расхода
Расход товарного газа из технологической линии 1	A1-3610-FT-105	ст. м3/ч	±4 %	не более 215000	Указание расхода
Расход товарного газа из технологической линии 2	A1-3610-FT-205	ст. м3/ч	±4 %	не более 215000	Указание расхода
Расход товарного газа из технологической линии 3	A1-3610-FT-305	ст. м3/ч	±4 %	не более 215000	Указание расхода
Расход товарного газа из технологической линии 4	A1-3610-FT-405	ст. м3/ч	±4 %	не более 215000	Указание расхода
Давление топливного газа ВД на морской комплекс	A1-3610-PIC-005	бар (изб.)	± 1 %	45-72	Регулирование давления
Диф. давление на 3610-ESC-109	A1-3610-PDT-185	бар	± 1 %	не более 5	Указание диф. давления
Диф. давление на 3610-ESC-209	A1-3610-PDT-285	бар	± 1 %	не более 5	Указание диф. давления
Диф. давление на 3610-ESC-309	A1-3610-PDT-385	бар	± 1 %	не более 5	Указание диф. давления
Диф. давление на 3610-ESC-409	A1-3610-PDT-485	бар	± 1 %	не более 5	Указание диф. давления
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 1-й ступени A1-361-VN-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					
Уровень жидких углеводородов	A1-3610-LIC-x01	%	± 2 %	45–74	Регулирование уровня
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 2-й ступени A1-361-VN-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>					

Уровень жидких углеводородов	A1-3610-LIC-105	%	± 2 %	39–77	Регулирование уровня
Диф. давление на 3610-ESV-113	A1-3610-PDT-190	бар	± 1 %	не более 5	Указание диф. давления

## 7. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

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

Эти системы установлены в здании центральной диспетчерской (ЗЦД) и блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи. Блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи находится рядом с установкой подготовки газа; в нем установлены все стойки с оборудованием ИСУиАЗ, панели управления вращающимся оборудованием и регуляторы.

Магистральные кабели передачи данных проложены от ЗЦД к блок-боксам для КИПиА и средств спутниковой связи и соединяют эти системы между собой, образуя ИСУиАЗ. Эта система основана на применении резервной сети систем АО/ПиГ и резервной сети PCY. В ЦД, работающей с постоянным присутствием персонала, имеются все необходимые эксплуатационные пульта управления, позволяющие осуществлять безопасный пуск, мониторинг, управление и останов установки в полном объеме. Каждый блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи рассчитан на работу без постоянного присутствия персонала.

В целях управления установкой, мониторинга систем безопасности и управления блоками внедрен принцип единого окна. Этот принцип реализуется системой PCY посредством соответствующих интерфейсов с другими системами или прямой интеграции со средствами одноранговой сети передачи данных.

Комплектные системы управления технологическими блоками установки подготовки газа, расположенные на наземном комплексе, не оборудованы местными панелями управления, но интегрированы в PCY. В ЦД находится оборудование управления СВ и ГС/ОО, телефоны и радиостанции. Кроме того, в ЦД размещены операторские пульта, клавиатуры и другие устройства ввода УВО PCY. Предусмотрен специальный пульт общих служб, оборудованный соединенными кабелем нажимными кнопками для активации дренажной системы/системы продувки и ручного управления системой АО.

В ЦД в здании центральной диспетчерской находится матрица визуального отображения системы ПиГ. Инженерные рабочие станции для систем PCY, АО и ПиГ расположены в отдельном офисе для инженерно-технических работников. Все кабели PCY, АО и ПиГ между блок-боксом для КИПиА и средств спутниковой связи №2 и полевым оборудованием проложены к распределительным шкафам, находящимся в помещениях оборудования блок-боксов для КИПиА и средств спутниковой связи Очереди 1 и Очереди 2.

Система сигнализации оповещает эксплуатационный персонал об отклонениях от нормальных рабочих параметров. Система АО служит в качестве средства защиты при чрезвычайных ситуациях и отключает технологическое оборудование при возникновении риска чрезвычайной ситуации, в том числе при автоматических отключениях, сбоях, отказах и аномальной работе технологического оборудования, неисправностях оборудования и систем управления, сбоях в подаче сырья и энергоносителей (воды, воздуха, топливного газа, пара и электроэнергии), превышении (снижении) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода, степени очистки), утечках, срабатывании пожарной и газовой сигнализации, ограниченном приеме продукции транспортной компанией. Сброс давления технологических сред систем на факелы и (или) перенаправление входных потоков систем на факелы предусматриваются как часть процедуры АО.

Дополнительные сведения см. в описаниях принципов управления [ссыл. Е.70, 71]. В листах технических данных с описанием принципов управления приводятся подробные стратегии проектирования различных контуров управления непрерывного действия для установки подготовки газа.

В целях модернизации и (или) внесения изменений в РСУ, АО, КИПиА и средства учета выпущены различные документы, касающиеся средств управления, автоматизации, КИПиА и учета (САИМ). Ниже приводятся примеры рассматриваемых проблем:

- изменение приоритетов сигнализаций в компрессорах товарного газа;
- ручная продувка компрессора товарного газа, приводящая к останову со сбросом давления. Ранее прямое инициирование не выполнялось;
- коррекция компенсации давления и температуры в приборе учета распределения газообразных углеводородов;
- различные корректировки в средствах графического отображения РСУ;
- изменения в последовательности подъема давления в уплотнениях для защиты уплотнений.

## 7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

Меры контроля технологического процесса включают ведомость отбора проб лабораторией, относящуюся к существующим точкам отбора проб и поточным анализаторам. Ведомость отбора проб для аналитического контроля разработана в целях надлежащего мониторинга технологического процесса Установки 361. Это позволяет эксплуатационному персоналу поддерживать расчетный режим работы установки. Помимо планового может производиться внеплановый отбор проб из существующих точек отбора проб по запросам в связи с технологическими изменениями, изменениями расхода, температуры, давления, состава или вследствие перезапуска установки.

Поточные анализаторы являются важным оборудованием Установки 361 и предназначены для мониторинга работы технологического процесса компримирования товарного газа и проверки качества товарного газа.

Конечной целью подготовки углеводородного сырья является получение потоков углеводородного продукта, которые соответствуют всем техническим требованиям конечных пользователей. Чтобы достичь этой цели, необходимо определить характеристики важных физических и химических свойств различных потоков установки с применением особых лабораторных процедур аналитического контроля. Таким образом, успешная работа Установки 361 в значительной степени зависит от надлежащего выполнения аналитических процедур контроля качества.

План аналитического контроля лаборатории и перечень поточных анализаторов Установки 361 приводятся в таблицах ниже.

Таблица 7.1.1. Ведомость аналитического контроля лаборатории Установки 361

№ п/п	Название стадий процесса, анализируемой продукции	Точка отбора проб (установка КИПиА)	Анализируемые параметры, ед. изм.	Метод анализа	Норма / предполагаемое значение	Периодичность отбора проб
1	Система экспорта товарного газа	А1-3610-S-001	Состав УВ, мол. %	STN-00-Z73-O-SM-0034	Различные	Еженедельно
			Кислород мол. %	STN-00-Z73-O-SM-0034	<=0.02	
			H <sub>2</sub> S мг/ст. м <sup>3</sup>	СТ РК ASTM D5504-2015	<=7	
			Общее содержание меркаптанов мг/ст. м <sup>3</sup>	СТ РК ASTM D5504-2015	<=16	
2	Вход компрессора товарного газа	А1-3610-S-002	Высшая теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2021	>= 32.5	Еженедельно
			Показатель Уобба, МДж/м <sup>3</sup>	ГОСТ 31369-2021	н/д	
			Точка росы УВ, °C	СТ РК ГОСТ Р 53762	<= 0	По запросу
			Точка росы воды, °C	СТ РК ГОСТ Р 53763	<= -5	
			Состав УВ, мол. %	STN-00-Z73-O-SM-0034	Различные	Еженедельно

			H <sub>2</sub> S мг/ст. м <sup>3</sup>	СТ РК ASTM D5504-2015	<= 7
			Общее содержание меркаптанов мг/ст. м <sup>3</sup>	СТ РК ASTM D5504-2015	<=16

Таблица 7.1.2. Поточные анализаторы Установки 361

№	Марк. номер Технологический поток	Анализируемые параметры, Ед. изм.	Диапазон предполагаемых значений	Метод анализа / принцип измерения	Периодичность	Система контроля
1	3610-АТ-001 Система экспорта товарного газа	С <sub>1</sub> – С <sub>4</sub> , мол. %	Различные	Газовая хроматография FPD/TCD	Поточный	PCY
2	3610-АТ-001 Система экспорта товарного газа	Общее содержание меркаптанов, ч/млн об.	Не более 15	Газовая хроматография FPD/TCD	Поточный	PCY
3	3610-АТ-001 Система экспорта товарного газа	H <sub>2</sub> S, ч/млн об.	Не более 5	Газовая хроматография FPD/TCD	Поточный	PCY
4	3610-АТ-002 Топливный газ ВД на морской комплекс	Содержание влаги, ч/млн об.	Не более 3	Кварцевые микровесы	Поточный	PCY
5	3610-АТ-002 Топливный газ ВД на морской комплекс	Точка росы УВ, °C	Не более –30	Кварцевые микровесы	Поточный	PCY

## 7.1 СИГНАЛИЗАЦИЯ И БЛОКИРОВКА

Согласно общепринятой практике все сигналы тревоги, вызывающие отключение системой АО, предусматриваются с предварительной сигнализацией в РСУ. Для подачи сигналов тревоги, которые приводят к отключению, предусматриваются специальные КИПиА. На основании результатов анализа УЦС (Уровень целостности системы) производится разработка и настройка функции защиты КИП (IPF), чтобы обеспечить отключение по требованиям безопасности.

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

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

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

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

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

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

## 7.2 УПРАВЛЕНИЕ СИГНАЛИЗАЦИЕЙ

Генерируемые сигналы тревоги направляются на рабочие станции, принтеры и серверы архивных данных СУИРВ. Кроме избранных рабочих станций операторов РСУ все сигналы тревоги направляются в регистраторы сигналов тревоги IMAC и на серверы архивных данных системы управления информацией в режиме реального времени (СУИРВ).

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

### 7.2.1 Приоритеты

В пультах операторов используются три уровня приоритетов сигнализации. На всем производственном участке действуют единообразные уровни для обеспечения максимальной эргономичности и понимания сигналов операторами. Упомянутые три уровня приоритетов сигнализации имеют следующие названия: критический (например, подтвержденный пожар, высокий уровень во входном газожидкостном сепараторе), стандартный (например, обнаружение газа, высокая температура в технологическом сосуде) и рабочий (например, несоответствие положения технологических задвижек). Эффективное определение типов сигнализации дает оператору пульта управления время на проведение корректирующих мероприятий и исключает дублирование сигналов.

Предупреждения, относящиеся к техобслуживанию, предназначены для станции (станций) техобслуживания и связаны с состоянием и работой оборудования и КИПиА ИСУиАЗ в целях обнаружения и устранения неисправностей и проведения планово-предупредительного техобслуживания. Журналы используются для регистрации режимов работы, которые недостаточно значимы для использования сигнализации (например, пуск вентилятора) или не имеют назначенного времени срабатывания (например, отключение насоса).

Приоритеты сигнализаций определены с учетом сочетания серьезности последствий и максимального времени реагирования (МВР). С точки зрения серьезности последствий учитываются четыре категории (люди, окружающая среда, активы, репутация). МВР определяется в зависимости от типа сигнала (например, сигнал обнаружения пожара и газа или сигнал технологического процесса); при этом МВР оценивается с учетом срочности и применяется более гибко.

В рамках программы постоянной рационализации сигнализаций также выполнен пересмотр приоритетов сигнализаций для некоторых участков.

Степень важности	Название сигнала тревоги или события	Альтернативное название	Назначение
Приоритет 1	КРИТИЧ.	ВЫСОК.	Пульт ОПУ*
Приоритет 2	СТАНД.	СРЕДН.	Пульт ОПУ*
Приоритет 3	РАБОЧ.	НИЗК.	Пульт ОПУ*
Приоритет 4	ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ, ТЕХОБСЛУЖИВАНИЕ	ТЕХОБСЛ.	Пульт техобслуживания*
Приоритет 5	ЖУРНАЛ	ЖУРНАЛ УЧЕТА	Только сервер архивных данных сигнализаций и событий (УЦА)
*Регистрация также ведется на сервере архивных данных УЦА.			

#### 7.2.2 Подтверждение сигналов тревоги

Сигналы тревоги подтверждаются на странице сигнализации РСУ, которая вызывается программной кнопкой на ЧМИ FoxView РСУ и с помощью ЧМИ FoxView вызовом оверлеев с мнемосхем. Подтверждение всех сигналов тревоги зависит от уровней защиты доступа.

Звуковые сигналы тревоги глушатся нажатием кнопки на извещателе или выбором программной кнопки на ЧМИ FoxView РСУ. Звуковые сигналы тревоги глушатся и могут выключаться на рабочей станции группами.

#### 7.2.3 Подавление

Сигналы тревоги отдельных КИПиА могут подавляться при помощи ЧМИ РСУ. Сигналы тревоги также могут блокироваться, воспроизводиться повторно по истечении заданного времени и т. д. Эта функция полезна для подавления ложных срабатываний сигнализации, вызванных пульсациями.

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

#### 7.2.4 Повторение сигналов тревоги

Сигналы тревоги, генерируемые блоками управления, повторяются по истечении времени, заданного таймером повторного воспроизведения, если сигнализация все еще активна (независимо от подтверждения). Сигналы тревоги обозначаются как неподтвержденные.



Повторение сигналов тревоги может быть включено или выключено для блока управления в целом. Для всех сигналов тревоги в блоке управления задается один и тот же интервал времени.

#### **7.2.5 Сигналы тревоги АО и ПиГ, поступившие первыми**

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

В РСУ не предусмотрены средства конфигурирования сигналов тревоги, поступивших первыми, независимо от входных сигналов АО.

#### **7.2.6 Переход АО на ручное управление**

В РСУ предусмотрена возможность перехода АО на ручное управление по последовательному каналу, соединяющему РСУ с системой АО. Ручное управление в системе АО должно включаться для разрешения запросов РСУ. Предусмотрена передача данных о фактическом состоянии ручного управления по каналу обратной связи для подачи сигнала тревоги, если фактическое состояние ручного управления отличается от ее требуемого состояния.

7.2.7 Перечень сигнализаций и блокировок

Таблица 7.2.7.1. Перечень сигнализаций и блокировок

Маркировочный номер	Наименование параметра	Ед. изм.	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Сигнализация		Блокировка		Действия, выполняемые при активации
				L (мин)	H (макс)	L (мин)	H (макс)	LL (мин)	HH (макс)	
Входной коллектор компрессора товарного газа										
A1-3610-PT-046	Датчик давления	бар (изб.)	-						23,5	Отключение по критически высокому значению, закрывает клапан ESV-028 топливный газ на входной манифольд компрессора
A1-3610-PDT-191	Датчик дифференциального давления	бар	-		5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-291	Датчик дифференциального давления	бар	-		5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-391	Датчик дифференциального давления	бар	-		5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-491	Датчик дифференциального давления	бар	-		5		5			Сигнализация по высокому значению

A1-3610-PT-045	Датчик давления	бар (изб.)	0–35			13	21	13	21	Отключение по критически низкому значению
<b>Входной холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени A1-361-NC-013/023/033/043. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>										
A1-3610-TT-x21	Датчик температуры	°C	155/-36	40	55	40	55			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-TT-x28	Датчик температуры	°C		20	45	20	45			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 1-й ступени A1-361-VN-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>										
A1-3610-LT-x01	Датчик уровня	%		45	74	45	74			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-LT-x03	Датчик уровня	%	0–100						51	Отключение по критически высокому значению
A1-3610-LT-x04	Датчик уровня	%	0–100					42		Отключение по критически низкому значению

Компрессор товарного газа 1-й ступени А1-361-КС-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4										
А1-3610-РТ-х06	Датчик давления	бар (изб.)	43					10		Отключение по критически низкому значению
А1-3610-РТ-х08	Датчик давления	бар (изб.)							42	Отключение по критически высокому значению
А1-3610-РТ-х09	Датчик давления	бар (изб.)		28	41	28	41			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
А1-3610-ТТ-080	Датчик температуры	°С		20		20				Сигнализация по низкому значению
А1-3610-ТТ-х04	Датчик температуры	°С	175						146	Отключение по критически высокому значению
А1-3610-ТТ-х06	А1-3610-ТТ-х06	°С		50	130	50	130			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
Концевой холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени А1-361-НС-011/021/031/041. Технологические линии 1, 2, 3 и 4										

A1-3610-TT-x09	Датчик температуры	°C	175/-36	30	60	30	60			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-TT-x24	Датчик температуры	°C		20	45	20	45			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-TT-x25	Датчик температуры	°C		20	45	20	45			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 2-й ступени A1-361-VN-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4</b>										
A1-3610-LT-x05	Датчик уровня	%		39	77	39	77			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-LT-x07	Датчик уровня	%			51				51	Отключение по критически высокому значению

A1-3610-LT-x08	Датчик уровня	%		42				42		Отключение по критически низкому значению
A1-3610-PDT-x90	Датчик дифференциального давления	бар		0	5		5			Сигнализация по высокому значению
Компрессор товарного газа 2-й ступени А1-361-КС-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4										
A1-3610-PT-x15	Датчик давления	бар (изб.)						20		Отключение по критически низкому значению
A1-3610-PT-x22	Датчик давления	бар (изб.)	88						86	Отключение по критически высокому значению
A1-3610-PT-x23	Датчик давления	бар (изб.)		70	84	70	84			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-TT-x13	Датчик температуры	°C	175						137	Отключение по критически высокому значению
A1-3610-TT-x15	Датчик температуры	°C		90	130	90	130			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению

Концевой холодильник компрессора товарного газа 2-й ступени A1-361-НС-012/022/032/042. Технологические линии 1, 2, 3 и 4										
A1-3610-ТТ-х18	Датчик температуры	°C	175/-36	42	57	42	57			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-ТТ-х26	Датчик температуры	°C		20	45	20	45			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-ТТ-х27	Датчик температуры	°C		20	45	20	45			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
Выходной коллектор компрессора товарного газа										
A1-3610-FT-007	Датчик расхода	ст. м³/ч		90	115000	90	115000			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению (ЭУИ 18175)
A1-3610-FT-105	Датчик расхода	ст. м³/ч			215000		215000			Сигнализация по высокому значению(ЭУИ 16896)

A1-3610-FT-205	Датчик расхода	ст. м <sup>3</sup> /ч			215000		215000			Сигнализация по высокому значению(ЭУИ 16896)
A1-3610-FT-305	Датчик расхода	ст. м <sup>3</sup> /ч			215000		215000			Сигнализация по высокому значению(ЭУИ 16896)
A1-3610-FT-405	Датчик расхода	ст. м <sup>3</sup> /ч			215000		215000			Сигнализация по высокому значению(ЭУИ 16896)
A1-3610-PT-005	Датчик давления	бар (изб.)		45	72	45	72			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению(ЭУИ 19335)
A1-3610-PDT-185	Датчик дифференциального давления	бар			5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-285	Датчик дифференциального давления	бар			5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-385	Датчик дифференциального давления	бар			5		5			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-PDT-485	Датчик дифференциального давления	бар			5		5			Сигнализация по высокому значению



A1-3610-AI-002	Анализатор компонентного состава	ч/млн об.							3	Блокировка по критически высокому значению, Close ESV-003 HP FG for Offshore Reinjection ESV-007 Sales Gas to Export
A1-3610-AI-003	Анализатор точки росы по углеводородам	°C							-27	Блокировка по критически высокому значению, Close ESV-003 HP FG for Offshore Reinjection ESV-007 Sales Gas to Export
Система экспорта товарного газа										
A1-3610-PT-020	Датчик давления	бар (изб.)		73.6	79	73.6	79			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению

A1-3610-PT-022A	Датчик давления	бар (изб.)	78						78	Мажоритарная логика «2 из 3», отключение по критически высокому значению
A1-3610-PT-022B	Датчик давления	бар (изб.)	78						78	Мажоритарная логика «2 из 3», отключение по критически высокому значению
A1-3610-PT-022C	Датчик давления	бар (изб.)	78						78	Мажоритарная логика «2 из 3», отключение по критически высокому значению
A1-3610-PT-030	Датчик давления	бар (изб.)				71				Сигнализация по низкому значению
A1-3610-FT-023	Датчик расхода	ст. м³/ч						590		Блокировка по критически высокому значению 3610-01 Intertrip to FGAS logic to initiate Back flow sequence

A1-3610-PT-052	Датчик давления	бар (изб.)		7.5	36	7.5	36			Сигнализация по низкому значению/ сигнализация по высокому значению
A1-3610-AI-001A	Анализатор компонента (H2S)	мг/Нм <sup>3</sup>			4.5		4.5			Сигнализация по высокому значению (ЭУИ 23474)
A1-3610-AI-001B	Анализатор компонента (RSH)	мг/Нм <sup>3</sup>			16		16			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-AI-001E	Анализатор компонентного состава	% мол.			8		8			Сигнализация по высокому значению(ЭУИ 18175)
A1-3610-AI-001F	Анализатор компонентного состава	% мол.			2		2			Сигнализация по высокому значению
A1-3610-EPT-002	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению
A1-3610-EPT-006	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению
A1-3610-EPT-106	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению
A1-3610-EPT-110	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению

A1-3610-EPT-206	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению
A1-3610-EPT-210	Датчик давления	бар (изб.)		4.5		4.5				Сигнализация по низкому значению
Коллектор газа идущего от станции Макат										
A1-3610-FT-026	Датчик расхода	ст. м³/ч			33167		33167			Сигнализация по высокому значению (МТ УИУ)  Сигнализация по низкому значению удалено (ЭУИ 16896)
A1-3610-TT-001	Датчик температуры	°C		10	42	10	42			Сигнализация по высокому и низкому значению (МТ УИУ)

**Примечание.** Согласно МОС 17010 сигнализации и отключения, связанные с температурой воздуха для подъема давления в кожухах электродвигателей Установки 361, изменены и оптимизированы. Они не являются технологическими сигнализациями или отключениями и поэтому не перечислены выше.

## **8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

Процедуры пуска для Установки 361 описаны в этом разделе. В них учитываются интерфейсы с другими объектами, расположенными за границами Установки 361. Предполагается, что на все необходимые системы инженерного обеспечения и факельные системы уже введены в эксплуатацию до пуска Установки 361.

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

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

### **8.1. НОРМАЛЬНЫЙ ПУСК И ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

#### **Краткий обзор**

В этом разделе рассматриваются различные аспекты, связанные с нормальной эксплуатацией установки компримирования товарного газа. После успешного первоначального ввода установки в эксплуатацию персонал вывел Установку 361 в нормальный режим работы. После этого требуется систематическое наблюдение со стороны операторов для поддержания заданных параметров и нормального протекания технологического процесса, соблюдение всех требуемых мер предосторожности и прогнозирование как значительных, так и незначительных изменений в работе установки. Ключевое значение для обеспечения безопасной и бесперебойной эксплуатации имеет взаимодействие с операторами установки подготовки газа ниже по потоку и производственных объектов морского комплекса выше по потоку.

Основной целью данных руководящих указаний является поддержание безопасного режима эксплуатации установки согласно ее расчетным параметрам.

#### **Общие проверки**

В следующих пунктах представлены действия, которые должны выполняться персоналом наземных производственных объектов и объектов подготовки для обеспечения безопасности соответствующих объектов в процессе непрерывной эксплуатации.

- обязанности оператора;
- регистрация данных;
- контроль оборудования и планово-предупредительное техобслуживание;
- КИПиА;
- контрольная точка для эксплуатации установки в зимний период

#### **Обязанности оператора (Полевой Оператор и Оператор Пульта Управления)**

Проверить отсутствие небольших утечек газа и нефти из трубопроводной арматуры, насосов и КИПиА. Проверить трубопроводы на отсутствие утечек, особенно у фланцев и соединений. Для выявления небольших утечек могут использоваться портативные газовые детекторы. Принять меры по устранению любых утечек для обеспечения чистоты и безопасности. Газопроводы должны проверяться на отсутствие утечек с помощью мыльного раствора.

Контроль и наблюдение за процессом являются основными обязанностями, подлежащими выполнению операторами технологических объектов. Кроме того, они должны реагировать соответствующим образом и вмешиваться в ход процесса для обеспечения работы в пределах приемлемых параметров, определенных рабочими процедурами, а также в соответствии с ограничениями по оборудованию. Операторы осуществляют мониторинг и регулировку средств

управления технологическим процессом посредством станций управления PCY, чтобы обеспечить производство на технологической установке топливного газа, соответствующего требуемым техническим условиям на продукцию. Операторы проводят периодический осмотр трубопроводов, арматуры, КИПиА и оборудования и докладывают о любых аномалиях.

Операторы также выполняют указанные ниже проверки.

- Входы и выходы требуемых предохранительных клапанов (как минимум одного из предохранительных клапанов в конфигурации 2х100%) должны быть открыты.
- Показания приборов измерения давления и температуры, установленных на оборудовании, не должны превышать установленные нормальные рабочие значения.
- Нормальный рабочий диапазон показаний КИПиА на оборудовании указан в соответствующих разделах.
- Проверить, что байпасные клапаны всех регулирующих клапанов находятся в закрытом положении и не пропускают рабочую среду.
- Регулярно выполнять проверки для контроля того, что дренажные и вентиляционные клапаны сепараторов, колонн, сосудов, входных каплеотбойных сепараторов компрессоров, насосов и т. п. находятся в закрытом положении (нормально закрыты согласно СТКИП), а также проверки на предмет утечек из этих клапанов.
- Периодически проверять, блокированы ли соответствующие клапаны в открытом или закрытом положении, и вести журнал клапанов, заблокированных в открытом/закрытом положении.
- Убедиться в том, что сальниковые уплотнения трубопроводной арматуры с ручным управлением имеют достаточную плотность для недопущения утечек, но при этом обеспечивают свободное открытие/закрытие арматуры.

#### Регистрация данных

Эксплуатационные данные за прошедший период могут сохраняться в PCY. Важное значение имеет конфигурация в PCY всех рассматриваемых данных о критических значениях расхода, давления и температуры в отношении процесса для получения тенденций и данных за прошедший период, которые могут использоваться для анализа показателей процесса.

PCY не должна применяться в качестве единственного источника для сбора данных. Операторам установки следует регулярно осуществлять запись значений температуры, давления, энергопотребления вращающегося оборудования и т. д. Эта информация может использоваться супервайзерами по эксплуатации и техобслуживанию установки для анализа процесса и работы соответствующего оборудования, а также подтверждения / проверки данных, получаемых через PCY и прочие устройства контроля параметров оборудования. Соответствующие тенденции должны использоваться для обеспечения оптимальной производительности установки, создания банка данных для эксплуатации установки и изучения реакции установки на изменения. Количество подводимого тепла и расход энергоносителей теплообменников и охладителей должен тщательно проверяться с целью корректировки с учетом загрязнения теплообменников.

#### Мониторинг и планово-предупредительное техобслуживание оборудования

Габаритное вращающееся оборудование, включая электрогенераторы, расширители, компрессоры и воздуходувки, снабжается системами мониторинга для обеспечения непрерывного контроля показателей температуры и вибрации подшипников. Если устройство контроля выявляет аномальные показатели, на PCY подается сигнал тревоги, который вызывает останов установки в случае предельного отклонения от нормы.

Во время осмотра установки необходимо тщательно контролировать аномальные вибрации во вращающемся оборудовании. Их можно определить по звукам при работе вращающегося оборудования и т. д. Во избежание аварийного останова установки о любых отклонениях необходимо сообщать группе по техническому обслуживанию. Эти рекомендации также полезны при проведении планово-предупредительного техобслуживания оборудования. Регулярное обслуживание оборудования, включая замену смазочного масла, должно соответствовать графику, составленному согласно рекомендациям производителей оборудования. Необходимо

вести журнал учета технического обслуживания в соответствии с инструкциями изготовителя оборудования.

Аналогичным образом с помощью переносного оборудования может быть обеспечен мониторинг сосудов и трубопроводов на предмет выявления коррозии. Анализ данных, зарегистрированных фиксированной и переносной системами контроля, позволит оценить время, в течение которого оборудование может оставаться в эксплуатации до момента, когда потребуется проведение ремонта, а также определить компоненты, которые должны быть в наличии для выполнения ремонта.

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

#### КИПиА

Проверить, что все важные КИПиА подключены и не находятся в режиме обхода. Причиной внепланового останова технологической установки может стать неисправность КИПиА. Чтобы не допустить останова объектов подготовки по этой причине, применяется программа планово-предупредительного техобслуживания для проведения регулярного осмотра всех критических КИПиА, в том числе системы обнаружения пожара и газа. Интервал времени между осмотром и калибровкой каждого контрольно-измерительного прибора зависит от типа и назначения прибора, однако считается, что он составляет не более шести месяцев и должен соответствовать требованиям контролирующих органов РК. Манометры проходят проверку исправности и при необходимости повторную калибровку.

## 8.2 ПУСК УСТАНОВКИ 361

### 8.2.1 Пуск установки компримирования товарного газа (Установка 361)

Компрессоры товарного газа Установки 361 должны первоначально запускаться в режиме рециркуляции пускового газа для осушки установки подготовки газа и подъема давления в этой установке. В следующем разделе описана процедура пуска для объектов сепарации газа.

#### **Исходная конфигурация установки**

- Проверить выполнение пусконаладки технологической линии 1 компримирования товарного газа в соответствии с процедурой поставщика.
- До начала повышения давления в компрессоре система смазочного масла должна быть готова к работе. Необходимо обеспечить снабжение установки техническим воздухом, азотом и электроэнергией.
- Проверить, что в системе компрессора товарного газа установлены кольцевые заглушки в соответствии со СКИП.
- Проверить проведение предпусковых проверок системы компрессора товарного газа и готовность установки к пуску.
- Проверить выполнение продувки системы и ее готовность к подаче сырья.
- Проверить выполнение пусконаладки факельных систем ВД и НД и готовности к работе.
- Проверить выполнение пусконаладки закрытой дренажной системы.
- Проверить выполнение пусконаладки и подключения расположенных выше по потоку установок в целях подачи сырьевого газа в систему компрессоров товарного газа.
- Проверить, что все КАО находятся в закрытом положении. Перевести все регулирующие клапаны в ручной режим, оставив их в закрытом положении.
- Проверить, что противопомпажные клапаны 3610-UCV-185, 3610-UCV-190 находятся в полностью открытом положении.
- Проверить, что указанные ниже предохранительные клапаны установлены и заблокированы в положениях, как показано на СКИП:

- a. 3610-PSV-101 и его соединение посредством блокировки с 3610-PSV-102 на А1-361-VN-011;
  - b. 3610-PSV-136/137 и его соединение посредством блокировки с 3610-PSV-138 на нагнетании 1-й ступени А1-361-KC-011;
  - c. 3610-PSV-116 и его соединение посредством блокировки с 3610-PSV-117 на А1-361-VN-012;
  - d. 3610-PSV-127/128 и его соединение посредством блокировки с 3610-PSV-129 на нагнетании 2-й ступени А1-361-KC-012;
  - e. 3610-PSV-033 и его соединение посредством блокировки с 3610-PSV-034 коллектора конденсата.
- Проверить выполнение испытаний, подачу электроэнергии и готовность к работе вентиляторов воздушных холодильников компрессора А1-361-НС-011/012/013 и охладителей смазочного масла А1-361-НС-014/015/016/017.
  - Проверить, что панель управления установкой (ПУУ) и устройство визуального отображения (УВО), размещенные в блок-боксе для КИПиА и средств спутниковой связи, включены и находятся в исправном состоянии.
  - Проверить подключение и готовность к использованию блока заправки метанола.
  - Включить в линию стояки измерения уровня в емкостях компрессора А1-361-VN-011 и А1-361-VN-012. Проверить, что воздушники и дренажи приборов измерения уровня и стояков закрыты. Закрыть все клапаны на дренажных линиях от емкостей компрессора.
  - Проверить подключение линии общей рециркуляции установки подготовки газа (20 дюймов), т. е. линии от выходного коллектора компрессора к общему входному коллектору газа по потоку после входного газожидкостного сепаратора.

### **Первоначальный ввод в эксплуатацию**

Описанная ниже процедура предназначена для первоначального ввода в эксплуатацию одной технологической линии компрессора товарного газа для работы в режиме рециркуляции установки подготовки газа. Объем газа рециркуляции от компрессора товарного газа в системы установки подготовки газа регулируется посредством 3001-FCV-003 на входе линии рециркуляции обессеренного газа в А1-300-VN-101. При осушке установки подготовки газа регулятор FCV-003 используется для подачи осушенного газа по потоку перед аминовым абсорбером.

### **Цикл продувки**

Продувка (топливным газом) проводится после тщательной продувки системы с помощью азота для вытеснения кислорода из системы.

Во время первоначального ввода в эксплуатацию продувка системы должна быть выполнена до начала операции осушки установки подготовки газа. Для всех последующих пусков цикл продувки не требуется, если любая часть системы сообщается с атмосферой.

Однако после работ по техническому обслуживанию или проверки системы перед пуском технологической линии компримирования цикл продувки должен выполняться в соответствии с описанными ниже этапами. (Следующие шаги должны быть согласованы с командой Вращающегося (Динамического) оборудования, система смазочного масла должна быть запущено и действительно ли это необходимо. После технического обслуживания обычно это продувка Азотом давлением не более 2-3 бар)

- Выполнить сброс 3610-ESV-100 в исходное положение на входе компрессора товарного газа технологической линии 1, 3610-ESV-112 на входе входной емкости 2-й ступени А1-361-VN-012, открыть 2" байпасный клапан 3610-ESV-114 к 3610-ESV-112 на входе технологической линии и подать газ во входную емкость компрессора товарного газа 1-й ступени.
- Контролировать подъем давления в технологической линии компримирования. После достижения заданного давления закрыть 2" клапан 3610-ESV-114, чтобы прекратить подачу газа.



- Во избежание быстрого повышения давления во время пуска давление во 2-й ступени поднимается до давления в 1-й ступени, а затем производится пуск при открытом противопомпажном клапане.
- Продувка продолжается до тех пор, пока давление в технологической линии компримирования не опустится до 1 бар (изб.). По окончании продувки КАСД закрываются. Проверить, что концевые выключатели на 3610-EDV-110 и 3610-EDV-106 замкнуты.
- Повторить этапы с 1 по 4, описанные выше. Этот цикл подъема/сброса давления выполняется три раза, чтобы обеспечить полное вытеснение продувочного газа (азота) из технологической линии компримирования.
- Для этапа подъема давления должен использоваться 2" байпасный клапан, при этом 16" клапан на главной линии должен постоянно оставаться закрытым.
- Проверить 3610-LG-102 на наличие уровня жидкости в А1-361-VN-011. В нормальных условиях жидкость должна полностью отсутствовать. В случае подъема уровня выше критически низкого уровня активируется сигнал отключения 3610-LALL-104. Выполнить сброс 3610-ESV-103 в исходное положение и дренировать жидкость путем открытия 3610-LCV-101. После достаточного подъема уровня жидкости перевести регулятор уровня 3610-LIC-101 в автоматический режим.

После выполнения цикла продувки компрессор готов к пуску.

#### **ПУСК КОМПРЕССОРА В РЕЖИМ РЕЦИРКУЛЯЦИИ**

- См. рабочую инструкцию ссыл. [Е.70].
- Проверить, что 3610-ESV-001 на входной линии от Установки 340 (нагнетание компрессора 340-KC-101) и 3610-ESV-100 на входе технологической линии 1 установки компримирования товарного газа сброшены в исходное положение.
- Выполнить сброс в исходное положение 3610-ESV-109 на нагнетании компрессора товарного газа технологической линии 1. Проверить, что 3610-ESV-007 и 3610-ESV-008 на линии экспорта товарного газа закрыты.
- Проверить, что отсекающие клапаны на входе и выходе технологических линий 2, 3 и 4 закрыты.
- Проверить, что воздушные холодильники А1-361-НС-011/012/013 подключены и электродвигатели вентиляторов работают.
- Проверить, что во входном коллекторе компрессора присутствует необходимое давление газа.
- Проверить, что все вспомогательные блоки компрессорной установки работают. Перед пуском компрессора – остатки жидкости в корпусе необходимо слить в закрытую дренажную систему в течение 5-7 мин. Запустить компрессор с панели управления. Компрессор товарного газа запустится и будет работать в режиме низкого давления на всасывании при полной рециркуляции через противопомпажные клапаны 3610-UCV-185 и 3610-UCV-190.
- Проверить наличие уровня жидкости по показаниям 3610-LG-102 во входной емкости А1-361-VN-011 компрессора товарного газа 1-й ступени. В нормальном режиме присутствие жидкости не ожидается. Однако во время пуска, когда уровень жидкости становится выше критически низкого уровня, активируется сигнал отключения 3610-LALL-104; при этом 3610-ESV-103 необходимо сбросить в исходное положение, чтобы направить жидкость в закрытую дренажную систему. Когда уровень в 360-VN-011 повысится до нормального, перевести регулятор уровня 3610-LIC-101 в автоматический режим и направить конденсат во входной коллектор нефти.
- Как правило, присутствие конденсата во входной емкости А1-361-VN-012 компрессора товарного газа 2-й ступени не ожидается. Но во время пуска за повышением уровня следует тщательно следить. Проверить наличие уровня жидкости по показаниям 3610-LG-106 во входной емкости А1-361-VN-012 компрессора товарного газа 2-й ступени. Когда уровень жидкости становится выше критически низкого уровня, активируется сигнал отключения 3610-LALL-108; при этом 3610-ESV-105 необходимо сбросить в исходное положение, чтобы направить жидкость в закрытую дренажную систему. Когда уровень в

А1-361-VN-012 повысится до нормального, перевести регулятор уровня 3610-LIC-105 в автоматический режим и направить конденсат во входной коллектор нефти.

- Оператор на производственном объекте обязан проверить, чтобы компрессор и его вспомогательные системы работают без каких-либо отклонений. При наличии любых отклонений необходимо проинформировать диспетчерскую для принятия дальнейших мер. Не следует увеличивать нагрузку на компрессор, пока он не начнет работать в соответствии с рекомендациями поставщика.
- После успешного пуска компрессора товарного газа открыть клапан регулирования потока 3001-FCV-003, задав уставку посредством регулятора (в ручном режиме), для циркуляции сжатого газа в установке подготовки газа. В зависимости от расхода газа рециркуляции расход через противопомпажные клапаны будет изменяться.

Теперь технологические линии компримирования товарного газа работает в общем режиме рециркуляции установки, и после успешного завершения операции осушки установки подготовки газа (подтверждается по прекращению скопления воды/конденсата во входном сепараторе колонны осушки А1-310-VN-101 и каплеотбойном сепараторе регенерации А1-310-VN-102) система готова к получению сырьевого сернистого газа от входных сооружений установки подготовки газа (Установки 300). Подробные сведения об операции осушки с использованием пускового газа станции Макат см. в Процедура осушки установки подготовки газа.

Проверить, чтобы отсекающие клапаны на линии газа от станции Макат 3610-ESV-028 и 3610-FCV-026 были закрыты и в режиме АВТО с желаемой уставкой после стабилизации работы установки, когда использование топливного газа станции Макат для работы установки больше не понадобится.

#### **Переключение маршрута для обеспечения прямой подачи товарного газа на экспорт**

Переключение линии нагнетания компрессора товарного газа с линии циркуляции установки подготовки газа в линию экспорта товарного газа производится при работе деэтанизатора в стабильном режиме и достижении требуемых низких температур в холодной секции установки подготовки газа (Установка 340). Описанные ниже этапы необходимо выполнить после пуска Установки 320 и Установки 340.

- При постепенном увеличении расхода сернистого газа от входного газожидкостного сепаратора 300-VQ-001 увеличивается производительность компрессора товарного газа.
- После пуска холодной секции установки подготовки газа, состоящей из Установки 340 и Установки 320, качество обессеренного газа, поступающего в компрессор товарного газа, повысится с точки зрения технических характеристик товарного газа по точке росы. Это можно определить по рабочей температуре низкотемпературного сепаратора А1-340-VN-101 и емкости предварительного испарения А1-320-VA-101.
- Вручную отобрать пробу в точке отбора проб 3610-S-002. Соответствие показаний техническим характеристикам товарного газа будет означать, что товарный газ является кондиционной продукцией. Пока товарный газ не соответствует техническим характеристикам, для сжигания газа на факеле может использоваться клапан 3201-PCV-043С в Установке 320.
- На данном этапе может быть начата прямая подача товарного газа на экспорт. Сбросить в исходное положение 3610-ESV-007 и 3610-ESV-008 на линии экспорта товарного газа к 190-VL-001. Перевести регулятор давления 3610-PCV-020А или В в автоматический режим.
- Медленно закрыть клапан регулирования потока 3001-FCV-003 на линии циркуляции обессеренного газа путем уменьшения значения уставки регулятора и его перевода в автоматический режим. При этом начнется подача потока в сооружения для экспорта товарного газа через 3610-PCV-020 А или В (выбираются посредством 3610-PHS-020).
- Обеспечить соответствие техническим характеристикам по точке росы углеводородов по показаниям 3610-AT002/003, расположенного на линии экспорта на морской комплекс. Выполнить сброс 3610-ESV-003 в исходное положение и перевести 3610-PCV-005 в автоматический режим, чтобы направить топливный газ ВД на морской комплекс.

После стабилизации работы установки и при наличии СУГ может быть начата закачка СУГ в линию экспорта товарного газа путем перевода 3610-FIC-002 в автоматический режим. Провести анализ пробы газа с помощью 3610-S-001.

### 8.3 ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАННОСТИ И КОНТРОЛЬ

В нормальном режиме работы автоматическое управление Установкой 361 осуществляет РСУ при минимальном участии операторов. Тем не менее, необходимо периодически проводить следующие проверки для обеспечения работы системы в рамках нормальных параметров.

Действие	Ответственное лицо
Проводить регулярные обходы установки, проверяя наличие утечек и разливов вокруг оборудования и теплообменников.	ОУ
ПРОВЕРИТЬ состояние изоляции.	ОУ
ПРОВЕРИТЬ наличие признаков срабатывания ПК, Оператор Установки по звуку и Оператор пульта управления контролируя сигналы о разрыве через РСУ.	ОПУ/ ОУ
ПРОВЕРИТЬ состояние клапанов АО установки через РСУ; при сбросе или изменении положения клапана требуется подтверждение его положения.	ОПУ/ ОУ
ПРОВЕРИТЬ срабатывание регулирующих клапанов (отсутствие заеданий), а также отсутствие утечек через шток. ПРОВЕРИТЬ отсутствие утечек воздуха КИПиА.	ОПУ/ ОУ
ПРОВЕРИТЬ и зарегистрировать показания на местных индикаторах давления и индикаторах дифференциального давления для сравнения с показаниями, полученными ОПУ, и выявления признаков загрязнения.	ОПУ/ ОУ
ПРОВЕРИТЬ и зарегистрировать показания на местных индикаторах температуры для сравнения с показаниями, полученными ОПУ, и подтвердить эффективность теплообмена.	ОПУ/ ОУ
Защитное оборудование должно находиться в обозначенных местах и доступно для применения (например, огнетушители, блок установки пожаротушения, пожарные рукава, аптечки первой помощи).	ОУ
Регулярно проверять закрытое положение ручных дренажных клапанов сосудов и отсутствие утечек из этих клапанов.	ОУ
Контролировать значения рабочего давления и уровня жидкости в каплеотбойном сепараторе.	ОУ
Проверить, что все регуляторы находятся в автоматическом режиме.	ОПУ
Визуально проверить уровнемерные колонки сосудов, при необходимости дренировать их для очистки и сверить точность показаний с ОПУ.	ОУ

Действие	Ответственное лицо
Постоянно контролировать все технологические условия, реагировать на технологические сигнализации и предпринимать необходимые действия для устранения любых отклонений. Доложить о любых проблемах супервайзерам и приступить к процедурам техобслуживания. Вести журнал работ и обеспечивать передачу информации при приеме-передаче смены.	ОПУ

#### 8.4 ПРОЦЕДУРЫ НОРМАЛЬНОГО ОСТАНОВА

##### Краткий обзор

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

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

##### Координирование

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

В целях ограничения выбросов SO<sub>2</sub> в атмосферу установка подготовки газа перед выполнением операций по останову должна работать с наименьшей возможной производительностью, предпочтительно на уровне 30% расчетной производительности. Ввиду того, что для останова установок подготовки сырой нефти и газа требуются различные периоды времени, ключевое значение имеет тщательное координирование действий операторов этих установок в процессе останова. На границах каждой установки предусмотрена ручная запорная арматура для отдельного отключения технологических линий и установок, входящих в состав наземных установок нефти, газа и серы, на их соответствующих границах установки. Данная схема обеспечит гибкость во время останова, а также позволит добиться следующих преимуществ:

- возможность отключения отдельного блока, установки или очереди с целью ремонта. Отключение и выполнение ремонта может осуществляться без воздействия на выпуск продукции другими установками или технологическими линиями;
- обеспечение эффективного отключения отдельных установок для проведения капитального ремонта и программ по техническому обслуживанию. Данная схема позволит выполнять капитальный ремонт и техническое обслуживание отдельно для каждой установки, что будет способствовать сокращению продолжительности капитального ремонта и сведению к минимуму сопутствующих производственных потерь и, следовательно, сведению к минимуму перебоев в ведении морских операций;
- быстрое реагирование и организация работ в случае разливов сернистой нефти и разрывов трубопроводов будут способствовать сокращению объема выбросов путем отключения небольших частей установки;
- в рамках программ по техническому обслуживанию, оказанию услуг и выполнению работ потребуются отключения и остановки. В объем такого останова будет входить оборудование аварийных душей и станций промывки глаз. В ходе программ по

техническому обслуживанию потребуются предусмотреть альтернативные средства для предоставления временного оборудования, чтобы обеспечить готовность к работе систем аварийных душей и станций промывки глаз в течение всего периода останова.

#### **Общая последовательность останова**

Рекомендуется, чтобы непосредственно перед полным остановом установки подготовки газа установка работала с минимальной возможной производительностью, желательно с установленной пониженной производительностью при расчетном расходе.

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

#### **8.4.1 Установка компримирования товарного газа. Краткое описание процесса останова**

- Перед остановом технологической линии компримирования Установки 361 проверить, что четвертая технологическая линия компримирования находится в резервном режиме.
- Остановить прямой поток через компрессор.
- Противопомпажные клапаны компрессора 3610-UCV-185/190 открываются, а компрессор переводится в режим рециркуляции. Затем изолировать технологическую линию компримирования на входном коллекторе, закрыв 3610-ESV-109 и 3610-ESV-209, и остановить компрессор.
- Остановить концевые холодильники первой и второй ступеней и входной холодильник первой ступени.
- После останова подачи смазочного масла и уплотнительного газа выполняется автоматический сброс давления.
- При необходимости сбросить давление в компрессоре во время ремонта/останова с переключением на другой по плану, открыть вентиляционные клапана на линии нагнетания компрессора и входных емкостях компрессора. Выполнить продувку азотом. Перед очередным пуском компрессора потребуется повторная продувка азотом.

#### **8.4.2 Останов Установки 361 (компримирование товарного газа)**

- Нагрузка на компрессор снижается по мере постепенного снижения расхода газа морского комплекса в Установке 340. Понизить уставки регуляторов уровня входных емкостей 3610-LIC-101 и 3610-LIC-105 на первой и второй ступенях до уровня немного выше критически низкого уровня.
- Для останова работающей технологической линии компримирования нажать кнопку останова в PCU.
- Выполнить действия, описанные в рабочей инструкции сссыл. [E.70].

### **9. НАРУШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ВЫЯВЛЕНИЕ НЕИСПРАВНОСТЕЙ**

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

В случае аварийного предупреждения оператор должен проверить его возможную причину: состояние технологического процесса или отказ контура управления. Как правило, такую проверку можно выполнить по показаниям КИПиА (средств измерения давления, температуры, уровня и др.). В случае активации сигнализации в результате аномального режима технологического процесса необходимо определить фактическую причину срабатывания сигнализации и выполнить соответствующие действия. В случае активации сигнализации в результате отказа контура управления оператор должен проверить всю цепь, начиная с датчика и заканчивая связанным с ним оборудованием.

К технологическим сбоям относятся в том числе автоматические отключения, сбои, отказы и аномальная работа технологического оборудования, включая неисправности оборудования и систем управления, сбои в подаче сырья и энергоносителей (воды, воздуха, топливного газа,

пара и электроэнергии), превышение (снижение) рабочих параметров (давления, уровня, температуры, расхода, степени очистки), утечки, срабатывание сигнализации пожара и газа, ограниченный прием продукции транспортной компанией. Сброс давления технологических сред систем на факелы и (или) перенаправление входных потоков систем на факелы предусматриваются как часть процедуры АО.

## 9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

В случае срабатывания аварийной сигнализации операторы пульта управления должны первоначально рассматривать это событие как сбой в технологическом процессе и действовать соответственно. Впоследствии необходимо проверить КИПиА и (или) контуры управления на предмет возможного отказа (отключенный проводник, неправильное соединение и т. д.). В большинстве ситуаций такую проверку можно провести, используя местные КИПиА, а именно указатели давления/температуры/уровня и т. п.

В случае отказа регулирующего клапана (диаметром менее 8 дюймов) его зачастую можно отключить от системы при помощи запорных клапанов и байпасного клапана, а на время его ремонта могут использоваться местные КИПиА. Если произошел отказ регулирующего клапана большего размера, вместо байпасного клапана можно использовать маховик.

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

В процессе нормальной работы установки компримирования товарного газа могут происходить события, требующие внимания оператора. Пристальное внимание к работе Установки 361 может предотвратить множество обычно возникающих проблем.

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

## 9.2 ПРОВЕРОЧНЫЙ ЛИСТ ПО ПОИСКУ И УСТРАНЕНИЮ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ 361

Возможный технологический сбой	Первопричина	Действия персонала
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 1-й ступени А1-361-VN-011</b>		
Высокий уровень / критически высокий уровень	Возможной причиной высокого уровня является: <ul style="list-style-type: none"><li>• неумышленное закрытие клапана регулирования уровня;</li><li>• чрезмерно высокая производительность входного холодильника;</li><li>• отказ системы обогрева электроспутниками.</li></ul>	В нормальном режиме жидкость в сепараторе отсутствует. При технологическом сбое в нем может присутствовать некоторое количество жидкости. Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Данный теплообменник предназначен для охлаждения товарного газа. Проверить температуру товарного газа (от Установки 340). Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки контроллера) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении в результате неисправности системы воздуха КИПиА. <b>Примечание:</b> Ожидается, что сбор жидкости не будет из-за малосернистого сухого газа.
Низкий уровень / критически низкий уровень	Возможной причиной низкого уровня является: <ul style="list-style-type: none"><li>• неумышленное полное открытие регулирующего клапана уровня / КАО;</li><li>• недостаточная производительность входного холодильника.</li></ul>	Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Данный теплообменник предназначен для охлаждения товарного газа. Проверить, не открылся ли КАО на выходе жидкости ввиду нарушения передачи сигналов. Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки контроллера) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в открытом положении в результате неисправности контроллера.
<b>Входная емкость компрессора товарного газа 2-й ступени А1-361-VN-012</b>		
Высокий уровень / критически высокий уровень	Возможной причиной высокого уровня является: <ul style="list-style-type: none"><li>• неумышленное закрытие клапана регулирования уровня;</li><li>• чрезмерно высокая производительность входного холодильника;</li><li>• отказ системы обогрева электроспутниками.</li></ul>	В нормальном режиме жидкость в сепараторе отсутствует. При технологическом сбое в нем может присутствовать некоторое количество жидкости. Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Данный теплообменник предназначен для охлаждения товарного газа. Проверить температуру товарного газа, поступающего в компрессор 2-й ступени. Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки контроллера) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в закрытом положении в результате неисправности системы воздуха КИПиА.

Низкий уровень / критически низкий уровень	<p>Возможной причиной низкого уровня является:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• неумышленное полное открытие регулирующего клапана уровня / КАО;</li> <li>• недостаточная производительность входного холодильника.</li> </ul>	<p>Проверить рабочие параметры расположенного выше по потоку теплообменника. Данный теплообменник предназначен для охлаждения товарного газа.</p> <p>Проверить, не открылся ли КАО на выходе жидкости ввиду нарушения передачи сигналов.</p> <p>Проверить работу регулирующих клапанов (и проводки контроллера) на линии выхода жидкости и убедиться, что их не заклинило в открытом положении в результате неисправности контроллера.</p>
<b>Компрессоры товарного газа 1-й / 2-й ступени А1-361-КС-011 / 012</b>		
Высокая температура подшипника	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Неисправность приборов измерения температуры</li> <li>• Высокая температура подачи масла</li> <li>• Неправильный расход масла</li> <li>• Неправильное давление масла</li> <li>• Неправильная центровка</li> <li>• Повреждение подшипника</li> </ul>	<p>Скорректировать температуру на входе нефти.</p> <p>Проверить температуру входного и выходного потоков нефти.</p> <p>Проверить осевое смещение.</p> <p>Проверить режим работы.</p> <p>Уведомить отдел технического обслуживания.</p>
Низкое давление смазочного/рабочего масла	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Неисправность приборов измерения давления</li> <li>• Закупорка фильтра</li> <li>• Утечка масла</li> <li>• Низкий уровень в резервуаре</li> <li>• Повреждение масляного насоса</li> <li>• Заклинивание предохранительного клапана в открытом положении</li> <li>• Оставить открытым байпас клапана для сброса</li> </ul>	<p>Уведомить отдел технического обслуживания.</p> <p>Проверить регулирующий клапан.</p> <p>Проверить отсутствие утечек нефти.</p> <p>Проверить КИПиА.</p> <p>Проверить давление нагнетательного насоса.</p> <p>Убедится что байпас клапана для сброса закрыт.</p>
Высокая температура смазочного/рабочего масла	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Неисправность температурных приборов</li> </ul>	<p>Уведомить отдел технического обслуживания</p> <p>Проверьте охладители смазочного/рабочего масла на наличие неисправности (на случай обрыва ремня)</p>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>Сработали маслоохладители</li> </ul>	Проверка приборов
Высокая вибрация компрессора и редуктора	<ul style="list-style-type: none"> <li>Неисправность датчика вибрации</li> <li>Загрязнение или повреждение ротора компрессора</li> <li>Неправильная центровка</li> <li>Неправильный осевой люфт осевого подшипника</li> <li>Работа компрессора в зоне помпажа</li> <li>Повреждение радиального или осевого подшипника</li> </ul>	<p>Произвести останов при необходимости.          Проверить систему контроля.          Проверить режим работы.          Проверить температуру нефти.          Уведомить отдел технического обслуживания.</p>
Большая утечка в системе возврата продувок первичных уплотнений	<ul style="list-style-type: none"> <li>Неисправность приборов измерения расхода</li> <li>Неисправность внутреннего уплотнения</li> <li>Заклинивание неподвижного кольцевого уплотнения</li> <li>Повреждение неподвижного кольцевого уплотнения</li> </ul>	<p>Уведомить отдел технического обслуживания.          Проверить датчик.          Проверить обратное давление факела.</p>
Небольшая утечка в системе возврата продувок первичных уплотнений	<ul style="list-style-type: none"> <li>Неисправность системы регулирования температуры</li> <li>Неисправность приборов измерения расхода</li> <li>Неисправность внешнего уплотнения</li> </ul>	<p>Уведомить отдел технического обслуживания.          Проверить датчик.          Проверить обратное давление факела.</p>

Ниже приведены документы по различным сценариям нарушения режима и сбоев для Установки 361.

1	WIS-001/5	Отсоединение экспорта на Острове Д
2	WIS-016	Остановка одного компрессора товарного газа

3	WIS-030	Прорыв H <sub>2</sub> S в линию экспортного газа/ линию рециркуляции
4	WIS-034	Критически низкая температура линии экспортного газа
5	WIS-035	Останов топливного газа ВД/ Критически низкая температура линии
6	WIS-037	Спецификация топливного газа высокого давления для морских углеводородов
7	WIS-061	Высокое содержание H <sub>2</sub> S на линии экспортного газа
8	WIS-075	Наземный комплекс и Комплекс Серы на рециркуляции и полный останов Наземного комплекса
9	WIS-076	Закрит клапан GE-5 экспортного газа

**10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА. СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ И ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ.**

Основные принципы и правила производственной и личной безопасности будут постоянно соблюдаться во всех аспектах при поддержке группы по обеспечению безопасности производственных операций на участке.

Что касается безопасности технологического процесса и эксплуатации установки компримирования товарного газа, она всегда связана с процедурами изолирования источников энергии [I.3] и другими принятыми правилами и нормативными документами.

Основные положения, направленные на предотвращение чрезвычайных ситуаций, пожаров, взрывов, отравлений, ожогов и т. п. на Установке 361 указаны ниже.

- Использование современных средств автоматизации и передовых технологий, включая применение средств компьютеризированного управления технологическим процессом.
- Строгое соблюдение технологических регламентов, рабочих процедур, требований соответствующей технической документации, а также указаний и гарантий производителя.
- Непрерывное исправное функционирование систем аварийной сигнализации, блокировок, КИПиА и средств управления в соответствии с гарантиями производителя.
- Поддержание систем мониторинга окружающего воздуха, систем обнаружения пожара и газа, пожарной сигнализации и пожаротушения, систем связи и средств индивидуальной защиты в работоспособном состоянии.
- Непрерывный контроль герметичности сосудов и трубопроводов посредством визуальных осмотров и мониторинга параметров окружающего воздуха.
- Организация своевременных инструктажей и периодических экзаменов по технике безопасности, выполняемых квалифицированным персоналом.
- Плановый ремонт оборудования в соответствии с планом проведения планово-предупредительного технического обслуживания.
- Строгое соблюдение инструкций и указаний по технике безопасности при выполнении ремонтных работ, работ в условиях опасных газов и огневых работ, которые связаны с повышенным риском для персонала.
- Полная осведомленность эксплуатационного и обслуживающего персонала о принципиальных технологических схемах, местонахождении сосудов/технологических трубопроводов/отсечных клапанов/регуляторов.
- Надлежащее хранение химических реагентов и других материалов, соблюдение соответствующих процедур.
- Своевременная утилизация отходов/стоков с установки, так как они могут представлять производственную опасность.
- Рациональная организация режима труда и отдыха в качестве меры профилактики монотонного и тяжелого труда.
- Регулярные аудиты производственной гигиены на всех объектах.

В этом разделе приводится общее описание функций обеспечения безопасности для производственных объектов наземного комплекса. Для защиты персонала, окружающей среды и активов от опасных производственных факторов предусмотрены меры по ОЗТОС. Риск на сооружениях установки поддерживается на минимальном уровне путем принятия следующих проектных решений по ОЗТОС:

- Предотвращение воздействия на персонал потенциально опасных факторов в ходе эксплуатации;

- Сведение к минимуму вероятности (частоты) возникновения опасных ситуаций (выброс токсичных газов, легковоспламеняющихся углеводородных газов и жидкостей, любые прочие аномальные опасные события);
- Локализация и сведение к минимуму последствий (пожар, взрыв и выброс легковоспламеняющихся газов) вследствие воздействия опасных факторов;
- Предоставление средств обнаружения таких опасных факторов;
- Предоставление средств покидания и эвакуации с объектов, на которые воздействуют такие опасные факторы;
- Обеспечение безопасных условий труда персонала на производственном участке и жителей близлежащих населенных пунктов;
- Предоставление аварийного оборудования, такого как средства индивидуальной защиты органов дыхания и аптечки первой помощи;
- Достаточная вентиляция и кратность воздухообмена огнестойких оболочек, чтобы во время работы обеспечить быстрое разбавление любых возможных легковоспламеняющихся газов и их вывод через выпускное отверстие вытяжной вентиляционной системы оболочки.

10.1 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Указанные ниже вещества, которые обращаются в сооружения компримирования товарного газа на Установке 361, требуют безопасного обращения и соблюдения особых мер предосторожности:

- сероводород (H<sub>2</sub>S);
- углеводородный газ;
- метанол (закачка выше по потоку на Установках 340/320).

Таблица 10.2.1. Взрывоопасность/воспламеняемость и токсичность сырья, промежуточных продуктов

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	CAS #	Агрегатное состояние	Класс опасности	Температура			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³) ПДК м.р. / ПКД с.с
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	верхний предел	нижний предел		
Сероводород (H2S)	7783-06-4	газ	2	н/д	-60.4	260	4.0	46	<b>Вдыхание:</b> Кашель. Головная боль. Головокружение. Тошнота. Затрудненное дыхание. Сбивчивое дыхание. Аритмия. Судороги. Потеря сознания. <b>Кожа:</b> ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. <b>Глаза:</b> Покраснение. Боль.	10

Hydrocarbon Gas				н/д	н/д	Зависит от состава, Метан 540°C	Зависит от состава	Зависит от состава	н/д	н/д
Метанол (C2H5OH)	67- 56-1	жидкость	3	9°C с.с.		440°C	6	50	<b>Вдыхание:</b> Кашель. Головокружение. Головная боль. Слабость. Зрительные расстройства. Сонливость. Сбивчивое дыхание. Судороги. Потеря сознания. <b>Кожа:</b> Сухость кожи. Покраснение. <b>Глаза:</b> Покраснение. Боль. Помутнение зрения. <b>Проглатывание:</b> Боль в животе. Далее См. вдыхание.	15 / 5

## 10.2 ИНФОРМАЦИЯ О ТОКСИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

### 10.2.1 Сероводород (H<sub>2</sub>S)

Сероводород в очень низкой концентрации (5 мг/л) может присутствовать в потоках, поступающих в пруды-испарители Установки 590. Данный показатель меньше значения предельно допустимой концентрации, предусмотренного законодательством РК.

H<sub>2</sub>S (при высоких концентрациях) чрезвычайно опасен. Представляет собой бесцветный, легко воспламеняющийся и взрывоопасный газ. Вызывает раздражение органов дыхания, глаз и влияет на центральную нервную систему.

При низких концентрациях газ имеет характерный запах тухлых яиц. Максимальная допустимая концентрация сероводорода составляет 10 мг/м<sup>3</sup> (7 ч/млн). При более высоких концентрациях неприятный запах слабеет вследствие угнетения обоняния. Чем выше концентрация газа, тем быстрее человек теряет обоняние.

Сероводород в 1,2 раза тяжелее воздуха, поэтому он обычно скапливается в низких точках с недостаточной вентиляцией (люки, траншеи, колодцы).

Он хорошо растворяется в воде и образует раствор сероводорода со слабыми кислотными свойствами. При контакте такой воды с кожей она вызывает раздражение. Сероводород попадает в человеческий организм в основном через дыхательные пути и частично через кожу. Характер и степень травм прямо пропорциональны концентрации сероводорода в воздухе и времени, проведенному на загрязненной территории.

#### Легкое отравление

Вдыхание воздуха с концентрацией сероводорода менее 100 мг/м<sup>3</sup> в течение 3-4 часов может вызвать легкое отравление. Симптомы перечислены ниже: острая боль в глазах и слезотечение, насморк, кашель, металлический привкус во рту.

#### Средняя степень отравления

Воздействие концентрации сероводорода в воздухе 200-400 мг/м<sup>3</sup> в течение одного часа приводит, помимо описанного выше раздражающего действия, к головной боли, тошноте, рвоте, слабости, головокружению, нарушению координации движений, потере сознания, возбуждению и прочим нарушениям в организме человека.

#### Тяжелое отравление

Тяжелое отравление может наблюдаться после 15-20 минут воздействия воздуха, содержащего сероводород в концентрации 500-700 мг/м<sup>3</sup>. В данном случае отмечаются следующие симптомы: нарушение дыхания и сердечной деятельности в результате воздействия на центральную нервную систему. Кроме того, пострадавший может практически полностью потерять сознание и пульс; может произойти остановка дыхания, что приводит к смерти. При концентрации сероводорода 700 мг/м<sup>3</sup> нарушение дыхания начинается через 2-5 минут.

#### Мгновенное (острое) отравление

Если концентрация сероводорода достигает 1000 мг/м<sup>3</sup> или более, отравление наступает моментально: пострадавший теряет сознание, после чего наступает остановка дыхания. Смерть может наступить в течение нескольких минут, если пострадавшего незамедлительно не вынести на свежий и чистый воздух. Пострадавшему необходимо немедленно провести искусственную вентиляцию легких.

#### Меры предосторожности

При возникновении критической чрезвычайной ситуации или обнаружении выброса сероводорода весь персонал, который не принимает прямого участия в ликвидации происшествия, должен надеть фильтрующие маски и незамедлительно покинуть загрязненный участок, двигаясь поперек направления ветра. Направление ветра определяется по конусам-ветроуказателям или ветроуказателям любого другого типа.

Характеристики сероводорода и последствия для здоровья вследствие его воздействия см. в [Е.60]. Меры предосторожности, уровни для производственного участка наземного комплекса, тактическую процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций и сведения о временных убежищах см. [I.2].

### **Первая помощь**

При отравлении сероводородом необходимо принять следующие меры:

- вынести пострадавшего на свежий воздух, согреть и удобно разместить в горизонтальном положении, ослабить ремни или расстегнуть тесную одежду;
- незамедлительно вызвать скорую помощь;
- при потере сознания постараться привести пострадавшего в сознание;
- согревать пострадавшего, поддерживать его в состоянии бодрствования и защищать от переохлаждения;
- в случае сильной боли и жжения в глазах промывать глаза в течение 15 минут;
- если пострадавший не приходит в сознание, поместить его в горизонтальное положение на твердой и ровной поверхности и предпринять следующее:
- прочистить ротовую полость и гортань;
- незамедлительно приступить к искусственной вентиляции легких в случае остановки дыхания или затрудненного дыхания; начать искусственное дыхание. Продолжать выполнение искусственного дыхания до восстановления нормального дыхания или прибытия скорой помощи;
- в случае одновременной остановки дыхания и сердца необходимо провести пострадавшему непрямой массаж сердца с искусственной вентиляцией легких до восстановления нормального дыхания и сердцебиения.

Также см. ссылку [I.1], требования которого необходимо соблюдать в случае серьезных происшествий.

## **10.2.2 Газообразные углеводороды (C1-C5)**

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

### **Действия при аварийном выбросе**

Чрезвычайно легковоспламеняющийся газ. Разлив жидкого продукта создаст опасность пожара и может образовать взрывоопасную атмосферу. Все источники возгорания и горячие металлические поверхности должны находиться вдали от разливов/утечек. Рекомендуется использовать взрывозащищенное электрооборудование. Продукт может содержать или выделять ядовитый сероводород. Обеспечить достаточную вентиляцию в затронутой зоне (зонах) и надеть соответствующие средства индивидуальной защиты, как указано в разделе 8, при работе с разлитым материалом.

### **Методы локализации и очистки**

Продукт представляет собой газ, не требующий очистки. Необходимо докладывать о разливах/выбросах согласно установленным требованиям и в соответствии с процедурами отчетности о происшествиях и применимыми правилами Компании.

### **Обращение и хранение**

При обращении с продуктом следует соблюдать общепринятые правила производственной гигиены и техники безопасности. Соответствующие правила предусматривают в том числе предотвращение чрезмерного воздействия и быстрое удаление материала с глаз, кожи и одежды. При необходимости оказать соответствующую первую помощь.

### **Меры предосторожности для безопасного обращения**



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

Окалина, отложения и шлам из оборудования, связанного с данным продуктом, могут накапливать естественные радиоактивные материалы (ЕРАМ). Следует провести оценку оборудования на предмет внешнего гамма-излучения.

#### **Условия безопасного хранения**

Хранить вдали от источников пламени, искр, тепла и открытого огня. Не курить. Сосуды должны быть закрыты и иметь четкую маркировку. Пустые сосуды могут содержать взрывоопасные пары. Запрещается выполнять подъем давления, резку, нагревание, сварку сосудов и подвергать сосуды воздействию источников воспламенения. Данный материал может содержать или выделять сероводород. В резервуарах и других закрытых емкостях в паровом пространстве над этим материалом могут накапливаться опасные концентрации сероводорода. Не входить в замкнутое пространство без соблюдения надлежащих процедур входа. Использовать подходящие средства локализации, чтобы предотвратить загрязнение окружающей среды.

**Внимание!** Хранить вдали от сильных окислителей, источников воспламенения и тепла.

### **10.2.3 Метанол**

Все операции с метанолом должны выполняться в соответствии с нормативными требованиями согласно статье 46 Закона № 202-V «О разрешениях и уведомлениях». [E.95]

Согласно п.п. 4.10, 4.11 и 4.12 требований промышленной безопасности, охраны здоровья и производственной гигиены по ГОСТ 2222-95 (ссыл. [E.96]) необходимо принять следующие меры безопасности, поскольку метанол является особо опасной легковоспламеняющейся жидкостью, которая может привести к угрозе пожара. В производственных помещениях должна быть предусмотрена герметизация производственных процессов с недопущением применения открытого огня и источников искрообразования. При пожаре в качестве средств пожаротушения следует применять распыленную воду, пену, огнетушащие порошки, углекислотные средства и воду. Разлитый метанол требуется удалить с поверхностей сухими опилками, которые подлежат сжиганию в специально отведенном месте, а место разлива требуется промыть струей воды.

Согласно п. 14 Общих санитарных правил при работе с метанолом (СанПиН 1.05.045-94, см. ссыл. [E.97]) отработанный метанол и метанолсодержащие вещества запрещается сбрасывать в канализационную систему. Их необходимо собрать в герметично закрытой таре и передать для уничтожения.

#### **Меры предосторожности**

Согласно п. 19 Общих санитарных правил при работе с метанолом (СанПиН 1.05.045-94, см. ссыл. [E.97]) необходимо принять нижеуказанные меры предосторожности.

При попадании метанола в глаза или на руки пораженные участки необходимо незамедлительно промыть большим количеством воды.

При попадании метанола в организм человека необходимо незамедлительно обратиться к врачу. При попадании метанола на спецодежду требуется снять ее и заменить на чистую. Загрязненную метанолом спецодежду необходимо постирать в теплой воде.

#### **Первая помощь**

Согласно требованиям промышленной безопасности, охраны здоровья и производственной гигиены по ГОСТ 2222-95, п. 4.9 (см. ссыл. **[Е.96]**), лица, работающие с метанолом, должны быть обеспечены СИЗ утвержденного стандартного промышленного типа. При более высоких концентрациях паров необходимо использовать промышленные фильтрующие защитные маски типов А, М или ВКФ.

### **10.3 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ**

Работники обеспечиваются специальной защитной одеждой и средствами индивидуальной защиты, которые они обязаны использовать для защиты от воздействия вредных факторов, с которыми они могут столкнуться при исполнении своих обязанностей.

См. ссыл. **[I.5]** «Минимальные требования и стандарты СИЗ» для ознакомления с перечнем защитной одежды, обуви и средств индивидуальной защиты.

### **10.4 ЗАЩИТА ОТ МОЛНИЙ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА**

#### **Молниезащита**

Конструкция молниезащиты соответствует СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений». Это достигается за счет проектирования и установки пути молнии с низким импедансом на землю. Заземляющие электроды расположены вблизи основания защищаемой конструкции и имеют импеданс не более 10 Ом.

Два заземляющих электрода также должны быть подключены к основной системе заземления установки. Высокие конструкции из металла не требуют отдельного токоотвода для молниезащиты, при условии, что сталь имеет достаточное сечение (не менее 100 мм<sup>2</sup>) и имеется надежный и стабильный электрический контакт между каждой частью (рекомендуемая минимальная площадь контакта 10 см<sup>2</sup>).

Стальная арматура бетонной конструкции не должна использоваться в качестве токоотвода для молниезащиты. Конструкции, изготовленные из плохо проводящего материала, например, кирпича или бетона, и уязвимые для удара молнии, должны быть защищены системой воздушнораспределителей и токоотводов.

Колодцы заземления, расположенные на каждом молниеотводе, подключены к системе заземления завода.

#### **Защита от статического электричества (система заземления установки)**

Заземление предусмотрено для защиты персонала от поражения электрическим током, а оборудования от повреждений, возникающих в результате блуждающих токов под землей, статического разряда и ударов молнии.

Вокруг установки проложена соединительная сеть заземления из медного кабеля с изоляцией не менее 70 мм<sup>2</sup>, а сеть заземлена с помощью заземлителей, покрытых медью.

Все основные металлоконструкции, сосуды, резервуары и другие основные компоненты установки имеют как минимум два соединения с сетью заземления с ответвлениями, имеющими минимальные размеры, но такие, чтобы напряжение на землю не превышало 50 В при прохождении максимального тока замыкания на землю:

- Высоковольтное оборудование - 70 мм<sup>2</sup>
- Низковольтное оборудование - 35 мм<sup>2</sup>

- Основные неэлектрические компоненты - 35/70 мм<sup>2</sup>
- Нейтральная точка звезды силового трансформатора, различные компоненты
- Оборудование малых размеров - 16 мм<sup>2</sup>

Заземляющие электроды диаметром 16 мм вводятся непосредственно в грунт на глубину не менее 5 метров с соединениями с сетью заземления, выполненными в бетонных инспекционных ямах, с крышками, с помощью болтовых зажимов и на расстоянии не менее 5 м и не более 50 м друг от друга. Заземляющие проводники подключаются к сети заземления таким образом, чтобы обеспечить общее сопротивление заземлению не более 0,5 Ом или 1 Ом в зонах, содержащих высоковольтные (>1 кВ) и низковольтные напряжения соответственно. Расчеты должны быть выполнены таким образом, чтобы показать, что потенциалы шага и касания не превышают 50 В на землю при максимальных токах замыкания на землю.

Все металлическое оборудование, контактирующее с любым электрооборудованием или устройством, заземлено, ограждения и ворота соединены для обеспечения непрерывности и заземлены на местных электродах и в сети заземления. Корпуса стальных резервуаров и соединительные трубопроводы соединены электрическим способом с выравниванием потенциала.

Все заземляющие проводники выполнены из луженой меди, изолированной ПВХ и окрашены в зеленый и желтый цвета.

Импедансы контура заземления проверяются путем расчета.

#### 10.5 УРОВНИ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИЙ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ

Рабочая среда и условия на производственных объектах и рабочих местах должны соответствовать действующим нормам гигиены и безопасности РК, как показано ниже:

№	Рег. №, Дата выпуска, Уполномоченный орган	Содержание
1.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 17 февраля 2022 года № 26831	Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека
2.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-13	Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Часть 4. Приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и связанным с ними объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»
3.	Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № ҚР ДСМ-79	Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»
4.	Приказ Председателя Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 31 декабря 2020 года №24	Об утверждении Методических рекомендаций “Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса”

5.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72	«Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 22.04.2023 г.)
6.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70	Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций
7.	СН 2.2.4/2.1.8.566-96	"Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий" заменен на Решение комиссии Таможенного Союза от 28.05.2010 года № 299 (см. Главу 2, раздел 7 подраздел 7.1 таблица 2.2.)
8.	ГОСТ 12.1.003-2014	ШУМ Общие требования безопасности
9.	ГОСТ ISO 9612-2016	«Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах» (с поправкой)
10.	ГОСТ 24940-2016	ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ Методы измерения освещенности
11.	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

## 10.6 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Система пожарной безопасности и пожаротушения предназначена для следующего:

- Предотвращение нежелательных событий, которые могут перерасти в ситуации, представляющие угрозу для персонала и оборудования;
- Останов производственных установок при обнаружении сбоев;
- Предотвращение эскалации сбоев;
- Обеспечение дополнительной защиты в случае угрозы пожара.

При проектировании систем противопожарной защиты приоритет отдается предотвращению выбросов углеводородов, далее сведению к минимуму вероятности возгорания и, наконец, предотвращению эскалации путем разделения потоков основных рабочих сред установки. Тем не менее, в случае необходимости в дополнительной защите предусмотрены средства активной и пассивной противопожарной защиты.

Защитное оборудование (например, огнетушители) хранится в шкафах с четкой маркировкой. На всей территории участка вывешены знаки безопасности. Знаки безопасности указывают на места размещения средств пожарной защиты/пожаротушения, предупреждают об опасности и т. д.

### 10.6.1 Активная противопожарная защита

По периметру УКПНиГ установлена сеть распределительных трубопроводов системы противопожарного водоснабжения для подачи пожарной воды на следующие стационарные ручные и автоматические системы и средства пожаротушения:

- Ручные лафетные стволы;
- Пожарные гидранты;

- Установка водяного орошения/пожаротушения.

Оборудование в составе объектов подготовки нефти, защита которого обеспечивается дренажной системой, перечислено в следующей таблице.

Номер блока дренажной системы (с префиксом «А1-730-»)	Маркировочные номера защищаемого оборудования (с префиксом «А1-»)	Наименование защищаемого оборудования	Пожарная зона
SO-010	A1-361-HC-011A/B/C/D A1-361-HC-012A/B/C/D A1-361-HC-013A/B/C/D	GT/CH/01 Компрессорная станция	4211
SO-029	A1-361-HC-021A/B/C/D A1-361-HC-022A/B/C/D A1-361-HC-023A/B/C/D A1-361-HC-024A/B/C/D A1-361-HC-025A/B/C/D A1-361-HC-026A/B/C/D	GT/CH/01 Компрессорная станция	4135, 4123
SO-030	A1-361-KC-031A/B/C/D A1-361-KC-032A/B/C/D A1-361-KC-033A/B/C/D	ВОЗДУХОВЫПУСКНОЙ УЗЕЛ ОБКВ GT/CH/02 Компрессорная станция	4150, 4162, 4151, 4240
SO-036	A1-361-KC-041 A1-361-KC-042 A1-361-KC-044 A1-361-KC-045 A1-361-KC-045 A1-361-HC-047	ВОЗДУХОЗАБОРНЫЙ УЗЕЛ ОБКВ GT/CH/02 Компрессорная станция	4155, 4163, 4152, 4153

Пожарная вода распределяется по территории участка установки по подземному магистральному кольцевому водопроводу, изготовленному из ПЭВП, который входит в состав сети более крупного магистрального кольцевого противопожарного водопровода, обслуживающего всю УКПНиГ. Магистральный кольцевой противопожарный водопровод по периметру установки и вдоль дорог спроектирован и поставлен третьими сторонами.

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

В целях общей противопожарной защиты в пределах установки предусмотрены стационарные лафетные стволы с ручным управлением и регулируемые насадками. Лафетные стволы установлены в стратегических точках по периметру технологических установок с возможностью доступа с дорог.

Кроме лафетных стволов предусмотрены сухие надземные гидранты диаметром 6 дюймов для дополнительной защиты с помощью пожарных рукавов. Гидранты расположены вдоль дорог и в отдельных указанных местах.

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

Включение системы пожарной воды осуществляется системой обнаружения пожара и газа, которая инициирует исполнительные действия и автоматически запускает рабочий пожарный насос. За надлежащее использование лафетных стволов и гидрантов отвечает тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций (ТГЛЧС).

#### 10.6.2 Пассивная противопожарная защита

Ниже указаны основные задачи пассивной противопожарной защиты:

- Обеспечение целостности маршрутов эвакуации;
- Предотвращение выброса токсичных веществ;
- Защита персонала в безопасных убежищах до появления возможности безопасной эвакуации;
- Защита оборудования, зданий, сооружений;
- Предотвращение эскалации пожара в связи с прогрессирующим разрушением несущих конструкций / опор с последующим высвобождением содержимого;
- Защита основных систем обеспечения безопасности;
- Защита ответственного оборудования, такого как клапаны аварийного сброса давления и клапаны аварийного останова и т. Д.;
- Сведение к минимуму повреждения установки посредством защиты ответственных элементов конструкции, чтобы не допустить разрушения конструкции во время отсечения технологической установки для обеспечения безопасной продувки.

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

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

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

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

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

В пределах Установки 361 пассивная противопожарная защита предусматривается для следующего оборудования ссыл. [Е.90].

Номер оборудования	Название оборудования	Степень огнестойкости в случае размещения в ОЗЗ	Объем ППЗ
A1-361-VN-022	Компримирование товарного газа	H60(J45)	Сосуд/юбка Конструкция/опоры
A1-361-VN-021	Компримирование товарного газа	H60(J45)	КАО+опоры
A1-361-HC-022B A1-361-HC-0214/B A1-361-HC-023A/B A1-361-HC-012A/B A1-361-HC-011A/B A1-361-HC-013A/B	Компримирование товарного газа	H60(J45)	Опоры
A1-301-VN-012	Компримирование товарного газа	H60(J45)	Сосуд/юбка

A1-301-VN-011	Компримирование товарного газа	H60(J45)	Конструкция/опоры КАО+опоры
---------------	--------------------------------	----------	--------------------------------

#### 10.6.3 Переносные и передвижные средства пожаротушения

Переносные и передвижные огнетушители размещены в стратегических точках на всей территории установки. Тип и объем предусмотренных огнетушителей соответствуют предполагаемым опасным факторам, выявленным для каждого участка. Огнетушители распределяются таким образом, чтобы находящийся на участке персонал мог использовать их при необходимости.

#### 10.6.4 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Таблица 10.6.1 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	используемые вещества	Категория пожаровзрывоопасности и воспламеняемости по ТР-14	Класс пожаровзрывоопасной зоны по ПУЭ
1	Установка 361. Компримирование товарного газа.	газ, конденсат	А	В – 1г

### 10.7 СИСТЕМЫ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

#### 10.7.1 Система обнаружения пожара и газа

Цель системы обнаружения пожара и газа состоит в том, чтобы обеспечить заблаговременное предупреждение персонала о потенциально опасных ситуациях, таких как образование легковоспламеняющихся газовых смесей или возгораний, для автоматической/ручной активации корректирующих действий с целью предупреждения или сведения к минимуму эскалации событий (например, инициирование соответствующих уровней останова). Заблаговременная подача предупреждающего сигнала также позволяет проинформировать персонал об опасных ситуациях, при которых требуется эвакуация. Это особенно важно в случае выбросов легковоспламеняющихся газов, когда быстрое реагирование персонала имеет ключевое значение для снижения потенциала опасного воздействия.

Установка разделена на соответствующее число пожарных зон, определяемых границами возможного пожара, таких как крошки дорог, границы систем противопожарной защиты или здания и входящие в их состав помещения. Система обнаружения пожара и газа осуществляет непрерывный контроль за условиями возникновения пожаров и утечек горючих или токсичных газов в технологических зонах, производственных зданиях, подстанциях и блок-боксах анализаторов и оповещает персонал об опасности. Система также непрерывно отслеживает отказы системы ПиГ, отдает команды на включение систем защиты и подает сигналы на запуск насосов пожарной воды.

При подаче сигнала тревоги местной системой ПиГ распределенный узел ГС/ОО передает этот сигнал тревоги полевым устройствам, подключенным к данному узлу. Система ПиГ передает сигнал другим узлам системы ПиГ, которые в свою очередь транслируют сигнал тревоги через систему ГС/ОО.

На территории установки размещены датчики легковоспламеняющегося газа, предназначенные для обнаружения утечек из потенциальных источников в случае разгерметизации, с учетом их близости к местам потенциального скопления газа, возможным источникам воспламенения и рабочим участкам.

Если не указано иное, в целях предотвращения ложных отключений установки поступающие от датчиков сигналы состояния как правило обрабатываются по логической мажоритарной схеме 2 из N, где N больше или равно 2, прежде чем будут предприняты какие-либо исполнительные действия. Логические решающие устройства применяются в технологии программируемых логических контроллеров. Как правило, все основные технологические установки оснащаются системами с тройной модульной избыточностью (ТМИ) с логической мажоритарной схемой 2 из 3.

При обнаружении персоналом опасных условий, таких как утечка углеводородов или токсичных газов или пожар, персонал может вручную подать сигнал тревоги с помощью ручных пожарных извещателей (РПИ). РПИ размещены в стратегических точках на всей территории установки. Большинство РПИ установлены вдоль маршрутов эвакуации и рядом с выходами из зон и помещений. Оператор пульта управления после выяснения причины активации РПИ принимает соответствующие меры. При включении РПИ срабатывает сигнализация в центральной операторной и подается сигнал пожарной тревоги для всей установки (через систему ГС/ОО).

Система ПиГ передает данные в РСУ для предоставления оператору обновленной информации о состоянии установки. Места установки детекторов ПиГ отображаются на графических экранах РСУ с динамическим обновлением их состояния.

В ссыл. [E.74] содержится перечень присвоенных номеров пожарных зон для УКПНиГ. На основании этой информации составляются компоновочные чертежи датчиков системы ПиГ Установки 361 ссыл. [E.80-89].

#### 10.7.2 Система сигнализации

Установка снабжена системой аварийной сигнализации на случай возможных чрезвычайных ситуаций и автоматической системой аварийных блокировок для обеспечения защиты объекта и минимального воздействия на окружающую среду. Установка оборудована предупредительной световой и звуковой сигнализацией, которая срабатывает при выходе рабочих технологических параметров за пределы нормального технологического режима. Установка 361 оборудована системами сигнализации и аварийного останова. Их параметры приводятся в Ведомости сигналов тревоги и отключений в разделе 7 настоящего регламента.

Все участки установки компримирования товарного газа оборудованы системами звуковой сигнализации, быстро оповещающей персонал о возникшей опасности.

Система ГС/ОО считается критически важной для обеспечения безопасности системой, и все основные подсистемы и установки выполняются в дублированной конфигурации А + В, причем обе системы А и В всегда включены и находятся в работе, чтобы в случае отказа одной из систем другая система могла быть использована для оповещения или подачи сигналов тревоги на всей установке и в офисных помещениях.

В состав системы ГС/ОО УКПНиГ входит центральная панель управления, расположенная в здании главной операторной. Узлы системы ГС/ОО предусмотрены в соответствующих местных блок-боксах для КИПиА и средств связи установок нефти, газа и серы. Эти узлы связаны с каждым зданием на участках установки или производственных участках, формируя общую дублированную систему, обозначенную как «система А» и «система В». Поскольку система ГС/ОО предназначена для обеспечения безопасности, трассы кабелей и полевое оборудование «системы А» и «системы В» разделены и подключаются к разным распределительным коробкам.

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



Система громкой связи и общего оповещения подключается к телефонной сети для обеспечения передачи штатных голосовых объявлений в избранные зоны с полевых телефонов соответствующего класса обслуживания, расположенных по всей территории установки. Громкоговорители и при необходимости проблесковые маячки устанавливаются во всех помещениях, коридорах и на открытых участках на территории установки подготовки нефти для обеспечения трансляции объявлений и сигналов тревоги. В маячках используются красные линзы для сигнализации утечки токсичных газов и желтые линзы для объявления тревоги и общего оповещения. Если аварийное сообщение по громкой связи или общее оповещение совпадает по времени со срабатыванием сигнализации утечки токсичных газов, приоритет отдается красным, а не желтым проблесковым маячкам. Перед каждым сообщением передается сигнал привлечения внимания, причем для аварийных и обычных сообщений используются разные сигналы.

Сигнал тревоги подается вручную с панели управления доступом или автоматически системой обнаружения пожара и газа. Подаваемые вручную сигналы тревоги и аварийные сообщения не делятся по зонам, то есть и сигналы тревоги, и сообщения транслируются во всех зонах установки.

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

- Подтвержденного обнаружения легковоспламеняющихся газов;
- Подтвержденного обнаружения пожара (детектор пожара или ручной пожарный извещатель), или
- Вручную с помощью устройств доступа системы гс/оо в операторной или на кпп.
- Звуковая сигнализация: синусоидальный звуковой сигнал частотой 1000 Гц, включающийся/выключающийся с интервалом в одну секунду.
- Визуальная сигнализация: желтый проблесковый световой сигнал.

#### 10.7.3 Пожарная сигнализация

Работа системы обнаружения пожара и газа основана на действии следующих компонентов:

- Пожарных тепловых извещателей;
- Детекторов дыма;
- Извещателей пламени;
- Ручных пожарных извещателей и нажимных кнопок.

Ручные пожарные извещатели установлены у каждого выхода из здания, у аварийных выходов и по периметру блоков в составе установки в соответствии с нормативными требованиями.

При активации ручного пожарного извещателя происходит следующее:

- Включение сигнализации в операторной;
- Включение пожарной сигнализации по месту.

#### 10.7.4 Сигнал полной эвакуации установки

Включается вручную из системы ГС/ОО через систему противоаварийной защиты (СПАЗ).

Сброс сигнала полной эвакуации установки производится вручную в операторной.

*Звуковая сигнализация:* непрерывный звуковой сигнал с качающейся частотой от 1200 Гц до 500 Гц и длительностью свип-сигнала одна секунда.

*Визуальная сигнализация:* красный проблесковый световой сигнал.

#### 10.8 ЭВАКУАЦИОННО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Эвакуационно-спасательные мероприятия выполняются в следующих целях:

- Обеспечение нескольких различных свободных маршрутов эвакуации, чтобы персонал мог быстро покинуть место происшествия;

- Обеспечение пунктов сбора по тревоге и убежищ для персонала, имеющих достаточную степень защиты в течение времени, необходимого для контролируемой эвакуации в безопасное место;
- Обеспечение персонала переносными ДА, детекторами сероводорода и средствами коммуникаций

#### 10.9 ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Характер, место возникновения и масштабы происшествия обуславливают уровень и степень оперативности реагирования, требуемого компанией «НКОК Н.В.» для восстановления контроля над ситуацией, защиты людей и возврата деятельности в нормальный рабочий режим. Определение каждого уровня происшествий, способы управления ими на уровне производственного участка наземного комплекса, а также тактическую процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций см. в [I.2].

В вышеуказанной процедуре содержатся указания для Тактической Группы Ликвидаций Чрезвычайных Ситуаций (ТГЛЧС) производственного участка, касающиеся уровней ЧС, а также описан порядок взаимодействия между ТГЛЧС производственного участка и вспомогательной Группой управления происшествиями или Группой по управлению кризисными ситуациями.

Управление всеми ЧС на производственном участке осуществляется ТГЛЧС производственного участка в соответствии с данными процедурами, а также по усмотрению РОММП; однако в зависимости от уровня происшествия ТГЛЧС может работать при поддержке Группы управления происшествиями или Группы по управлению кризисными ситуациями.

## 11. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕДУРЫ ОСТАНОВА

### Система сброса давления

На Установке 361 предусмотрены несколько предохранительных клапанов для защиты оборудования и сетей от превышения давления. В целом защита оборудования, например, каплеотбойного сепаратора газа аминового абсорбера, от превышения давления обеспечивается с помощью предохранительных клапанов, размер которых соответствует сценарию пожара.

Подробный обзор сценариев срабатывания таких клапанов и нагрузок см. в ссыл. [E.76].

Основная функция сброса давления состоит в обеспечении оборудования средствами понижения давления на случай разгерметизации. Понижение давления компенсирует повышение температуры, которое происходит во время пожара, чтобы одновременное воздействие давления и температуры металла не вызвало превышения допустимого напряжения в оборудовании и трубопроводах.

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

Система аварийного сброса давления используется в следующих целях:

- Отвод технологической среды из установки при возникновении чрезвычайной ситуации;
- Исключение превышения допустимого давления в оборудовании установки;
- Снижение серьезности последствий утечек;
- Безопасный отвод удаляемых газов при минимальном воздействии на окружающую среду и население.

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

Действующие объекты разделены на различные участки путем оснащения клапанами аварийного останова (КАО), приводимыми в действие системой аварийного останова (АО). На Установке 361 предусмотрено оборудование для продувки, соответствующее указанным ниже критериям согласно ссыл. [E.76]:

- Работа при давлении свыше 17,25 бар (изб.);
- Содержание более 4 м<sup>3</sup> бутана или жидкости с более высокой летучестью для обеспечения возможности раздельного сброса давления.

Продуваемые участки сгруппированы в продуваемые зоны, что позволяет системе АО продувать участки в пределах одной зоны одновременно. Продувка таких затронутых зон осуществляется автоматически после обнаружения пожара и АО уровня 2 или вручную (по отдельности или последовательно на всей установке) после АО уровня 1а, как описано в Основных принципах аварийного останова и сброса давления ссыл. [E.76].

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

В общем случае все требующие продувки секции должны быть изолированы со сбросом давления до половины их расчетного давления или до 6,9 бар (изб.), в зависимости от того, что меньше, в течение 15 минут при пожаре снаружи. Сброс давления во входном газожидкостном сепараторе до 7 бар (изб.) происходит за 30 минут.

**Факельная система**

Факельная система состоит из двух отдельных факелов, а именно факела НД и факела ВД. Нагрузки на факелы разделены на основе критериев, указанных в Исходных данных для проектирования систем инженерного обеспечения наземного комплекса.

**11.1 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ**

Аварийным остановом называется останов, инициируемый оператором с использованием нажимной кнопки аварийного останова или датчиком АО при регистрации превышения установленного предельного рабочего значения. В зависимости от причины аварийного останова для исключения любого риска возникновения опасной ситуации выполняются одновременные последующие действия.

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

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

Система аварийного останова входит в состав системы управления происшествиями. Все основные технологические установки оснащаются системами программируемых логических контроллеров (ПЛК) с тройной модульной избыточностью (ТМИ) с логической схемой «2 из 3». Все ПЛК сертифицируются согласно DIN V 19250/0801. Проектирование, изготовление и монтаж системы АО выполняются в соответствии с МЭК 61508.

Замена неисправных резервных модулей производится без прерывания работы.

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

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

Пуск оборудования возможен только после ручного сброса. Предусмотрены средства перерегулирования при пуске, а также автоматические средства сброса после выхода на нормальный рабочий режим.

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

Система АО передает данные в РСУ для оповещения оператора о статусе установки. Предусмотрены динамически обновляемые причинно-следственные диаграммы и передача данных системы АО/ПиГ на рабочую станцию оператора РСУ. Рабочие станции РСУ могут быть оборудованы средствами сброса АО/ТО. При предоставлении оператору возможности дистанционного сброса АО возникают дополнительные факторы беспокойства. Сброс АО уровня 2 может выполняться дистанционно. Перед сбросом АО необходимо на месте установить причины АО и проверить устранение этих причин и безопасность повторного пуска.

При прекращении подачи воздуха КИПиА на клапаны АО все клапаны АО переходят в безопасное положение при отказе.

Система аварийного останова используется в следующих целях:

- защита персонала;
- охрана окружающей среды;
- сведение к минимуму производственных потерь и ущерба активу.

Система АО обеспечивает достижение этих целей следующим образом:

- автоматическое обнаружение нештатных условий работы или неисправности оборудования;
- автоматическое реагирование на возникновение опасных технологических условий путем обесточивания электрического оборудования, останова и (или) отключения технологического оборудования и по возможности отключения и сброса давления из установки для предотвращения последствий таких нештатных условий;
- разрешение ручной активации действий АО;
- реагирование на обнаружение пожара и газа системой ПиГ;
- включение звуковой и световой сигнализации для оператора и (или) другого персонала в зависимости от ситуации;
- применение систем, испытания которых на целостность могут производиться без производственных потерь, насколько это целесообразно.

Система аварийного сброса давления используется в следующих целях:

- отвод технологической среды (только газ) при возникновении чрезвычайной ситуации;
- недопущение превышения давления в оборудовании установки вследствие нагревания при пожаре;
- снижение серьезности последствий утечек;
- безопасный отвод удаляемых газов при минимальном воздействии на окружающую среду и население.

Система аварийного останова и сброса давления состоит из следующих компонентов:

- специальных технологических датчиков с собственными технологическими отводами и импульсными линиями (при необходимости);
- отсекающих клапанов;
- факельных коллекторов;
- продувочных клапанов, ведущих к факельным коллекторам.

Различаются следующие уровни аварийного останова:

- АО 1а — посредством ручного включения из центральной диспетчерской при прекращении подачи воздуха КИПиА, критически высоком уровне в факельном сепараторе НД или ВД. Ручное инициирование сброса давления;
- АО 1b — при подтверждении обнаружения газа в технологических зонах;
- АО 2 — посредством ручных нажимных кнопок в центральной диспетчерской или по месту при подтверждении обнаружения пожара в технологической зоне, автоматическом отключении критических технологических параметров;
- АО 3 (или технологический останов) — посредством ручных нажимных кнопок, при технологических сбоях и прекращении поступления уплотняющей среды компрессора.

#### 11.1.1 Аварийный останов Установки 361

Установка 361 разделена на следующие продуваемые зоны и участки:

- |  |         |
|--|---------|
| • Компрессор товарного газа 1-й ступени / технологическая линия 1 секция S17 | Зона G, |
| • Компрессор товарного газа 2-й ступени / технологическая линия 1 секция S27 | Зона G, |
| • Компрессор товарного газа 1-й ступени / технологическая линия 2 секция S40 | Зона H, |

- 
- |  |         |
|--|---------|
| • Компрессор товарного газа 2-й ступени / технологическая линия 2 секция S41 | Зона Н, |
| • Компрессор товарного газа 1-й ступени / технологическая линия 3 секция S42 | Зона I, |
| • Компрессор товарного газа 2-й ступени / технологическая линия 3 секция S43 | Зона I, |
| • Компрессор товарного газа 1-й ступени / технологическая линия 4 секция S86 | Зона W, |
| • Компрессор товарного газа 2-й ступени / технологическая линия 4 секция S87 | Зона W, |
| • Входной коллектор компрессора товарного газа секция S16                    | Зона J, |
| • Выходной коллектор компрессора товарного газа секция S21                   | Зона J, |

Секция S17 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-110/112;
- 3610-ESV-103/113;
- 3610-ESV-114.

Секция S273 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-112/108;
- 3610-ESV-109/105;
- 3610-ESV-113.

Секция S40 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-200/212;
- 3610-ESV-203/213;
- 3610-ESV-214.

Секция S41 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-212/208;
- 3610-ESV-209/205;
- 3610-ESV-213.

Секция S42 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-300/312;
- 3610-ESV-303/313;
- 3610-ESV-314.

Секция S43 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-312/308;
- 3610-ESV-309/305;
- 3610-ESV-313.

Секция S66 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-400/412;
- 3610-ESV-403/413;
- 3610-ESV-414.

Секция S67 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-412/408;
- 3610-ESV-409/405;
- 3610-ESV-413.

Секция S16 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-100/200;
- 3610-ESV-300/001;
- 3610-ESV-009/004;
- 3610-ESV-114/214;
- 3610-ESV-314/400;
- 3610-ESV-414/028.

Секция S21 физически определена следующими КАО:

- 3610-ESV-109/209;
- 3610-ESV-309/003;
- 3610-ESV-005/012;
- 3610-ESV-007/008;
- 3610-ESV-006;
- 3610-ESV-013/015;
- 3401/3402-ESV-023;
- 3610-ESV-049;
- 3101/3102-ESV-110.

На Установке 361 имеются следующие КАСД:

Устройство сброса давления	Защищаемое оборудование	Пиковый расход сброса давления, млн ст. м³/сутки	Типоразмер клапана
3610-EDV-110	Входная емкость 2-й ступени, технологическая линия 1 361-VN-012	85 (вкл. Зону F)	3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-106	Концевой холодильник 2-й ступени Технологическая линия 1 361-НС-012		3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-210	Входная емкость 2-й ступени, технологическая линия 2 361-VN-022	78	3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-206	Концевой холодильник 2-й ступени Технологическая линия 2 361-НС-022		3-дюймовый шаровой кран

3610-EDV-310	Входная емкость 2-й ступени, технологическая линия 3 361-VN-032	78	3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-306	Концевой холодильник 2-й ступени Технологическая линия 3 361-НС-032		3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-410	Входная емкость 2-й ступени, технологическая линия 4 361-VN-042	78	3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-406	Концевой холодильник 2-й ступени Технологическая линия 4 361-НС-042		3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-002	Входной коллектор компрессора товарного газа	34	3-дюймовый шаровой кран
3610-EDV-006	Экспортный манифольд товарного газа		6-дюймовый шаровой кран

См. ссыл. [Е.76] и [Е.77]

При останове наблюдаются следующие взаимодействия Установки 361 с другими участками:

#### Очередь 1

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

#### Очередь 2

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



**11.2 КРАТКОВРЕМЕННЫЙ СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ДО 5 СЕКУНД)**

В случае непредвиденного кратковременного сбоя энергоснабжения все выключатели остаются в прежнем положении, поэтому при возобновлении энергоснабжения нормальная работа восстанавливается. Все электродвигатели набирают обороты, и процесс не нарушается.

При отключении одного из фидеров шины автоматически переключаются. Электродвигатели высокого напряжения запускаются вручную. Электродвигатели низкого напряжения запускаются автоматически отдельными группами (с определением приоритетности в зависимости от технологических потребностей) или вручную.

**11.3 СБОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ (ОТ 5 СЕКУНД ДО 1 МИНУТЫ)**

Если энергоснабжение не возобновляется в течение 5 секунд, ранее отрегулированные уставки пуска электродвигателя отменяются.

При отключении энергоснабжения на период менее одной минуты все электродвигатели низкого напряжения запускаются вручную в определенной последовательности. В данном случае полного останова можно избежать, продукция на выходе может направляться в линию некондиционной продукции, а технологические параметры могут быть заданы повторно. При отключении энергоснабжения на период более одной минуты следует предпринять действия в соответствии с Планом ликвидации чрезвычайных ситуаций.

**11.4 ПОЛНОЕ ПРЕКРАЩЕНИЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ**

Прекращение энергоснабжения на обоих фидерах расценивается как полное прекращение энергоснабжения. При этом все пользователи отключаются от источника питания. Для подачи электроэнергии на технологическое оборудование, которое будет использоваться для безопасного останова, аварийного освещения и систем управления технологическим процессом, запускается дизельный генератор.

При полном прекращении энергоснабжения система управления установки переключается на питание от аккумуляторов (на один час работы). Данные, полученные за этот час, хранятся в памяти системы, а клапаны остаются в положении, в котором они находились до останова. В этот период систему необходимо переключить в безопасный режим.

**11.5 НАРУШЕНИЕ ПОДАЧИ ВОЗДУХА КИПИА**

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

**12. ОТХОДЫ, СТОКИ И ВЫБРОСЫ. МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ****12.1 ОТХОДЫ**

В процессе эксплуатации Установки 361 могут образовываться отходы производства и сточные воды. Образование отходов предполагается на этапе работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту. Типы отходов указаны в таблице ниже:

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Метод утилизации
Остатки химических реагентов (жидкие)	-	Работы по техническому обслуживанию и капитальному ремонту	Передача сторонней организации
Остатки химических реагентов (твердые)	-	Работы по техническому обслуживанию и капитальному ремонту	Передача сторонней организации

Промасленные отходы	-	Работы по техническому обслуживанию и капитальному ремонту	Передача сторонней организации
---------------------	---	--	--------------------------------

## 12.2 СТОКИ

Необходимо учитывать все стоки, которые могут образовываться во время работ по техобслуживанию и капитальному ремонту.

Промывочная вода собирается в дренажной системе и затем направляется в Установку 570 для дальнейшей очистки.

Наименование	Объем, м³/год	Период	Метод утилизации
Промышленные стоки — поверхностные воды	-	Периодически	Направляются на объекты Компании для дальнейшей очистки

## 12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

В каждой из четырех технологических линий Установки 361 имеется по одному стационарному источнику загрязнения воздуха: APS № 0520 – 0523: вентиляционные стояки зданий с компрессорами, утечки на задвижках и фланцевых соединениях, холодильниках смазочного масла для первой, второй, третьей и четвертой технологических линий соответственно. Четвертая технологическая линия находится в резервном режиме. К загрязняющим веществам, присутствующим в Установке 361, относятся в том числе сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, насыщенные углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутилмеркаптан, метилмеркаптан, пропилмеркатан, этилмеркатан, минеральное масло.

ТАБЛИЦА 12.3.1. Выбросы в атмосферу

НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	ОБЪЕМ ВЫБРОСА, т/год	СПОСОБ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ	НОРМАТИВНЫЙ УРОВЕНЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВЫБРОСАМИ, мг/м³	ПРИМЕЧАНИЕ
ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ					
ИДЕНТИФИКАТОР ПОТОКА 150, ТОПЛИВНЫЙ ГАЗ, ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО* И МИНЕРАЛЬНОЕ МАСЛО					
Сероводород	0.0016816	-	НЕПРЕРЫВНО	Н/П	2023
Сероуглерод	0.0000024			Н/П	2023
Сероокись углерода	0.0010544			Н/П	2023

Насыщенные углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	23.4669952			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0.2996796			Н/П	2023
Бензол	0.0755380			Н/П	2023
Ксилол	0.0013788			Н/П	2023
Толуол	0.1101860			Н/П	2023
Этилбензол	0.0000000			Н/П	2023
Бутилмеркаптан	0.0000516			Н/П	2023
Метилмеркаптан	0.0003716			Н/П	2023
Пропилмеркаптан	0.0000916			Н/П	2023
Этилмеркаптан	0.0020208			Н/П	2023
Насыщенные углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0.3995476			Н/П	2023
Минеральное масло	38.3745992			Н/П	2023

\*Дизельное топливо применяется во время капитального ремонта

13. ПЕРЕЧНИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

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

Таблица 13.1. Сосуды Установки 361

Технологическое оборудование Маркировочный номер на СКИП	Кол-во	Изготовитель	Материал	Расчетные данные		Габаритные размеры, мм	
				Р <sub>расч.</sub> , бар (изб.)	Т <sub>расч.</sub> , °C	ВД	Длина цил. части
Входная емкость компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-VN-011/021/031/041)	4	IL Sung Engineering Co., Ltd.	ЛС 516 МАРКИ 70	27	−36/110	3600	6000
Входная емкость компрессора товарного газа 2-й ступени (A1-361-VN-021/022/032/042)	4	IL Sung Engineering Co., Ltd.	ЛС 516 МАРКИ 70	65	−36/110	3000	5000

Таблица 13.2. Теплообменники Установки 361

Технологическое оборудование Маркировочный номер на СКИП	Кол-во	Материал	Расчетные данные		Номинальная мощность, кВт
			Р <sub>расч.</sub> , бар (изб.)	Т <sub>расч.</sub> , °C	
Входной подогреватель газа станции Макат (A1-361-HF-001)	1	Кожух — SA 333 сорт. 6 Трубы — SA 333 сорт. 6	Кожух — 68/полн. вак. Трубы — 88	−36/190	346
Концевой холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-HC-011/021/031/041)	4	Трубы — SA179 (бесшовные) Пластины — алюминий	43	−36/175	8115
Входной холодильник компрессора товарного газа 1-й ступени (A1-361-HC-013/023/033/043)	4	Трубы — SA179 (бесшовные) Пластины — алюминий	27	−36/175	1183

Концевой холодильник компрессора товарного газа 2-й ступени (А1-361-НС-012/022/032/042)	4	Трубы — SA179 (бесшовные) Пластины — алюминий	88	–36/175	8824
---	---	---	----	---------	------

Таблица 13.3. Центробежные компрессоры Установки 361

Технологическое оборудование  Маркировочный номер на СТКИП	Кол-во	Материал	Расчетные данные		Номинальная мощность, кВт
			Р <sub>расч.</sub> , бар (изб.)	Т <sub>расч.</sub> , °C	
A1-361-KC-011/021/031/041	4	Кожух — кованая УС А350 сорт. LF2 Рабочее колесо — А592 сорт. F Mod. (углеродистая сталь) Вал — углеродистая сталь А668 класс М	46	-36/200	8620 (общий электродвигатель)
A1-361-KC-012/022/032/042	4	Кожух — кованая УС А350 сорт. LF2 Рабочее колесо — А592 сорт. F Mod. (углеродистая сталь) Вал — углеродистая сталь А668 класс М	95	-36/200	8620 (общий электродвигатель)

Таблица 13.4. ПЕРЕЧЕНЬ РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ

Маркировочный номер на чертеже	Местоположение (СТКИП)	Типоразмер/тип клапана	Тип клапана	Тип действия при отказе (НЗ, НО)
A1-3610-FCV-026	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-001	Регулирование расхода топливного газа станции Макат	Шаровой вентиль	Закрит при отказе
A1-3610-TCV-001	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-001	Пар НД в А1-3610-HF-001	Шаровой вентиль	Закрит при отказе
A1-3610-UCV- 185/285/385/485	KE01-A1-361-PG-R-HP- 0013/0023/0033/0043-003	Противопомпажный регулирующий клапан	Шаровой вентиль	Открыт при отказе
A1-3610-UCV- 190/290/390/490	KE01-A1-361-PG-R-HP- 0013/0023/0033/0043-004	Противопомпажный регулирующий клапан	Шаровой вентиль	Открыт при отказе
A1-3610-PCV-020A	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-006	Товарный газ на экспорт товарного газа	Шаровой вентиль	Последнее положение при отказе — смещение в закрытое положение

A1-3610-PCV-020B	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-006	Товарный газ на экспорт товарного газа	Шаровой клапан	Последнее положение при отказе — смещение в закрытое положение
A1-3610-PCV-052	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-006	Товарный газ во вспомогательный коллектор факельного газа	Шаровой клапан	Открыт при отказе
A1-3610-FCV-002	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-011	СУГ в коллектор товарного газа	Шаровой клапан	Закрыт при отказе
A1-3610-PCV-005	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013-011	Товарный газ на морской комплекс в качестве топливного газа ВД	Шаровой клапан	Последнее положение при отказе — смещение в открытое положение
A1-3610-LCV-101/201/301/401	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013/0023/0033/0043-012	Конденсат из А1-361-VN-011/021/031/041	Шаровой клапан	Закрыт при отказе
A1-3610-LCV-105/205/305/405	KE01-A1-361-PG-R-HP-0013/0023/0033/0043-014	Конденсат из А1-361-VN-012/022/032/042	Шаровой клапан	Закрыт при отказе

Таблица 13.5. ПЕРЕЧЕНЬ КЛАПАНОВ СБРОСА ДАВЛЕНИЯ

Месторасположение	Марк. номер	Тип (модель) клапана	Расчетное давление защищаемого оборудования, бар (изб.)	Уставка давления пружины, бар (изб.)	Направление выброса
Входной коллектор компрессора товарного газа	A1-3610-PSV-047	С уравнивающим сильфоном	27	27	На факел ВД
Входной коллектор компрессора товарного газа	A1-3610-PSV-051	С уравнивающим сильфоном	27	28,35	На факел ВД
Нагнетание компрессора товарного газа 1-й ступени	A1-3610-PSV-136/236/336/436	С уравнивающим сильфоном	43	43	На факел ВД
Нагнетание компрессора товарного газа 1-й ступени	A1-3610-PSV-137/237/337/437	С уравнивающим сильфоном	43	45,1	На факел ВД

Нагнетание компрессора товарного газа 1-й ступени	A1-3610-PSV-138/238/338/438	С уравнивающим сильфоном	43	43	На факел ВД
Нагнетание компрессора товарного газа 2-й ступени	A1-3610-PSV-127/227/327/427	Стандартный	88	88	На факел ВД
Нагнетание компрессора товарного газа 2-й ступени	A1-3610-PSV-128/228/328/428	Стандартный	88	92,4	На факел ВД
Нагнетание компрессора товарного газа 2-й ступени	A1-3610-PSV-129/229/329/429	Стандартный	88	88	На факел ВД
A1-361-VN-011	A1-3610-PSV-101/102, 201/202, 301/302, 401/402	Стандартный	27	27	На факел ВД
A1-361-VN-012	A1-3610-PSV-116/117, 216/217, 316/317, 416/417	Стандартный	65	65	На факел ВД
Конденсат из A1-361-VN-012 в коллектор нефти	A1-3610-PSV-033/034	Стандартный	27	27	На факел ВД

**14. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ НА УСТАНОВКУ 361**

См. приложения А,В,С.

**15. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

Перечень технологической и нормативной документации представлен ниже.

**15.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ**

- Должностная инструкция супервайзера Установки 361.
- Должностная инструкция старшего инженера-технолога / инженера по производственным операциям.
- Должностная инструкция инженера-технолога / инженера по производственным операциям.
- Должностная инструкция старшего оператора технологической / производственной установки.
- Должностная инструкция оператора технологической / производственной установки.

**15.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Ссыл. [Е.49]

**15.3 ПРОЦЕДУРЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

KE01-A1-361-AK-O-PR-0030-000	Onshore Operating Procedure for Sales Gas Compressor Seal Gas and Nitrogen filters
KE01-A1-361-AK-O-PR-0031-000	Onshore Operating Procedure for Fuel gas (Makat) Heater 361-HF-001
KE01-A1-361-AK-O-PR-0032-000	Onshore Operating Procedure for Deluge Skid 730-SO-010
KE01-A1-361-AK-O-PR-0033-000	Onshore Operating Procedure for Deluge Skid 730-SO-029
KE01-A1-361-AK-O-PR-0034-000	Onshore Operating Procedure for Deluge Skid 730-SO-030
KE01-A1-361-AK-O-PR-0035-000	Onshore Operating Procedure for Deluge Skid 730-SO-036
KE01-A1-361-AK-O-PR-0036-000	Onshore Operating Procedure for 1st and 2nd stage Sales Gas Compressors 361-KC-0_1 / 0_2
KE01-A1-361-AK-O-PR-0037-000	Onshore Operating Procedure for 1st stage Sales Gas Compressor Lube Oil System
KE01-A1-361-AK-O-PR-0038-000	Onshore Operating Procedure for 2nd stage Sales Gas Compressor Lube Oil System

**15.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

Инструкции по технике безопасности и нормативная документация	
1	Безопасность при огневых работах 01-H20-GL-00723-00
2	Программа Производственного Контроля для объектов ОПР месторождения Кашаган наземный комплекс HSE-H40-PL-0001-000
3	Минимальные требования и стандарты для СИЗ 01-H20-GL-01846-000
4	Management and Utilisation of Respiratory Protective Equipment Procedure CER-O40-PR-0002-000



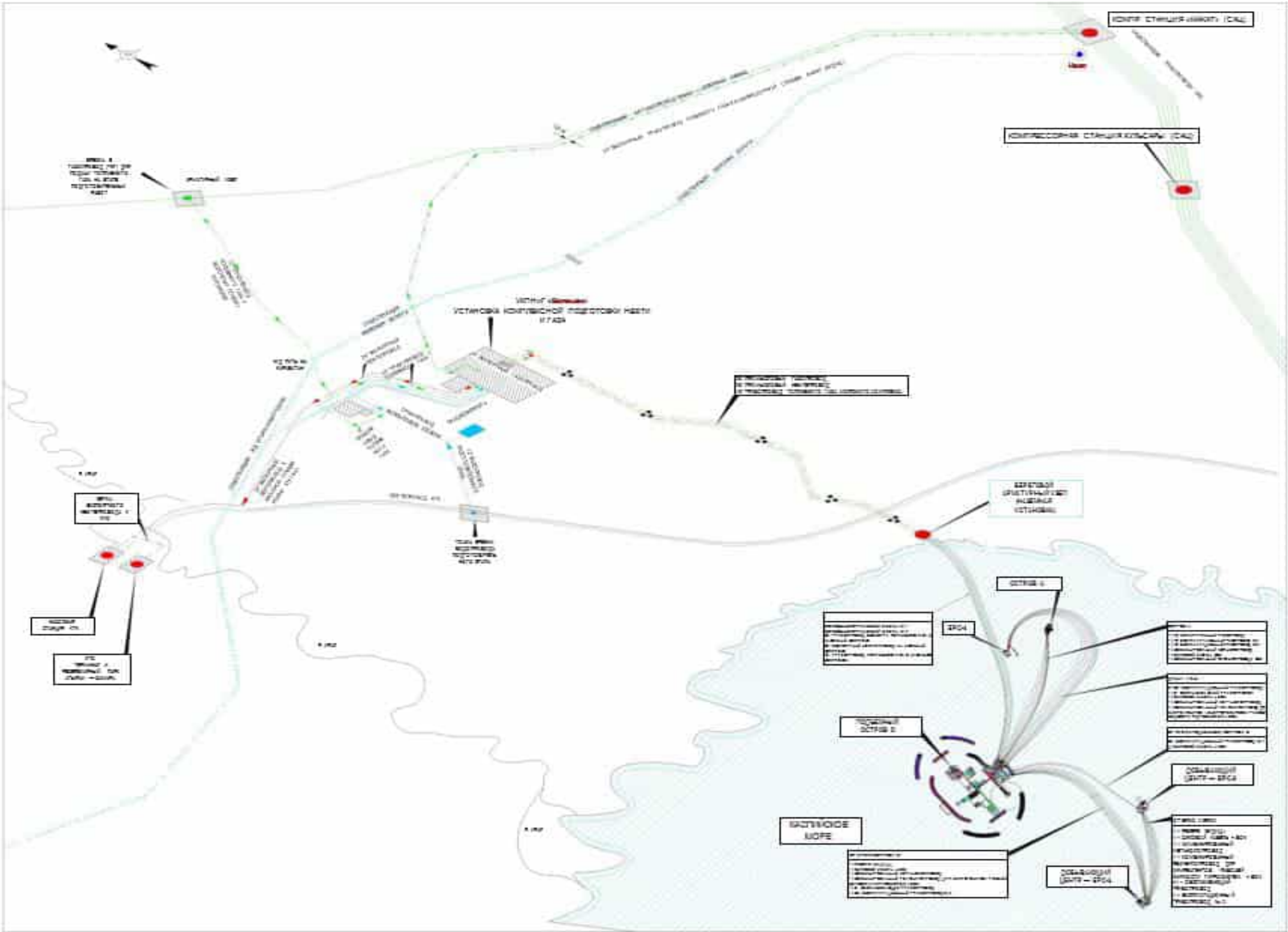
5	Процедура управления средствами защиты органов дыхания и их использования CER-O40-PR-0002-000
6	Общее описание технологического процесса УКПНиГ KE01-A1-000-AK-R-ZZ-0001-000
7	Система наряда-допуска к работе 01-H20-GL-02172-000
8	Директива по контролю за опасными для здоровья веществами 01-H40-GL-00914-000
9	Проверка и техническое обслуживание противопожарного оборудования 01-O44-RC-00498-00
10	Руководство по оценке и управлению рисками для здоровья 02-H40-GL-00874-00
11	Руководство по оценке и управлению рисками 02-H40-GL-00874-00
12	Отключение от источника энергии 01-O20-GL-00218-000
13	Авторизованный газовый тестер 01-H20-GL-00275-000
14	Регламент работы по контролю за пломбируемой обычно в открытом / закрытом положении трубопроводной арматурой AMP-T01-PR-0004-000
15	Правила безопасной эксплуатации электроустановок HSE-T64-PR-0001-000
16	Процедура управления блокировками систем обеспечения технологической безопасности, технологической аварийной сигнализацией и контурами управления в ручном режиме AMP-O01-PR-0007-000
17	Процедура управления проектами изменений MCP-T71-PR-0001-000
18	Процедура входа в замкнутое пространство HSE-H20-PR-0007-000
19	Философия эксплуатации и технического обслуживания FIM-T14-YT-0001-000
20	Работа на высоте 01-H01-GL-01439-000
21	План реагирования на чрезвычайные ситуации на Наземном комплексе GEN-O40-PL-00657-000
22	Руководство по управлению усталостью и социальному обеспечению работников на предприятиях компании HSE-H40-GL-0002-000
23	Безопасное выполнение грузоподъемных и такелажных работ HSE-H20-PR-0002-000
24	Руководство по правилам спасения жизни 01-H25-GL-01800-000
25	Руководство по ликвидации разливов химических веществ на Наземном комплексе 01-O44-GL-00690-000
26	Процедура Действий в Неотложных Медицинских Ситуациях CER-K16-PR-0006-000
27	Управление радиационной защитой HSE-K16-PR-0003-000
28	Порядок предотвращения разливов HSE-H30-PR-0004-000
29	Обеспечение безопасности производственных операций – прием-передача смены - AMP-O01-PR-0003-000

## 15.5 ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС)

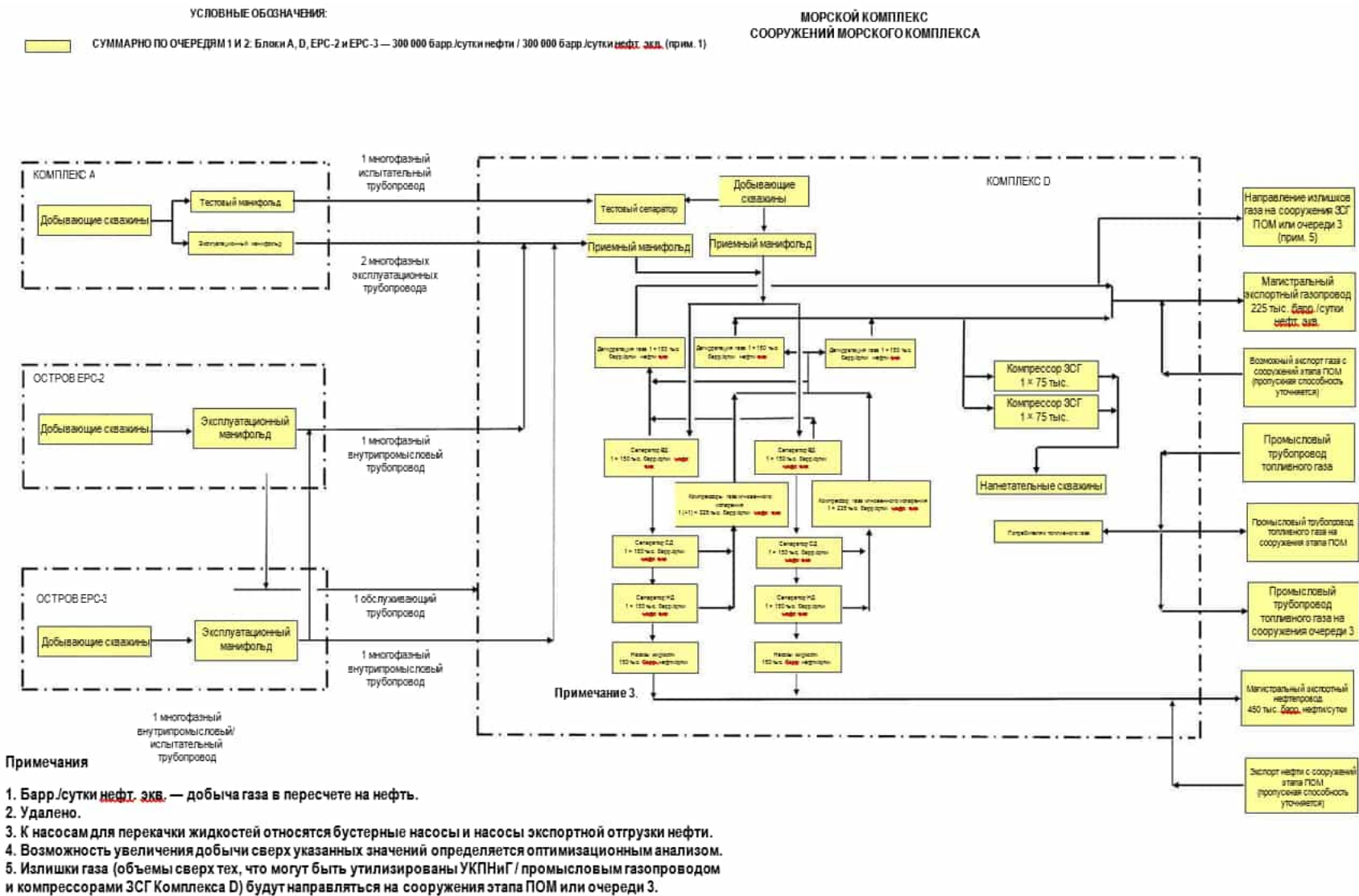
Ссыл. [E.53-56]

15.6 СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИП)  
Ссыл. [Е.1-46]

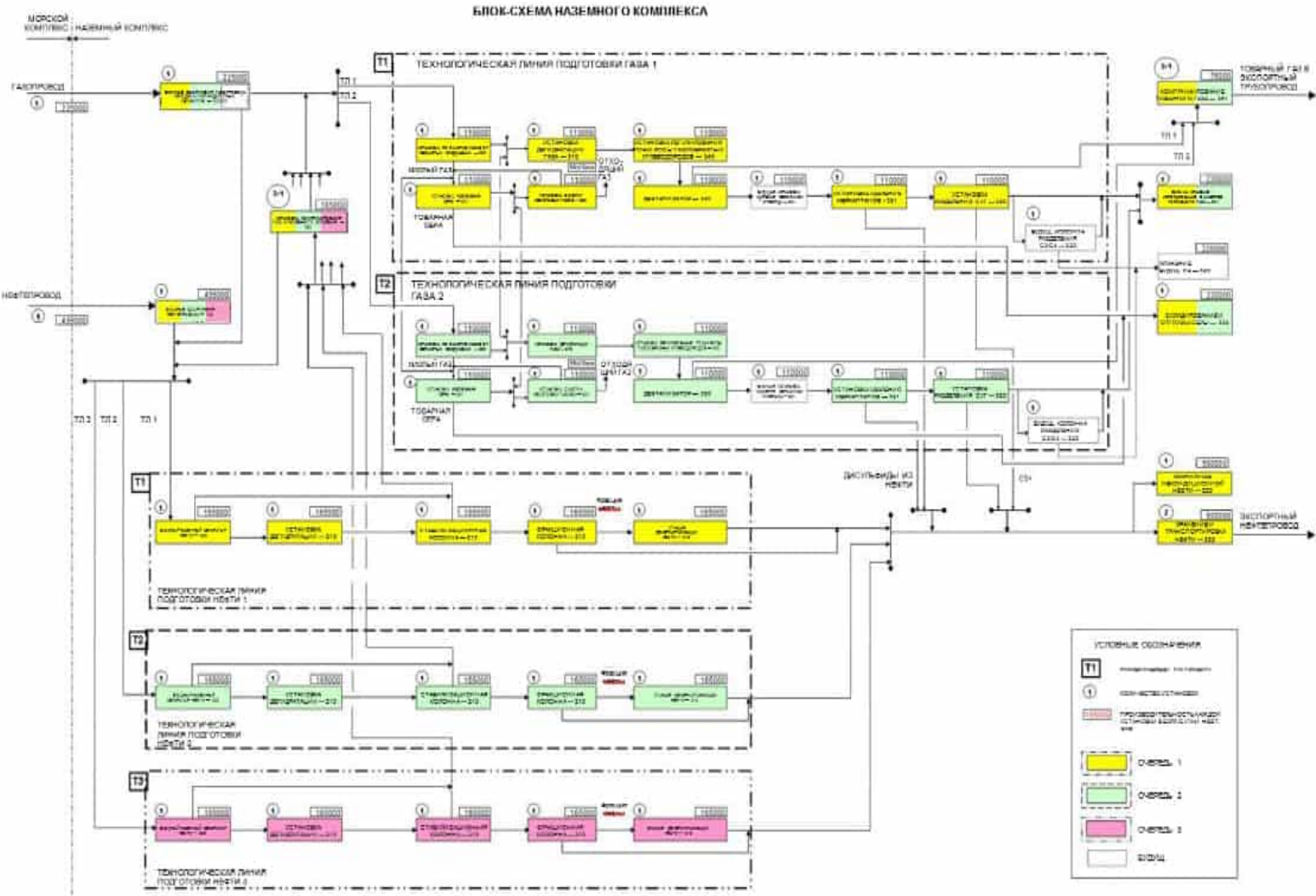
ПРИЛОЖЕНИЕ А. ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ПРОЕКТА ОПР



ПРИЛОЖЕНИЕ В. БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ МОРСКОГО КОМПЛЕКСА



ПРИЛОЖЕНИЕ С.      БЛОК-СХЕМА ОБЪЕКТОВ НАЗЕМНОГО КОМПЛЕКСА



**ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ**

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
«Должен»	Слово <b>«должен»</b> означает, что какое-либо положение подлежит обязательному исполнению.
API	Американский нефтяной институт
CAIM	средства управления, автоматики, КИП и узел учета
CAS	Chemical Abstracts Service Справочный номер химического вещества
СН	Санитарные нормы
IPFПодрядные Компании.	функция защиты КИПозначает компании, совместно являющиеся Подрядчиком (согласно определению, приведенному в СРП) по СРП, и на дату данного документа включающие компании «Аджип Каспиан Си Б.В.», «КННК Казахстан Б.В.», «ЭксонМобил Казахстан Инк.», «Инпекс Норт Каспиан Си, Лтд.», «КМГ Кашаган Б.В.», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и «Тоталь ЭИП Казахстан», а также правопреемников долей участия любой из таких ПОДРЯДНЫХ КОМПАНИЙ или цессионариюв долей участия любой из таких ПОДРЯДНЫХ КОМПАНИЙ. В отношении Акционеров НКОК не следует употреблять альтернативные наименования, такие как Партнеры / Партнеры по Консорциуму / Акционеры. Предпочтительным вариантом является термин «Подрядные Компании». Данные компании не следует путать с подрядными организациями, которые являются Подрядчиками НКОК.
АДА	автономный дыхательный аппарат
АО	Аварийное отключение
ВД	Высокого давления
ГС/ОО	Система громкой связи и общего оповещения
ДПО	Департамент производственных операций
ЕЭС	Европейское экономическое сообщество
ЗСГ	Закачка сырого газа
ЗЦД	здание центральной диспетчерской
изб.	избыточное
ИИИ	Источники ионизирующего излучения
ИСУиАЗ	Интегрированной системы управления и аварийной защиты
КАО	Клапан аварийного отключения
КАСД	Клапан аварийного сброса давления
КГМИ	Компрессор газа мгновенного компримирования
КДПК	Кашаган Девелопмент Проджект Контракторс
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПВ	котловая питательная вода
макс.	максимум
МУГ	модернизация установки газа
МУН	модернизация установки нефти
н/д	Нет данных
НД	Низкого давления
НКОК	Норт Каспиан Оператинг Компани
НКОК Н.В.	Норт Каспиан Оперейтинг Компани Н.В.
ОЗТОС	охрана здоровья, труда и окружающей среды
ОПР	опытно-промышленная разработка
ОПУ	Оператор пульта управления
ОТК	отдел Технического контроля
ПиГ	пожар и газ
ПЛК«Должен»	Программируемый логический контроллерСлово «должен» означает, что какое-либо положение подлежит обязательному исполнению.
ПО	Полевой оператор

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
Подрядные Компании.	<p>означает компании, совместно являющиеся Подрядчиком (согласно определению, приведенному в СРП) по СРП, и на дату данного документа включающие компании «Аджип Каспиан Си Б.В.», «КННК Казахстан Б.В.», «ЭксонМобил Казахстан Инк.», «Инпекс Норт Каспиан Си, Лтд.», «КМГ Кашаган Б.В.», «Шелл Казахстан Девелопмент Б.В.» и «Тоталь ЭиП Казахстан», а также правопреемников долей участия любой из таких ПОДРЯДНЫХ КОМПАНИЙ или цессионариев долей участия любой из таких ПОДРЯДНЫХ КОМПАНИЙ.</p> <p>В отношении Акционеров НКОК не следует употреблять альтернативные наименования, такие как Партнеры / Партнеры по Консорциуму / Акционеры.</p> <p>Предпочтительным вариантом является термин «Подрядные Компании».</p> <p>Данные компании не следует путать с подрядными организациями, которые являются Подрядчиками НКОК.</p>
ПУОФП	процесса управления опасными факторами и их последствиями
ПЦНУ	практически целесообразного низкого уровня (
РК	<b>РК</b> означает Республику Казахстан.
РК	Республика Казахстан
РПВСРПСК	<p>ручной пункт вызоваСоглашение о разделе продукции по Северному Каспию</p> <p>Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 г. с изменениями и дополнениями.</p>
РПИ	ручные пожарные извещатели
РСУ	Распределенной системы управления
СВ	системы видеонаблюдения
СИЗ	средств индивидуальной защиты
Следует	Слово « <b>следует</b> » означает, что какое-либо положение не является обязательным, но рекомендуется к исполнению в качестве рациональной практики.
См.Следует	Смотреть Слово «следует» означает, что какое-либо положение не является обязательным, но рекомендуется к исполнению в качестве рациональной практики.
СП	Свод правил
СПАЗ	система противоаварийной защиты
СПС	самописец последовательности событий
СРПСК	<p><b>Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию</b></p> <p>Соглашение о разделе продукции по Северному Каспию от 18 ноября 1997 г. с изменениями и дополнениями.</p>
ССД	<b>Соглашение о совместной деятельности (ССД)</b> в новой редакции с изменениями и дополнениями и Договор акционеров от 21 декабря 2020 г. (с периодически вносимыми изменениями и дополнениями)
СТКИП	Схема трубопроводов и КИП
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
СУИРВССД	системы управления информацией в режиме реального времениСоглашение о совместной деятельности (ССД) в новой редакции с изменениями и дополнениями и Договор акционеров от 21 декабря 2020 г. (с периодически вносимыми изменениями и дополнениями)
ТГЛЧС	тактическая группа по ликвидации чрезвычайных ситуаций
ТЛ	Технологическая линия
ТМИ	тройной модуль избыточности
ТН	Технический надзор
ТЭГ	триэтиленгликоль
УВ	Углеводород
УВО	устройств визуального отображения
УВО	устройств визуального отображения
УКПНИГ	установка комплексной подготовки нефти и газа
УПГ	Установка подготовки газа
УПН	Установка подготовки нефти
УЦС	Уровень целостности системы

Термин / сокращение / аббревиатура	Разъяснение / определение
ЦД	центральная диспетчерская
ЧМИРК	человекомашинный интерфейсРК означает Республику Казахстан.
ЭУИ	электронной системе Управлению Изменениями
УИУ	Уведомление об изменении установки
СД	Среднее давление
УВО	устройства ввода
ВПТ	выключателями перерегулирования для техобслуживания
УЦА	управление целостностью активов
МВР	максимального времени реагирования
РК	Республику Казахстан