

КЛАССИФИКАЦИЯ ИНФОРМАЦИИ ¹ : Для внутреннего пользования	ТИП ДОКУМЕНТА ² : Соблюдение требований	НОМЕР ДОКУМЕНТА ² : 07-001-RC-01367-000	ДАТА ВЫПУСКА ³ : 15.11.2023г.	РЕДАКЦИЯ ⁴ : A02
ПЕРИОДИЧНОСТЬ РЕДАКЦИЙ ⁵ : 1 год	КОД СОСТАВИТЕЛЯ ⁶ : Общие производственные операции ДПО	БИЗНЕС-ПРОЦЕСС ⁷ : Выполнение производственных операций	ПРОЦЕДУРА: Безопасность производственных операций	

Технологический регламент для сооружений хранения сырой нефти на наземном комплексе (Установка 220)

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 сооружений хранения сырой нефти на наземном комплексе (Установка 220) в целях обеспечения соблюдения нормативных требований РК.

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

УТВЕРЖДЕНИЕ ДОКУМЕНТА⁸:

Составитель документа: Талгат Каимбаев
Составитель технической документации



15.11.2023г.

Составитель документа: Алимжан Кадыров
Составитель технической документации



15.11.2023г.

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



15.11.2023г.

Утверждающее лицо: Руслан Давлетов
Менеджер по производственным операциям



15.11.2023г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ВВЕДЕНИЕ	5
1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	6
2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ	7
2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР	7
3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	8
3.1 НАИМЕНОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА, ЕГО НАЗНАЧЕНИЕ, ГОД ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	8
3.2 КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ЛИНИИ (ПОТОКОВ) И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ	9
3.3 НАИМЕНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИЙ, РАЗРАБОТЧИК И ИСПОЛНИТЕЛЬ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПОДРЯДЧИК	9
4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ	10
4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ	10
4.2 КАТАЛИЗАТОРЫ, ХИМРЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	10
5. ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА	11
5.1 ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ КОНДИЦИОННОЙ СЫРОЙ НЕФТИ (А1-220-ТВ-001/002)	11
5.2 ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВУАРА ХРАНЕНИЯ НЕКОНДИЦИОННОЙ СЫРОЙ НЕФТИ (А1-220-ТВ-003)	11
5.3 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И УПРАВЛЕНИЯ СООРУЖЕНИЯМИ ХРАНЕНИЯ СЫРОЙ НЕФТИ	12
6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА	16
7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	19
7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ	19
7.2 АВАРИЙНЫЕ СИГНАЛИЗАЦИИ И БЛОКИРОВКИ	22
8. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗОПАСНОГО ПУСКА И ОСТАНОВКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ	47
8.1 НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ	70
8.2 ОСТАНОВ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ	73
8.3 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ	73
9. ВОЗМОЖНЫЕ ВИДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СБОЕВ И СПОСОБЫ ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И УСТРАНЕНИЯ	80
9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ	80
10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА	83
10.1 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	84
10.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, МЕРЫ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ	86
10.3 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ	87

10.4 ИНФОРМАЦИЯ ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ТОКСИКОЛОГИИ – МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	87
10.4.1 Сероводород (H ₂ S)	87
10.4.2 Углеводородные газы (C ₁ -C ₅)	89
10.4.3 Углеводородные жидкости (сырая нефть)	89
10.4.4 Меркаптаны (Метилмеркаптан - CH ₃ SH, этилмеркаптан – C ₂ H ₅ SH)	90
10.5 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ	91
10.6 ЗАЩИТА ОТ МОЛНИЙ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА	91
10.6.1 Молниезащита	91
10.6.2 Защита от статического электричества (система заземления установки)	91
10.7 УРОВЕНЬ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ	92
10.7.1 Освещение	93
10.8 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	94
10.8.1 Активная противопожарная защита	94
10.8.2 Пассивная противопожарная защита	96
10.8.3 Переносное и передвижное противопожарное оборудование	96
10.9 СИСТЕМА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ	96
10.9.1 Система сигнализации	96
10.9.2 Общее оповещение	97
10.9.3 Сигнал пожаротушения	98
10.9.4 Сигнал "подготовка к покиданию платформы" (РАРА)	98
10.9.5 Защитное оборудование	98
10.9.6 Система обнаружения токсичных и пожароопасных газов в воздухе рабочей зоны	98
10.10 АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ	101
11.АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕССЫ ОСТАНОВКИ	102
11.1 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ	102
11.2 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ УСТАНОВКИ 220	102
11.3 МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ, ОТКАЗ КОТОРЫХ ТРЕБУЕТ АВАРИЙНОГО ОСТАНОВА УСТАНОВКИ 220	104
12.ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ, СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ	105
12.1 ОТХОДЫ	105
12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ	107
12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ	107
13.КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ	109
14.ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	113
14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ	113
14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	113

14.3 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	113
14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	113
14.5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	114
15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 420	115
15.1 (ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС) ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ	115
15.2 СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИИ (СТКИПИИ)	115
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ	116

1. ВВЕДЕНИЕ

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

Объекты наземного комплекса:

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

Установки подготовки газа:

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

Установки комплексной подготовки нефти:

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

Сооружения для ОПР могут эксплуатироваться в нескольких режимах:

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

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

1.1 ЦЕЛЬ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Цель данного документа заключается в определении условий для безопасной эксплуатации и технологических режимов работы Установки подготовки нефти на наземном комплексе.

Настоящий документ является Технологическим регламентом для сооружений хранения сырой нефти на наземного комплекса, в соответствии с требованиями Главы 5, Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355 «Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». см.[Е.58]

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

2. РОЛИ И ОБЯЗАННОСТИ

Лицо ответственное за настоящий документ, представляет собой как орган Функционального / Технического надзора и несет ежедневную ответственность за обеспечения выполнения и соблюдения требуемых условий эксплуатации и технологических режимов работы для сооружений хранения нефтяных резервуаров (Установка 220).

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

Суперинтендант производственных операции на наземном комплексе несет ответственность за выполнение работ, связанных с эксплуатацией установок подготовки нефти, в соответствии со всеми техническими параметрами и характеристиками представленными в настоящем документе.

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

2.1 ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

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

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

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

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

3. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

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

Резервуары хранения сырой нефти (A1-220-TB-001 и A1-220-TB-002) используются, главным образом, для хранения стабилизированной и кондиционной сырой нефти с Технологических линий подготовки нефти 1, 2 и 3 и конденсата с нижней части колонны СУГ от Технологических линий T1 и T2 подготовки газа на наземном комплексе.

Резервуар хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) предназначен, в первую очередь, для хранения некондиционной сырой нефти, поступающей от трех технологических линий.

При необходимости, резервуар хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) может также использоваться для хранения кондиционной сырой нефти.

Четыре бустерных насоса для перекачки сырой нефти (A1-220-PA-001A/B/C/D) (три рабочие /один в режиме ожидания) повышают давление нефти на 6,0 бар. Дополнительная группа из четырех насосов экспортной отгрузки нефти (A1-220-PA-002A/B/C и D) (три рабочие /один в режиме ожидания) также увеличивает давление экспортной нефти на 60 бар.

Каждый насос экспортной отгрузки сырой нефти имеет номинальную производительность 1249 м³/ч и оснащен приводным клапаном, установленным на нагнетательном трубопроводе, который блокируют во время пуска насоса в эксплуатацию. Рециркуляционные линии сырой нефти оснащены клапанами регулирования расхода, которые поддерживают необходимый расход при низкой потребности для экспортной отгрузки, направляя сырую нефть обратно в резервуары через общую рециркуляционную линию.

Расход сырой нефти для экспортной отгрузки измеряется на узле учета сырой нефти (A1-220-JM-001), который включает два потока, рассчитанных на расход 330 000 баррелей нефти в сутки и третьей байпасной линии, не имеющей узел учета. Измерительный блок оснащен обратным клапаном для защиты от обратного потока экспортируемой на наземной комплекс сырой нефти, поступающей из экспортного нефтепровода.

Поддержание давления и расхода сырой нефти в выпускном коллекторе насоса экспортной отгрузки осуществляется регулятором расхода сырой нефти (2200-FIC-011) с переключателем низкого давления (2200-FY-011), установленным между суммарным расходомером (2200-FQI010) узла учета сырой нефти (A1-220-JM-001) и индикатором выходного давления (2200-PI-057) насосов экспортной отгрузки сырой нефти.

Выходной сигнал с 2200-FIC-011 через ручной переключатель (2200-FHS-011) подается на один из двух комплектов клапанов регулирования расхода (2200-FCV-011A/C или 2200-FCV-011B/D). Во время нормальной работы поток направляется на 2200-FCV-011A/C. Регулирующие клапаны

2200-FCV-011B/D включаются в работу только при техническом обслуживании клапанов 2200FCV-011A/C. В случае управляемого останова всех насосов экспортной отгрузки регулятор 2200-FIC-011 переключит в РУЧНОЙ режим и закроет тот или иной комплект работающих клапанов (2200-FCV-011A/C или 2200-FCV-011B/D).

Для защиты системы экспортной отгрузки сырой нефти на наземном комплексе от высокого давления в выпускных трубопроводах на Установке 190 вдоль экспортного нефтепровода установлены преобразователи давления (A1-1900-PT-021A/B/C) с мажоритарной схемой 2 из 3-х (2oo3). В случае внезапного повышения давления преобразователи подают сигнал на закрытие клапана аварийного останова (A1-1900-ESV-004) для изоляции экспортного нефтепровода наземной Установки подготовки нефти от экспортного трубопровода.

Границей трубопровода экспортной отгрузки сырой нефти диаметром 24 дюйма является камера пуска скребка Установки 190 (A1-190-VL-002).

Эксплуатация трубопровода экспортной отгрузки сырой нефти, соединяющего Установку 190 и нефтепровод (Установка 160), осуществляется подрядчиком по трубопроводу.

Установка 220 была введена в эксплуатацию в сентябре 2013г. в своей первоначальной конструкции в составе установки комплексной подготовки нефти и газа «Болашак».

Акт приёма-передачи на эти сооружения наземного комплекса был подписан в декабре 2018г. см.[Е.59]

3.2 КОЛИЧЕСТВО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ ЛИНИИ (ПОТОКОВ) И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

В состав сооружений хранения сырой нефти входят следующие компоненты Установки:

- Резервуары сырой нефти 220-ТВ-001 и 220-ТВ-002
- Мешалки резервуаров хранения сырой нефти 220-ZJ-001ABC и 220-ZJ-002ABC
- Резервуар хранения некондиционной нефти 220-ТВ-003
- Мешалки резервуаров хранения сырой нефти 220-ZJ-003ABC
- Бустерные насосы сырой нефти 220-РА-001ABCD
- Насосы экспортной отгрузки сырой нефти 220-РА-002ABCD
- Узел учета товарной нефти 220-JM-001
- Возвратные насосы перекачки некондиционной сырой нефти 220-РА-003AB
- Корзиночные фильтры 220-ZK-001/002

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТОК

- Один смешанный поток стабилизированной и обессеренной нефти направляется с установок подготовки нефти на один из двух резервуаров хранения кондиционной нефти 220-ТВ-001 и/или 220-ТВ-002.
- Некондиционная нефть при обнаружении с помощью встроенного анализатора или по результатам лабораторного анализа направляется в третий резервуар для хранения нефти 220-ТВ-003. Такие случаи происходят редко. Некондиционная нефть может возникнуть в ходе добыче всего объема или поступать из одной Технологической линии подготовки нефти, находящейся в неисправном состоянии.

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

Первоначальный проект и технология были разработаны компанией МСС, которая также поставила основное оборудование.

Генеральный Подрядчик - Petrofac International Limited.

4. ХАРАКТЕРИСТИКА ИСХОДНОГО СЫРЬЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ**4.1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ**Стабилизированная и обессеренная сырая нефть:

Стабилизированная и обессеренная сырая нефть поступает из очистных установок нефти.

Параметры сырой нефти представлены ниже:

Вязкость при 40°C / 54°C	1,2 / 0,96 сП
Температура возгорания, макс.	-13 °C
Температура образования парафина	38 °C
Температура застывания	-20 °C
Водно-грязевой отстой (ВГО) (% по весу)	<0,5 % весового соотношения
Минерализация (NaCl)	< 40 мг/л
Общее содержание серы	<1,8 % весового соотношения
Содержание серы, H ₂ S	<10 мг/л
Метанол (метил и этилмеркаптаны)	30 ч/млн по весу
Плотность 40°C / 54°C	783 / 773 кг/м ³
Теплоемкость	2,1 кДж/кг°C

4.2 КАТАЛИЗАТОРЫ, ХИМРЕАГЕНТЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Инженерные сети

Пар НД подается в нагревательные змеевики резервуаров ТВ-001, ТВ-002 и ТВ-003.

	Пар НД	Пар ВД	Перегретый Пар ВД
Расчетное давление, бар изб.	6	47	47
Рабочее давление, бар абс.	5-5,5	42-44	43-44
Расчетная температура, °C	-36/185	-36(1)/340	-29/415
Рабочая температура, °C	160 - 170	275 -285	400

5. ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

5.1 ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ КОНДИЦИОННОЙ СЫРОЙ НЕФТИ (А1-220-ТВ-001/002)

В резервуарах хранения кондиционной / сырой нефти (А1-220-ТВ-001 и А1-220-ТВ-002), каждый объемом 80 000 м³, установлена плавающая крыша. Резервуары предназначены для хранения стабилизированной сырой нефти с Технологических линий подготовки нефти 1, 2 и 3 на наземном комплексе.

Каждый резервуар оснащен тремя мешалками:

Мешалки сырой нефти (А1-220-ZJ-001А/В/С) - для резервуара хранения сырой нефти (А1-220ТВ-001).

Мешалки сырой нефти (А1-220-ZJ-002А/В/С) - для резервуара хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-002).

Эти мешалки обеспечивают однородность смеси сырой нефти в резервуаре и поддерживают при постоянной температуре. Каждая мешалка может быть запущена дистанционно через РСУ с помощью специальной кнопки пуска/останова и может быть остановлена локально, когда уровень жидкости в резервуаре достигает критически низкой отметки ($LLLL \leq 3145$ мм) происходит отключение мешалки происходит посредством блокировки в РСУ, чтобы предотвратить работу оборудования всухую.

Каждый резервуар оснащен паровыми нагревательными змеевиками НД, способными поддерживать заданную температуру кондиционной сырой нефти в диапазоне от 40°С до 54°С. Образующийся в паровых змеевиках конденсат НД направляется обратно в коллектор конденсата НД Установки 620.

Радарные уровнемеры (2200-LT-001, 2200-LT-002 и 2200-LT-003 для резервуара ТВ-001 и 2200LT-004, 2200-LT-005 и 2200-LT-006 для резервуара ТВ-002), установленные на плавающей крыше каждого резервуара, контролируют уровень сырой нефти и включают сигнализацию высокого и низкого уровня. Два температурных преобразователя (2200-ТТ-001 и 2200-ТТ-037 для резервуара ТВ-001 и 2200-ТТ-002 и 2200-ТТ-038 для резервуара ТВ-002), установленные на стенках резервуаров, измеряют температуру сырой нефти.

Точки ручного отбора проб (2200-S-003 на резервуаре ТВ-001 и 2200-S-005 на резервуаре ТВ002), ведущие к закрытому дренажному коллектору, предусмотрены на 4" нижних дренажных линиях обоих резервуаров.

5.2 ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВУАРА ХРАНЕНИЯ НЕКОНДИЦИОННОЙ СЫРОЙ НЕФТИ (А1-220-ТВ-003)

Резервуар хранения сырой / некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003) предназначен, в первую очередь, для хранения некондиционной сырой нефти, поступающей от трех Технологических линий 1, 2 и 3 на наземном комплексе. В случае, если два резервуара хранения кондиционной / сырой нефти (А1-220-ТВ-001 и А1-220-ТВ-002) заполнены, а Технологические линии 1, 2 или 3 на наземном комплексе нельзя остановить, для хранения кондиционной сырой нефти можно использовать резервуар хранения сырой нефти / некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003).

Резервуар хранения сырой нефти / некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003) - это резервуар с плавающей крышей, рабочий объем которого составляет 80000м³. Он оснащен тремя мешалками для сырой нефти (А1-220-ZJ-003А/В/С), которые обеспечивают однородность смеси сырой нефти и поддерживают ее при одинаковой температуре. Каждая мешалка может быть запущена дистанционно через РСУ с помощью специальной кнопки пуска/останова и может быть остановлена локально. Отключение мешалки сырой нефти (А1-220-ZJ-003А/В/С) происходит через блокировку в РСУ, когда уровень жидкости в резервуаре хранения сырой /некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003) достигает критически низкого уровня ($LLLL \leq 3145$ мм) для предотвращения работы оборудования всухую.

Резервуар хранения сырой / некондиционной нефти (A1-220-TB-003) оборудован паровыми нагревательными змеевиками НД для поддержания температуры сырой некондиционной нефти в диапазоне от 40°C до 54°C. Образующийся в паровых змеевиках конденсат НД направляется обратно в коллектор конденсата НД Установки 620.

Радарные уровнемеры (2200-LT-007, 2200-LT-009 и 2200-LT-008), установленные на плавающей крыше, контролируют уровень сырой нефти и включают сигнализацию высокого и низкого уровня. Два температурных преобразователя (2200-TT-003 и 2200-TT-039), установленных на стенках резервуара, измеряют температуру сырой нефти.

Точка ручного отбора проб (2200-S-008) расположена на 4" нижней дренажной линии.

Насосы перекачки некондиционной нефти (A1-220-PA-003A/B) используются, когда необходимо перемешать некондиционную и кондиционную сырую нефть, поступающую из коллектора отводной линии и/или при перекачке некондиционной сырой нефти обратно (через входной сепаратор нефти A1-200-VS-101) в Технологические линии подготовки нефти 1, 2 или 3 на наземном комплексе для дальнейшей очистки.

5.3 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И УПРАВЛЕНИЯ СООРУЖЕНИЯМИ ХРАНЕНИЯ СЫРОЙ НЕФТИ

Очищенная в 3 технологических линиях сырая нефть смешивается с небольшим потоком C5+, поступающим из нижней колонны СУГ Установки подготовки газа, а затем поступает в один из двух резервуаров хранения нефти, предназначенных только для хранения кондиционной нефти. Выше по потоку от резервуаров хранения нефти установлен регулятор давления (2200PIC102), постоянно обеспечивающий противодействие в технологических линиях подготовки нефти, чтобы избежать испарения нефти, которое при достижении резервуаров в виде пара может нарушить целостность резервуаров из-за очень высокого значения УПР.

Некондиционная нефть в метил/этил меркаптани может быть повторно очищена путем возврата в Технологическую линию подготовки нефти или смешана с кондиционной нефтью, поступающей из очистных сооружений, а расходомер 200FIC016 предназначен для контроля расхода некондиционной нефти, чтобы поддерживать пропорцию, рассчитанную для получения кондиционного смешанного продукта. Также установлены два анализатора давления насыщенных паров по Рейду (УПР) 2200AI007/009 на трубопроводе, обеспечивающей подачу сырой нефти в резервуары хранения сырой нефти. Также предусмотрена точка отбора проб S007 для лабораторного анализа качества сырой нефти, который также может быть использован для перекрестной проверки точности поточных анализаторов. Анализ H₂S и метил/этилмеркаптаны также проводится в режиме онлайн прибором 2200AI008A/B.

Резервуары хранения сырой нефти (A1-220-TB-001 и A1-220-TB-002) предназначены, в первую очередь, для хранения стабилизированной и -кондиционной сырой нефти, поступающей от Технологических линий подготовки нефти 1, 2 и 3 на наземном комплексе. Резервуар хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) предназначен, в первую очередь, для хранения - некондиционной сырой нефти, поступающей от трех Технологических линий подготовки нефти. При необходимости, резервуар хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) может также использоваться для хранения кондиционной сырой нефти. Резервуары хранения сырой нефти A1-220-TB001/2/3 представляют собой изолированные резервуары с плавающей крышей. Они установлены в обвалованный участок для предотвращения нежелательного разлива нефти. Все резервуары установлены со смесителями/мешалками, индикаторами температуры и датчиками уровня. На верхней части резервуаров установлено пробоотборное устройство. Внутри резервуара также установлены два нагревательных трубных змеевика с паром НД. Сбор всей воды с 3-х устройств дренирования на крыше резервуара осуществляется в углубление, которое находится внутри резервуара, откуда вода может быть сброшена в открытую дренажную систему.

Предохранительные запорные клапаны 2200-ESV-004/5/6 установлены на входе в резервуары, работающие по системе блокировки. Всасывающий трубопровод, выходящий за пределы обваловки, перекачивает сырую нефть через дистанционно управляемый клапан 2200-NV005/6/7 к бустерным насосам A1-220-PA-001A/B/C/D. В точке выхода всасывающего трубопровода за пределы обваловки установлен пробоотборник.

Функция четырех бустерных насосов перекачки сырой нефти (A1-220-PA-001A/B/C/D) (три рабочих /один резервный) заключается в повышении давления сырой нефти до соответствующего давления на входе насосов экспортной отгрузки.

Для бустерных и экспортных насосов нефти предусмотрены рециркуляционные линии МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА.

Сырая нефть поступает из резервуаров на всас бустерных насосов, а от бустерных насосов сырая нефть по трубопроводам перекачивается в приемный распределительный трубопровод экспортных насосов.

Для защиты насосов предусмотрены устройства контроля МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА A1-2200FIC-001A/B/C/D для обеспечения минимального расхода в 30%. Клапан регулирования расхода FIC001 начинает открываться, если выявляется, что расход ниже значения МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА насоса. Аварийные сигналы о высоком и низком уровне инициируются при достижении верхнего и нижнего пределов, и эти устройства посылают сигнал/аварийный сигнал в ЦД.

На входах и выходах бустерных насосов предусмотрены дренажные трубопроводы, подсоединенные к закрытой дренажной системе.

Функция дополнительной группы из четырех насосов экспортной отгрузки нефти (A1-220-PA-002A/B/C и D) (три рабочие /один в режиме ожидания) заключается в перекачке сырой нефти в трубопровод экспортной отгрузки, также в повышении давления для экспортной отгрузки на 60 бар. Каждый насос экспортной отгрузки сырой нефти имеет номинальную производительность 1249 м³/ч и оснащен приводным клапаном, установленным на нагнетательном трубопроводе, который блокирует во время пуска насоса в эксплуатацию. Рециркуляционные линии сырой нефти оснащены клапанами регулирования расхода, которые поддерживают необходимый расход при низкой потребности для экспортной отгрузки, направляя сырую нефть обратно в резервуары через общую рециркуляционную линию.

Следующие элементы установлены в последовательном режиме на напорной линии насосов экспортной отгрузки сырой нефти A1-220-PA-002A/B/C/D:

- Датчик температуры 2200TI010A/B/C/D, отправляющий аварийный сигнал в ЦД при достижении верхнего предельного значения.
- Датчик давления 2200PI011A/B/C/D, отправляющий сигнал оповещения в ЦД при достижении верхнего предельного значения.
- Расходомер 2200FI017A/B/C/D, отправляющий аварийный сигнал в ЦД при достижении верхнего предельного значения.
- Цепь МИН. РАСХОД 2200FIC005A/B/C/D, отправляющий сигналы в ЦД при достижении верхнего и нижнего предельного значения и обеспечивающий минимальный расход в 30 % для защиты насоса. Обратный клапан с байпасной линией диаметром 2 дюйма для гашения энергии волны перемещения, оснащенный универсальной диафрагмой 2200FO020A/B/C.
- Изолирующее устройство с приводом 2200XV034A/B/C/D, приводимое в действие системой блокировки в зависимости от состояния насоса: удерживается закрытым во время запуска и открывается после достижения минимального расхода.

Функция насосов перекачки некондиционной нефти заключается в смешивании поступающей из резервуара сырой нефти нефти нестандартного качества с поступающей в установку сырой нефтью.

Для защиты насосов предусмотрены устройства контроля МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА A1-2200FIC-0014A/B/C/D для обеспечения минимального расхода в 30%. Клапан регулирования расхода FIC014 начинает открываться, если выявляется, что расход ниже значения МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА насоса. Аварийные сигналы о высоком и низком уровне инициируются при достижении верхнего и нижнего пределов, и эти устройства посылают сигнал/аварийный сигнал в ЦД.

Измерительный блок оснащен обратным клапаном для защиты от обратного потока экспортируемой на наземной комплекс сырой нефти, поступающей из экспортного нефтепровода.

Расход сырой нефти для экспортной отгрузки измеряется на узле учета сырой нефти (А1-220-ЖМ-001), который включает два потока, рассчитанных на расход 330 000 баррелей нефти в сутки и третьей байпасной линии, не имеющей узла учета. Описание конструкции и КИП блока приведено в документах Поставщика. Поддержание давления и расхода сырой нефти в выпускном коллекторе насоса экспортной отгрузки осуществляется регулятором расхода сырой нефти (2200-FIC-011) с переключателем низкого давления (2200-FY-011), установленным между суммарным расходомером (2200-FQI-010) узла учета сырой нефти (А1-220-ЖМ-001) и индикатором выходного давления (2200-PI-057) насосов экспортной отгрузки сырой нефти. Выходной сигнал с 2200-FIC-011 через ручной переключатель (2200-FHS-011) подается на один из двух комплектов клапанов регулирования расхода (2200-FCV-011А/С или 2200-FCV-011В/Д). Во время нормальной работы поток направляется на 2200-FCV-011А/С. Регулирующие клапаны 2200-FCV-011В/Д включаются в работу только при техническом обслуживании клапанов 2200-FCV-011А/С. В случае управляемого останова всех насосов экспортной отгрузки регулятор 2200-FIC-011 переключит в РУЧНОЙ режим и закроет тот или иной комплект работающих клапанов (2200-FCV-011А/С или 2200-FCV-011В/Д).

Для защиты системы экспортной отгрузки сырой нефти на наземном комплексе от высокого давления в выпускных трубопроводах на Установке 190 вдоль экспортного нефтепровода установлены преобразователи давления (А1-1900-РТ-021А/В/С) с мажоритарной схемой 2 из 3-х (2оо3). В случае внезапного повышения давления преобразователи подают сигнал на закрытие клапана аварийного останова (А1-1900-ЕСV-004) для изоляции экспортного нефтепровода наземной Установки подготовки нефти от экспортного трубопровода.

Границей трубопровода экспортной отгрузки сырой нефти диаметром 24 дюйма является камера пуска скребка Установки 190 (А1-190-VL-002). Эксплуатация трубопровода экспортной отгрузки сырой нефти, соединяющего Установку 190 и нефтепровод (Установка 160), осуществляется подрядчиком по трубопроводу.

Дренированный продукт с узла учета попадает в закрытую дренажную систему.

Мешалка резервуара хранения сырой нефти необходима для поддержания температуры однородного продукта, содержащегося в резервуаре хранения сырой нефти, и предотвращения накопления водно-грязевого отстоя (ВГО) на дне резервуара. Мешалка всегда должна быть погружена в сырую нефть во время работы. Мешалки включаются оператором и остаются включенными до тех пор, пока уровень в резервуаре не опустится ниже низкого уровня жидкости (LLL - 2,5м). Мешалки должны быть спроектированы для запуска / работы в резервуаре, заполненном жидкостью до критически высокого уровня (HNLL - 17,7 м) с содержимым при температуре от -36°С до 90°С. Обратите внимание, что вязкость сырой нефти значительно выше при низких температурах. Электропитание будет подаваться при следующих параметрах: 690 В, 3 фазы, 50 Гц. Ссыл.

Экспортная отгрузка нефти партиями и в непрерывном режиме

При запуске и наращивании мощности НКОК по экспорту сырой нефти партиями, при котором добываемая нефть перекачивается в одну буферную емкость, а сырая нефть экспортируется из другой буферной емкости, на следующий день функции этих емкостей будут изменены. Перед отправкой сырой нефти на экспорт нефть оседает в резервуаре в течение 2 часов, отбирается проба и составляется паспорт качества, чтобы убедиться, что состав содержимого резервуара в среднем соответствует спецификациям.

Этот процесс выполняется для обеспечения в период пуска и наращивания объемов добычи качества экспортной продукции спецификациям, однако при увеличении объемов добычи один из проектных параметров экспортной системы, а именно свободный объем в течение 3-х дней, не может быть выполнен в случае простоя экспортной системы. Это может привести к значительному уровню незапланированной задержки.

Для того, чтобы обеспечить свободный проектный объем на 3 дня в любой момент времени, необходимо перейти в режим непрерывного экспорта, т.е. объемы нефти, добытые в течение дня, должны экспортироваться в системы КТК и КТО без формирования партий, оседания и анализа. Этот режим требует более строгого контроля параметров процесса, и сбои в процессе должны быть обнаружены как можно раньше.

Наибольший риск при режиме непрерывного экспорта представляет просачивание некондиционной нефти в экспортную линию, поэтому перед началом непрерывного экспорта следует рассмотреть и оценить риск наличия некондиционной нефти в экспортной линии. Все критические аппаратные средства и технологические барьеры должны быть установлены и испытаны до принятия решения о переходе на непрерывный экспорт. В режиме непрерывного экспорта частота отбора проб увеличивается в обеих точках отбора проб 220S001 и 220JM001. Для получения достоверных результатов необходимо регулярно проверять показания поточного анализатора 220AI008. В случае подтверждения наличия некондиционной нефти в экспортной линии очень трудно выполнить очистку или отправить транспортным компаниям, так как по законодательству РК не разрешается принимать нефть нестандартного качества.

Наибольший риск при экспорте нефти партиями в ходе наращивания объемов добычи (ожидаемый объем 370 000 баррелей нефти в сутки) представляет отсутствие в резервуарах необходимого свободного пространства в случае выхода из строя экспортной системы и плановой/внеплановой недоступности мощностей транспортных компаний. Это приведет к непродолжительному периоду для технического обслуживания и, следовательно, к отсрочке или останову установки.

В зависимости от конкретной ситуации (сценарий «что если») в большей степени ожидается, что при экспорте нефти будет происходить переключение между экспортной отгрузкой партиями и непрерывным режимом. Службой производственных операций должно приниматься взвешенное решение с учетом сопутствующих рисков.

6. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Нормальные рабочие параметры для Установки 220 приведены в таблицах ниже:

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Резервуары для хранения сырой нефти 220-TB-001						
1	Температура резервуара	220-TI-001	°C	± 1 °C	40-55	Показание
2	Температура резервуара	220-TI-037	°C	± 1 °C	40-55	Показание
3	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-001	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
4	Уровень жидкости в резервуаре	220-LIC-002	%	± 2 %	16-91	Контроль
5	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-003	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
Резервуары для хранения сырой нефти 220-TB-002						
6	Температура резервуара	220-TI-002	°C	± 1 °C	40-55	Показание
7	Температура резервуара	220-TI-038	°C	± 1 °C	40-55	Показание
8	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-004	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
9	Уровень жидкости в резервуаре	220-LIC-005	%	± 2 %	16-91	Контроль
10	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-006	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
Резервуары для хранения сырой нефти 220-TB-003						
11	Температура резервуара	220-TI-003	С	± 1 °C	40-45	Показание
12	Температура резервуара	220-TI-039	С	± 1 °C	40-55	Показание
15	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-007	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
16	Уровень жидкости в резервуаре	220-LIC-008	%	± 2 %	16-91	Контроль
17	Уровень жидкости в резервуаре	220-LI-009	% / мм	± 5 мм	16-91	Показание
Бустерные насосы сырой нефти 220-PA-001ABCD						
18	Давление на входном коллекторе насосов	220-PI-001	бар изб./%	± 1 %	1-5	Показание
19	Давление на входе	220-PI-004ABCD	бар изб./%	± 1 %	Не ниже, чем аварийный сигнал критически низкого давления = -0.25	Показание
20	Расход перекачиваемой нефти	220-FIC-001ABCD	м³/ч / %	± 3 %	416-1250	Контроль
Насосы экспортной отгрузки сырой нефти 220-PA-002ABCD						

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
21	Давление на входном коллекторе насосов	220-PI-010ABC	бар изб. / %	± 1 %	Не выше, чем верхняя уставка сигнализации давления = 12	Показание
22	Температура на выкиде насосов	220-TI-010ABCD	°C	± 1 °C	Отсутствует	Показание
23	Давление на выкиде насосов	220-PI-011ABCD	бар изб./%	± 1 %	Не выше, чем предельная уставка сигнализации давления = 83,9	Показание
24	Расход на выкиде насосов	220-FIC-005ABCD	м³/ч / %	± 2 %	Не ниже, чем нижняя уставка сигнализации расхода = 476	Контроль
25	Расход на выкиде насосов	220-FI-017ABCD	м³/ч / %	± 2 %	Не выше, чем уровень расхода потока выше верхнего допустимого предела = 1350	Показание
Возвратные насосы перекачки некондиционной сырой нефти						
26	Давление на входе	220-PI-046	бар изб./%	± 1 %	Не менее, чем нижняя уставка сигнализации давления = 1	Показание
27	Давление нагнетания	220-PIC-040AB	бар изб./%	± 1 %	Не выше, чем аварийный сигнал критически низкого давления = 8	Показание
28	Расход некондиционной нефти	220-FIC-014	м³/ч / %	± 3 %	90-330	Контроль
Входные/выходные коллекторы						
29	Противодавление на входном коллекторе	220-PIC-102	бар изб./%	± 1 %	0,96-14	Контроль
30	Противодавление на выходном коллекторе	220-PIC-057	бар изб./%	± 1 %	Не менее, чем нижняя уставка сигнализации давления = 6	Контроль

№ п/п	Наименование стадий процесса, оборудование, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Ед. изм.	Требуемый класс точности измерительных приборов	Допускаемые пределы технологических параметров	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Расходомер экспортной отгрузки нефти 220-JM-001						
31	Расход экспортной отгрузки нефти	220-FI-009	м ³ /ч / %	± 5 %	240– 1800	Показание
32	Расход экспортной отгрузки нефти	220-FI-010	м ³ /ч / %	± 5 %	240– 1800	Показание

Таблица 6.1 - Нормы технологического режима

7. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА**7.1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ**

В нижеприведенной таблице 7.1 представлен перечень точек ручного отбора проб на Установке подготовки нефти.

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота Контроля
1	2	3	4	5	6	7
1	Сырая нефть в хранилище	2200-S-001	Содержание H ₂ S, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=10	по запросу
			Содержание меркаптанов, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=30	
2	Сырая нефть	С крыши резервуара 220-TB-001002	Плотность, кг/м ³	СТ РК 1571-2006	795-805	по запросу
			Содержание солей, мг/л	ГОСТ 21534-2021	<=40	
			Температура застывания, °C	СТ РК-ASTM-D5853-2010	<=-3	
			200°C, %	СТ РК-2423-2013	21	
			300°C, %	СТ РК-2423-2013	42	
			УПР, кПа	СТ РК ASTM-D323-2014	<=66,7	
			Общее содержание серы%	СТ РК-ASTM-D4294-2011	<=1,5	
			ВГО, % об.	СТ РК ASTM-D4007-2016	<=0,5	
			H ₂ S, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=10	
			Мет.+Этан меркаптаны, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=30	
			Органические хлориды, ч/млн	СТ РК 1529-2006	<=6	

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (установки КИПиА)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа)	Норма	Частота Контроля
1	2	3	4	5	6	7
3	Сырая нефть с наземного узла учета на участке внезаводских объектов	A1-220-JM-001	Плотность, кг/м ³	СТ РК 1571-2006	795-805	Дважды в месяц
			Содержание солей, мг/л	ГОСТ 21534-2021	<=40	Дважды в месяц
			Температура застывания, °C	СТ РК-ASTM-D5853-2010	<=-3	Дважды в месяц
			200°C, %	СТ РК-2423-2013	21	Дважды в месяц
			300°C, %	СТ РК-2423-2013	42	Дважды в месяц
			УПР, кПа	СТ РК ASTM-D323-2014	<=66,7	Дважды в месяц
			Общее содержание серы%	СТ РК-ASTM-D4294-2011	<=1,5	Дважды в месяц
			ВГО, % об.	СТ РК ASTM-D4007-2016	<=0,5	Дважды в месяц
			H ₂ S, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=10	Дважды за смену
			Мет.+Этан меркаптаны, ч/млн по весу	СТ РК-ASTM-D5623-2011	<=30	Дважды за смену
			Органические хлориды, ч/млн	СТ РК 1529-2006	<=6	ежемесячно

Таблица 7.1 - График лабораторно-аналитического контроля

№ п/п	Маркировочный номер, технологический поток	Параметры для анализа	Аналитический метод/принцип измерений	Нормальное/ожидаемое значение	Периодичность	Система управления
1	2	3	4	5	6	7
1	2200-AT-007	УПР	DIN51754/ASTM D323/IP 69/IP171	0-65 кПа	непрерывно	PCY
2	2200-AT-008A	H ₂ S	Газовая хроматография с пламенно-фотометрическим детектированием	0-10 ч/млн по весу	непрерывно	PCY
3	2200-AT-008B	Мет/этанмеркаптаны		0-30 ч/млн по весу	непрерывно	PCY

№ п/п	Маркировочный номер, технологический поток	Параметры для анализа	Аналитический метод/принцип измерений	Нормальное/ожидаемое значение	Периодичность	Система управления
1	2	3	4	5	6	7
4	2200-АТ-009	УПР	Индукцированное начальное испарение жидкости с помощью аспиратора Вентури	0-65 кПа	непрерывно	PCY

Таблица 7.2 – Поточный анализатор

7.2 АВАРИЙНЫЕ СИГНАЛИЗАЦИИ И БЛОКИРОВКИ

Как правило, все аварийные сигналы, ведущие к аварийному останову в результате срабатывания системы АО, сопровождаются предварительными аварийными сигналами в РСУ. Для подачи сигналов тревоги, которые приводят к отключению, предусматриваются специальные КИПиА. В зависимости от Уровня целостности системы (УЦС) предусмотрены системы согласования 1 из 2, 2 из 2 или 2 из 3 для аварийной сигнализации, связанной с безопасными отключениями.

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

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

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

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.

Перечень аварийных сигнализации и блокировок для Установки 220 приведены ниже в таблице 7.3. см.[Е.15]

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критическ й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Входные/выходные коллекторы											
1.	A1-2200-AT-007	УПР сырой нефти в резервуары	бар абс.			0,64		0,64		1,6	
2.	A1-2200-AI-007T	ИДП на входе бустерных насосов экспортной отгрузки нефти	кПа			81		81			
3.	A1-2200-A-009	УПР экспортной отгрузки нефти	кПа			64		64			
4.	A1-220-P-057	Экспортный коллектор	бар изб.		6		6				
5.	A1-220-P-102	Входной коллектор резервуаров хранения кондиционной нефти	бар изб.		0,96	14	0,96	14			
6.	A1-220-P-109	В закрытый дренаж 550-VA-004	бар изб.			14		14			
Резервуары хранения сырой нефти 220-TB-001 / TB-002 / TB-003											
7.	A1-2200-AI-007T1	TB-001 ИДП сырой нефти	кПа			85		85			
8.	A1-2200-AI-007T2	TB-002 ИДП сырой нефти	кПа			85		85			
9.	A1-2200-AI-007T3	TB-003 ИДП сырой нефти	кПа			85		85			
10.	A1-220-T-001	Резервуар хранения TB001	°C	-37/75	40	55	40	55			
11.	A1-220-T-002	Резервуар хранения TB002	°C	-37/75	40	55	40	55			
12.	A1-220-T-003	Резервуар хранения TB003	°C	-37/75	40	55	40	55			
13.	A1-220-T-037	Резервуар хранения TB001	°C	-37/75	40	55	40	55			
14.	A1-220-T-038	Резервуар хранения TB002	°C	-37/75	40	55	40	55			

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
15.	A1-220-T-039	Резервуар хранения ТВ003	°C	-37/75	40	55	40	55			
16.	A1-220-L-001	Резервуар хранения ТВ001	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (КН и КВ отключение) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-001A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА- 001A/B//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА- 002A/B/C/D Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-TB-001
17.	A1-220-L-002	Резервуар хранения ТВ001	%		16	91	16	91	8,37	96	Преобразователи давления с мажоритарной логикой 2из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											уровне, Мешалки ZJ-001A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА-001A/B//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА-002A/B/C/D Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-ТВ-001
18.	A1-220-L-002A	Резервуар хранения ТВ001	%		16	91	16	91	8,37	96	
19.	A1-220-L-003	Резервуар хранения ТВ001	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-001A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА-001A/B//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА-002A/B/C/D

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-ТВ-001
20.	A1-220-L-004	Резервуар хранения ТВ002	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти ПА- 001A/B// С Насос экспортной отгрузки нефти ПА- 002A/B/C/D Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-ТВ-002
21.	A1-220-L-005	Резервуар хранения ТВ002	%		16	91	16	91	8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению)

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА-001A/B// С Насос экспортной отгрузки нефти РА-002A/B/C/D Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-TB-002
22.	A1-220-L-005A	Резервуар хранения ТВ002	%		16	91	16	91	8,37	96	
23.	A1-220-L-006	Резервуар хранения ТВ002	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА-001A/B// С Насос

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											экспортной отгрузки нефти РА-002А/В/С/Д Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-ТВ-002
24.	A1-220-L-007	Резервуар хранения ТВ003	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002А/В/С, Бустерные насосы сырой нефти РА-001А/В//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА-002А/В/С/Д, Возвратный насос перекачки некондиционной сырой нефти РА-003А/В Отключение КВ уровня закрывает

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-TB-003
25.	A1-220-L-008	Резервуар хранения ТВ003	%		16	91	16	91	8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА-001A/B//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА-002A/B/C/D, Возвратный насос перекачки некондиционной сырой нефти РА-003A/B Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-TB-003

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
26.	A1-220-L-008A	Резервуар хранения ТВ003	%		16	91	16	91	8,37	96	
27.	A1-220-L-009	Резервуар хранения ТВ003	%		16		16		8,37	96	Мажоритарная логика 2 из 3 (Отключение по КН и КВ значению) Отключение резервуара сырой нефти при КН уровне, Мешалки ZJ-002A/B/C, Бустерные насосы сырой нефти РА- 001A/B//D, Насос экспортной отгрузки нефти РА- 002A/B/C/D, Возвратный насос перекачки некондиционной сырой нефти РА- 003A/B Отключение КВ уровня закрывает отсечной клапан на входе/выходе резервуара сырой нефти 220-TB-003
Бустерные насосы сырой нефти 220-РА-001 ABCD											
28.	A1-220-P-001	Коллектор сырой нефти на бустерные насосы	бар изб.	14,5	1	5	1	5			

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
29.	A1-220-P-004ABCD	Бустерные насосы сырой нефти	бар изб.		-0,25		-0,25				
30.	A1-220-F-001ABCD	Выкид бустерных насосов сырой нефти	м³/ч	1249	416	1250	416	1250			
31.	A1-220-F-005ABCD	Выкид насосов экспортной отгрузки сырой нефти	м³/ч	1249	465		465				
32.	A1-220-P-060ABCD	Система уплотнения бустерных насосов сырой нефти	бар изб.		9		9				
33.	A1-220-P-061ABCD	Система уплотнения бустерных насосов сырой нефти	бар изб.						8,4		Отключение при КН уровне соответствующего бустерного насоса сырой нефти РА-001А
34.	A1-220-P-063ABCD	Система уплотнения насосов экспортной отгрузки нефти	бар изб.			2,5		2,5			
35.	A1-220-P-064ABCD	Система уплотнения насосов экспортной отгрузки нефти	бар изб.						1,5		Отключение при КН уровне соответствующего насоса экспортной отгрузки нефти РА-002А/В/С/Д
Узел учета сырой нефти 220-JM-001											
36.	A1-220-P-022	Узел учета	бар изб.	84		0,6		0,6			
37.	A1-220-F-009AB	Узел учета	м³/ч	2270	240	1800	240	1800			
38.	A1-220-F-010AB	Узел учета	м³/ч	2270	240	1800	240	1800			
39.	A1-220-P-052	Узел учета	бар изб.	84		8,4		8,4			
40.	A1-220-P-054	Узел учета	бар изб.	84		8,4		8,4			

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критически й параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
41.	A1-220-P-069	Узел учета	бар изб.	84		8,4		8,4			
Насосы экспортной отгрузки сырой нефти 220-PA-002ABCD											
42.	A1-220-P-010ABC	Всасывающий коллектор насосов экспортной отгрузки сырой нефти	бар изб.	83,9		12		12	2		Отключение при КН уровне с мажоритарной логикой 2 из 3 насосов экспортной отгрузки сырой нефти PA-002A/B/C/D
43.	A1-220-P-011ABCD	Выкид насосов экспортной отгрузки сырой нефти	бар изб.	83						83,9	Отключение при предельной уставке сигнализации давления соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти PA-002A/B/C/D
44.	A1-220-P-012ABCD	Система смазочного масла насоса	бар изб.						11,5		Отключение при КН уровне соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти PA-002A/B/C/D
45.	A1-220-P-014ABCD	Система смазочного масла насоса	бар изб.						11,5		Отключение при КН уровне соответствующего насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
46.	A1-220-L-012ABCD	Система смазочного масла насосов экспортной отгрузки сырой нефти	мм		550		550				
47.	A1-220-L-013ABCD	Система смазочного масла насосов экспортной отгрузки сырой нефти	мм			610		610			
48.	A1-220-F-017ABCD	Выкид насосов экспортной отгрузки сырой нефти	м³/ч							1350	
49.	A1-220-P- 079ABCD	Система смазочного масла насосов экспортной отгрузки сырой нефти	бар изб.		2		2				
50.	A1-220-P- 081ABCD	Система уплотнения насосов экспортной отгрузки нефти	бар изб.		13,5		13,5				
51.	A1-220-P- 082ABCD	Система уплотнения насосов экспортной отгрузки нефти	бар изб.		13,5		13,5				
52.	A1-220-P- 084ABCD	Система смазочного масла насосов экспортной отгрузки сырой нефти	бар изб.			1,5		1,5			
53.	A1-220-T-013	Упорный подшипник насоса 220РА002А	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
54.	A1-220-T-015	Упорный подшипник насоса 220РА002В	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
55.	A1-220-T-017	Упорный подшипник насоса 220РА002С	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
56.	A1-220-T-019	Упорный подшипник насоса 220РА002А	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
57.	A1-220-T-021	Подшипник скольжения насоса 220РА002А	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
58.	A1-220-T-023	Подшипник скольжения насоса 220РА002А	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
59.	A1-220-T-025	Упорный подшипник насоса 220РА002В	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
60.	A1-220-T-027	Подшипник скольжения насоса 220РА002А	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
61.	A1-220-T-029	Подшипник скольжения насоса 220РА002А	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
62.	A1-220-T-031	Упорный подшипник насоса 220РА002С	°С			93		93		115	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти РА-002С
63.	A1-220-T-033	Подшипник скольжения насоса 220РА002С	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
64.	A1-220-T-035	Подшипник скольжения насоса 220РА002С	°С			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
65.	A1-220-T-040ABCD	Насосы экспортной отгрузки сырой нефти	°С	-36/75	10	45	10	45			
66.	A1-220-T-041ABCD	Система смазочного масла насосов экспортной отгрузки сырой нефти	°С		30	49	30	49			
67.	A1-220-T-042ABCD	Подшипник электродвигателя насоса 220РА002ABCD	°С			95		95		105	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
68.	A1-220-T-044ABCD	Подшипник электродвигателя насоса 220PA002ABCD	°C			95		95		105	Отключение при KB уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти PA- 002A/B/C/D
69.	A1-220-T-061ABCD	Воздухосборник электродвигателя насоса 220PA002ABCD	°C		-15		-15				
70.	A1-220-T-062ABC	Воздухосборник электродвигателя насоса 220PA002ABC	°C		-15		-15				
71.	A1-220-T-062D	Воздухосборник электродвигателя насоса 220PA002D	°C		-20		-20				
72.	A1-220-T-065	Упорный подшипник насоса 220PA002D	°C			93		93		115	Отключение при KB уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти PA-002D
73.	A1-220-T-067	Упорный подшипник насоса 220PA002D	°C			93		93		115	Отключение при KB уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти РА-002D
74.	A1-220-T-069	Упорный подшипник насоса 220РА002D	°C			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002D
75.	A1-220-T-071	Упорный подшипник насоса 220РА002D	°C			87		87		95	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002D
76.	A1-220-V-001	Вибрация вала насоса 220РА002А	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
77.	A1-220-V-002	Вибрация вала насоса 220РА002А	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
78.	A1-220-V-003	Вибрация вала насоса 220РА002А	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
79.	A1-220-V-004	Вибрация вала насоса 220РА002А	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
80.	A1-220-V-005	Вибрация вала насоса 220РА002В	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
81.	A1-220-V-006	Вибрация вала насоса 220РА002В	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
82.	A1-220-V-007	Вибрация вала насоса 220РА002В	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
83.	A1-220-V-008	Вибрация вала насоса 220РА002В	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
84.	A1-220-V-009	Вибрация вала насоса 220РА002С	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
85.	A1-220-V-010	Вибрация вала насоса 220РА002С	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
86.	A1-220-V-011	Вибрация вала насоса 220РА002С	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти РА-002С
87.	A1-220-V-012	Вибрация вала насоса 220РА002С	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
88.	A1-220-V-013ABCD	Вибрация подшипника электродвигателя насоса 220РА002ABCD	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
89.	A1-220-V-014ABCD	Вибрация подшипника электродвигателя насоса 220РА002ABCD	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
90.	A1-220-V-015ABCD	Вибрация подшипника электродвигателя насоса 220РА002ABCD	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
91.	A1-220-V- 016ABCD	Вибрация подшипника электродвигателя насоса 220РА002ABCD	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
92.	A1-220-V-017	Вибрация вала насоса 220РА002D	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА- 002А/В/С/Д
93.	A1-220-V-018	Вибрация вала насоса 220РА002D	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											нефти РА-002А/В/С/Д
94.	A1-220-V-019	Вибрация вала насоса 220РА002D	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А/В/С/Д
95.	A1-220-V-020	Вибрация вала насоса 220РА002D	метрич. ед_м			65		65		100	Отключение при КВ уровне с мажоритарной логикой, остановка соответствующего насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А/В/С/Д
96.	A1-220-Z-002	Положение подшипника электродвигателя насоса 220РА002А	Указывается в документах поставщика (УДП)			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
97.	A1-220-Z-003	Положение подшипника электродвигателя насоса 220РА002В	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудован ия)	Величина устанавливаемог о предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти РА-002В
98.	A1-220-Z-004	Положение подшипника электродвигателя насоса 220РА002С	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002С
99.	A1-220-Z-005	Положение упорного подшипник насоса Должность 220РА002А	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
100.	A1-220-Z-006	Положение упорного подшипник насоса Должность 220РА002В	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002В
101.	A1-220-Z-007	Положение упорного подшипник насоса Должность 220РА002А	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002А
102.	A1-220-Z-008	Положение упорного подшипник насоса Должность 220РА002D	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной отгрузки сырой нефти РА-002D
103.	A1-220-Z-009	Положение упорного подшипник насоса Должность 220РА002D	УДП			0,18		0,18		0,4	Отключение при КВ уровне, остановка насоса экспортной

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
											отгрузки сырой нефти PA-002D
Возвратные насосы перекачки некондиционной сырой нефти 220-PA-003 AB											
104.	A1-220-F-014	Возвратные насосы перекачки некондиционной сырой нефти	м³/ч	165 м³/ч (каждый)	90	330	90	330			
105.	A1-220-F-016	Некондиционная нефть на коллектор кондиционной нефти	м³/ч	165 м³/ч (каждый)	45	330	45	330			
106.	A1-220-P-040AB	Выкид возвратных насосов перекачки некондиционной сырой нефти	бар изб.	13					8		Отключение при КН уровне соответствующего возвратного насоса перекачки некондиционной сырой нефти
107.	A1-220-PDY-040AB	Дифференциальное давление в фильтре грубой очистки насоса перекачки сырой нефти 220PA003B DP	бар			0,4		0,4			
108.	A1-220-P-046	Всас возвратных насосов перекачки некондиционной сырой нефти	бар изб.	13	1		1				
109.	A1-220-P-066AB	Уплотнительная система возвратных насосов перекачки некондиционной сырой нефти	бар изб.		6,3		6,3				
110.	A1-220-P-067AB	Уплотнительная система возвратных насосов	бар изб.						6		Отключение при КН уровне

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Ед. изм	Критический параметр* (проект оборудования)	Величина устанавливаемого предела		Уставка				Операции по отключению включению, переключению
					мин.	макс.	Сигнализация		Блокировка		
							(L) мин.	(H) макс.	(LL) мин.	(HH) макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		перекачки некондиционной сырой нефти									соответствующего возвратного насоса перекачки некондиционной сырой нефти РА-003А

Таблица 7.3 – Перечень блокировок и сигнализации

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

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

[Е.35-43]

Ввод в эксплуатацию

Требование	Описание
Все системы безопасности введены в эксплуатацию и функционируют	Противопожарная и дренажная система заполнена Детекторы обнаружения пожара и газа проверены и включены в работу Аварийные сигналы технологических систем проверены и включены Все ППК установлены, отрегулированы и готовы к работе Факельная система НД / ВД готова к эксплуатации
Следующие инженерные сети готовы к эксплуатации:	Источник питания 10 кВ - приводы двигателей Источник питания 690 В - приводы двигателей Источник питания 400 В - теплоспутник Источник питания 230 В - вспомогательное оборудование Воздух КИПиА Азот Пар / конденсат НД Закрытые дренажные системы
Устройства и оборудование, установленные ниже и выше по потоку, готовы к эксплуатации:	ТУ 200 - Сепарация сырой нефти ТУ 210 - Очистка сырой нефти Камера запуска скребка для экспортного нефтепровода Экспортный нефтепровод

Отсечные клапаны технологического процесса соответствуют контрольному перечню для пуска клапанов из холодного состояния

Следующие системы должны быть введены в работу до ввода ТУ-220 установки транспортировки и хранения сырой нефти в эксплуатацию

Оборудование	Интерфейс
Резервуары хранения сырой нефти	Подача пара НД для обогрева Источник питания 690 В - Мешалки
Бустерные насосы перекачки сырой нефти	Источник питания 690 В - главные двигатели Система уплотнительного барьера
Насосы экспортной отгрузки сырой нефти	Источник питания 10 кВ - главные двигатели Источник питания 400В - дополнительные насосы и подогреватели смазочного масла Источник питания 230В - антиконденсатные нагреватели Система смазочного масла Система уплотнительного барьера
Рециркуляционные насосы некондиционной сырой нефти	Источник питания 690В - главные двигатели Источник питания 230В - антиконденсатные нагреватели Система уплотнительного барьера
Узел учета для экспортной отгрузки	Камера запуска скребка экспортного нефтепровода (А1-190-VL-002) Экспортный трубопровод сырой нефти

Пуск из холодного состояния**Статус**

Резервуары хранения сырой нефти находятся под атмосферным давлением и содержат сырую нефть и пары углеводородов.

Все клапаны находятся в положении, указанном в Контрольном перечне проверки клапанов.

Перерегулировки для пуска

На установке транспортировки и хранения сырой нефти не предусмотрена перерегулировка пуска оборудования.

Шаги пуска из холодного состояния

Сброс заданных уровней системы АО для ТУ-220

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	СБРОСИТЬ сигнал АО Уровня 1 с ЦД посредством нажатия кнопки 9801-ENS011 / 9801-ESH-012	ОПУ
2.	СБРОСИТЬ сигнал АО Уровня 2 с производственной площадки посредством нажатия кнопки 9801-ENS-011	ПО
3.	УБЕДИТЬСЯ, что на графических изображениях РСУ отображается сигнал статуса «Готов к сбросу»	ОПУ
4.	СБРОСИТЬ следующие группы сигналов для ТУ 220 XHS-102, XHS-103, XHS-104, XHS-105 и XHS-106	ОПУ
5.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих клапанов АО и клапаны находятся в ЗАКРЫТОМ положении 2200-ESV-004 2200-ESV-005 2200-ESV-006	ОПУ
6.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих приводов двигателей, и двигатели ГОТОВЫ К РАБОТЕ 220-EPA-001A/B/C/D (бустерные насосы) 220-EPA-002A/B/C/D (насосы экспортной отгрузки) 220-EPA-003A/B (насосы перекачки некондиционной нефти) 2200-EZJ-001A/B/C (мешалки резервуара хранения сырой нефти ТВ-001) 2200-EZJ-002A/B/C (мешалки резервуара хранения сырой нефти ТВ-002) 2200-EZJ-003A/B/C (мешалки резервуара хранения сырой нефти ТВ-003)	ОПУ
7.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих дополнительных электроприводов, и электроприводы ГОТОВЫ К РАБОТЕ: Насос экспортной отгрузки (A1-220-PA-002A) 220-EKF-001A/B (вентиляторы воздушного охладителя смазочного масла) 220-EPC-002A (дополнительный насос перекачки смазочного масла) 220-EHN-004A (обогреватель емкости смазочного масла) 220-EHN-005A (устройство предварительного нагрева)	ОПУ
8.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих дополнительных электроприводов, и электроприводы ГОТОВЫ К РАБОТЕ: Насос экспортной отгрузки (A1-220-PA-002B) 220-EKF-002A/B (вентиляторы воздушного охладителя смазочного масла) 220-EPC-002B (дополнительный насос перекачки смазочного масла) 220-EHN-004B (обогреватель емкости смазочного масла) 220-EHN-005B (устройство предварительного нагрева)	ОПУ

9.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих дополнительных электроприводов, и электроприводы ГОТОВЫ К РАБОТЕ: Насос экспортной отгрузки (А1-220-РА-002С) 220-EKF-003А/В (вентиляторы воздушного охладителя смазочного масла) 220-ЕРС-002С (дополнительный насос перекачки смазочного масла) 220-ЕНН-004С (обогреватель емкости смазочного масла) 220-ЕНН-005С (устройство предварительного нагрева)	ОПУ
10.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих дополнительных электроприводов, и электроприводы ГОТОВЫ К РАБОТЕ: Насос экспортной отгрузки (А1-220-РА-002D) 220-EKF-004А/В (вентиляторы воздушного охладителя смазочного масла) 220-ЕРС-002D (дополнительный насос перекачки смазочного масла) 220-ЕНН-004D (обогреватель емкости смазочного масла) 220-ЕНН-005D (устройство предварительного нагрева)	ОПУ
11.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих источников подачи электропитания, и источники электропитания ГОТОВЫ К РАБОТЕ: Силовой фидер для анализатора А1-2200-АТ-007	ОПУ

Теплоспутник от распределителя 400В

Для измерительной импульсной линии, линий закрытой дренажной системы и байпасной линии вокруг ППК на камере запуска скребка экспортного нефтепровода предусмотрен обогрев при температуре 38°C.

Шаг	Действие	Исполнитель
12.	УБЕДИТЬСЯ, что теплоспутник для Установки 220 включен в работу.	ПО

Заполнение резервуара хранения некондиционной сырой нефти (А1-220-ТВ-003)

Если в работу включена только одна технологическая линия подготовки нефти, то некондиционная сырая нефть может быть направлена в резервуар хранения некондиционной сырой нефти (А1-220-ТВ-003) путем открытия НВ-003 (в резервуар некондиционной нефти) и закрытия НВ-001 или НВ-002 в резервуар(ы) кондиционной нефти.

Если в эксплуатации находится более одной технологической линии, то некондиционный продукт с технологической линии должен быть направлен в 16-дюймовый коллектор некондиционной сырой нефти на выходе из охладителя экспортного нефтепровода.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬ начальный уровень в резервуаре хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-003) с помощью индикатора уровня (2200-LI-008) в РСУ.	ОПУ
2.	ПОГРУЗИТЬ/ИЗМЕРИТЬ уровень в резервуаре хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-003) для замера начального уровня перед подачей сырой нефти в резервуар.	ПО
3.	УБЕДИТЬСЯ, что 14" шаровой клапан RB-008 на линии возвратных насосов перекачки некондиционной сырой нефти ЗАКРЫТ.	ПО
4.	ОТКРЫТЬ клапан 2200-ESV-006 на входе в резервуар хранения сырой нефти 220-ТВ-003	ОПУ
5.	Если в работу включена только одна технологическая линия подготовки нефти, то некондиционная сырая нефть может быть направлена в резервуар хранения некондиционной сырой нефти (А1-220-ТВ-003)	

Шаг	Действие	Исполнитель
	путем открытия HV003 (в резервуар некондиционной нефти) и закрытия HV-001 или HV-002 в резервуар(ы) кондиционной нефти.	
6.	ОТКРЫВАТЬ электроприводную задвижку 2200-HV-003 постепенно (например, на 10%, 20% и пр.), чтобы обеспечить поступление сырой нефти в резервуар 220-TB-003.	ОПУ
7.	Если резервуар хранения кондиционной сырой нефти был заполнен до того, как сырая нефть стала некондиционной, когда 2200-HV-003 был полностью открыт, ЗАКРЫТЬ электроприводную задвижку (2200-HV-001 или 2200-HV002), прекратив подачу сырой нефти в резервуар хранения кондиционной сырой нефти 220-TB-001 или TB-002.	ОПУ
8.	СЛЕДИТЬ за повышением уровня сырой нефти в резервуаре сырой нефти (A1-220-TB-001) с помощью индикатора уровня (2200-LI-001) на РСУ/производственной площадке.	ОПУ
9.	При повышении уровня сырой нефти выше 3000 мм по 2200-LI-008 и отказе срабатывания аварийного сигнала о критически низком уровне ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ мешалки 220-JZ-003A/B/C с РСУ с помощью 2200-USH-003A/B/C	ОПУ
10.	КОНТРОЛИРОВАТЬ температуру сырой нефти с помощью при 2200-TI-003 или 2200-TI-039 (TAL = 40°C и TАН = 55°C)	ОПУ
11.	Если температура сырой нефти ниже 40°C, ВКЛЮЧИТЬ в работу паровые змеевики НД.	ПО
12.	Во время нормальной эксплуатации температура хранимой сырой нефти поддерживается в диапазоне от 40°C до 54°C. Сырая нефть поддерживается в этом температурном диапазоне, чтобы предотвратить образование парафина (<40°C) и барботажа (>54°C).	

Заполнение резервуара хранения некондиционной сырой нефти (A1-220-TB-003)

Если в эксплуатации находится более одной технологической линии, то некондиционный продукт с технологической линии должен быть направлен в 16-дюймовый коллектор некондиционной сырой нефти на выходе из охладителя экспортного нефтепровода.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬ начальный уровень в резервуаре хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) с помощью индикатора уровня (2200-LI-008) в РСУ.	ОПУ
2.	ПОГРУЗИТЬ/ИЗМЕРИТЬ уровень в резервуаре хранения сырой нефти (A1-220-TB-003) для замера начального уровня перед подачей сырой нефти в резервуар.	ПО
3.	УБЕДИТЬСЯ, что 14" шаровой клапан RB-008 на линии возвратных насосов перекачки некондиционной сырой нефти ЗАКРЫТ.	ПО
4.	УБЕДИТЬСЯ, что электроприводная задвижка 2200-HV-007 ЗАКРЫТА.	ОПУ
5.	УБЕДИТЬСЯ, что электроприводная задвижка 220-HV-003 ЗАКРЫТА.	
6.	ОТКРЫТЬ клапан 2200-ESV-006 на входе в резервуар хранения сырой нефти 220-TB-003	ОПУ
7.	ОТКРЫТЬ клапан 2200-HV-004 (нормально закрыт) подачи некондиционной нефти от Технологической линии подготовки нефти в резервуар некондиционной нефти	ОПУ
8.	ОТКРЫТЬ 2200-HV-008 в резервуар хранения некондиционной нефти.	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
9.	ОТКРЫВАТЬ электроприводную задвижку 2200-HV-003 постепенно (например, на 10%, 20% и пр.), чтобы обеспечить поступление сырой нефти в резервуар 220-TB-003.	ОПУ
10.	ПЕРЕКЛЮЧИТЬ подачу сырой нефти от охладителя экспортной нефти в 16" коллектор некондиционной нефти: Технологическая линия 1: ЗАКРЫТЬ 2101-HV-001 / ОТКРЫТЬ 2101-HV-002 ИЛИ Технологическая линия 2: ЗАКРЫТЬ 2102-HV-001 / ОТКРЫТЬ 2102-HV-002 ИЛИ ТЛ 3: ЗАКРЫТЬ 2103-HV-001 / ОТКРЫТЬ 2103-HV-002	ОПУ
11.	СЛЕДИТЬ за повышением уровня сырой нефти в резервуаре сырой нефти (А1-220-TB-003) с помощью индикатора уровня (2200-LI-008) на РСУ или локально с обвалования резервуара.	ОПУ / ПО
12.	При повышении уровня сырой нефти выше 3000 мм по 2200-LI-008 и отказе срабатывания аварийного сигнала о критически низком уровне ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ мешалки 220-JZ-003A/B/C с РСУ с помощью 2200-USN-003A/B/C	ОПУ
13.	КОНТРОЛИРОВАТЬ температуру сырой нефти с помощью при 2200-TI-003 или 2200-TI-039 (TAL = 40°C и TАН = 45°C)	ОПУ
14.	Если температура сырой нефти ниже 40°C, ВКЛЮЧИТЬ в работу паровые змеевики НД.	ПО
15.	Во время нормальной эксплуатации температура хранимой сырой нефти поддерживается в диапазоне от 40°C до 54°C. Сырая нефть поддерживается в этом температурном диапазоне, чтобы предотвратить образование парафина (<40°C) и барботаж (>54°C).	

Заполнение резервуаров хранения сырой нефти (А1-220-TB-001/002)

Статус - Подача сырой нефти от Установки подготовки нефти в резервуар хранения некондиционной сырой нефти (А1-220-TB-003)

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	УБЕДИТЬСЯ, что сырая нефть, поступающая от Установки подготовки нефти, отвечает техническим условиям на экспортную нефть: Упругость паров по Рейду < 500 мм рт. ст. H ₂ S 10 ч/млн по весу макс. Метил и этилмеркаптаны < 20 ч/млн по весу ВГО < 0,5% весового соотношения	ОПУ / ЛАБ.
2.	ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬ начальный уровень в резервуаре хранения сырой нефти (А1-220-TB-001) с помощью индикатора уровня (2200-LI-001) в РСУ.	ОПУ
3.	ПОГРУЗИТЬ/ИЗМЕРИТЬ уровень в резервуаре хранения сырой нефти (А1-220-TB-001) для замера начального уровня перед подачей сырой нефти в резервуар.	ПО
4.	ОТКРЫТЬ клапан 2200-ESV-004 на входе в резервуар хранения сырой нефти 220-TB-001	ОПУ
5.	ОТКРЫВАТЬ электроприводную задвижку 2200-HV-001 постепенно (например, на 10%, 20% и пр.), чтобы обеспечить поступление кондиционной нефти в резервуар 220-TB-001.	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
6.	Когда 2200-HV-001 будет полностью открыт, ЗАКРЫТЬ 2200-HV-003 прекратив подачу сырой нефти в резервуар хранения некондиционной сырой нефти 220-TB-003.	ОПУ
7.	СЛЕДИТЬ за повышением уровня сырой нефти в резервуаре сырой нефти (A1-220-TB-001) с помощью индикатора уровня (2200-LI-001) на РСУ/производственной площадке.	ОПУ
8.	При повышении уровня сырой нефти выше 3000 мм по 2200-LI-001 и отказе срабатывания аварийного сигнала о критически низком уровне ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ мешалки 220-JZ-02A/B/C с РСУ с помощью 2200-USN-001A/B/C.	ОПУ
9.	КОНТРОЛИРОВАТЬ температуру сырой нефти с помощью при 2200-TI-001 или 2200-TI-037 (TAL = 40°C и TAN = 55°C)	ОПУ
10.	Если температура сырой нефти ниже 40°C, ВКЛЮЧИТЬ в работу паровые змеевики НД.	ПО
11.	Во время нормальной эксплуатации температура хранимой сырой нефти в резервуарах сырой нефти (A1-220-TB-001/002) поддерживается в диапазоне от 40°C до 54°C. Сырая нефть поддерживается в этом температурном диапазоне, чтобы предотвратить образование парафина (<40°C) и барботажа (>54°C).	

Отвод некондиционной нефти на Установку 200

Некондиционная нефть может быть возвращена на входной(ые) сепаратор(ы) нефти в ТУ 200 для повторной очистки или добавлена в кондиционную сырую нефть после 2200-PCV-102 в манифольд сырой нефти.

Выбор зависит от эксплуатационной готовности оборудования и состава некондиционной нефти.

Возврат некондиционной нефти во входной сепаратор нефти (A1-200-VS-101)

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	КООРДИНИРОВАТЬ выполнение этой операции между ТУ 200/210 и ТУ 220	ОПУ / ПО
2.	УБЕДИТЬСЯ, что следующие электроприводные задвижки на 220-TB-003 ЗАКРЫТЫ: 2200-HV-003 2200-HV-008 2200-HV-007	ОПУ
3.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан 2200-ESV-006 на резервуаре хранения некондиционной сырой нефти (A1-220-TB-003) ОТКРЫТ.	ОПУ
4.	ОТКРЫТЬ 14" шаровой клапан RB-008 (нормально закрытый) на линии от резервуара хранения некондиционной нефти (A1-220-TB-003) на всас насосов перекачки некондиционной сырой нефти (A1-22-PA-003A/B)	ПО

Шаг	Действие	Исполнитель
5.	УБЕДИТЬСЯ, что 14" шаровой клапан RB-074 на линии рециркуляции минимального потока в резервуар хранения некондиционной нефти (A1-220-TB-003) у патрубка N13 ОТКРЫТ.	ПО
6.	УБЕДИТЬСЯ, что 2200-FIC-014 (регулятор минимального потока для насосов перекачки некондиционной сырой нефти (A1-22-PA-003A/B) находится в режиме АВТО.	ОПУ
7.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан регулирования потока 2200-FCV-016 на 8" линии от насосов перекачки некондиционной нефти (A1-220-003A/B) к коллектору сырой нефти ЗАКРЫТ на РУЧНОЙ режим.	ОПУ
8.	ОТКРЫТЬ электроприводную задвижку (2200-HV-004) на 16" линии некондиционной нефти к входному сепаратору нефти (A1-200-VS-101).	ОПУ
9.	УБЕДИТЬСЯ локально с помощью 220-PG-065A/B, что уплотнительная система находится под давлением.	ПО
10.	УБЕДИТЬСЯ, что уплотнительная система отключается при критически низком значении, 220-PALL-067A/B не активна (заданное значение 6,0 бар изб.).	ОПУ
11.	ВЫБРАТЬ режим Рабочий / Резервный на всплывающей панели управления насосом на PCY	ОПУ
12.	УБЕДИТЬСЯ, что световая индикация 'Available' (готов к работе) 2200-UB-017A/B активна.	ОПУ
13.	УБЕДИТЬСЯ, что сигнал «Готов к запуску» поступил на ЧМИ.	ОПУ
14.	Для ТУ 200 УСТАНОВИТЬ 2001-FIC-007 на РУЧНОЙ и ЗАКРЫТЬ 2001-FCV-007.	ОПУ
15.	ОТКРЫТЬ 2001-ESV-007	ОПУ
16.	ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ рабочий насос с PCY на 2200-USN-017A/B.	ОПУ
17.	ПРОВЕРИТЬ на PCY, что насос 2200-UL-017A/B в работе.	ОПУ
18.	УБЕДИТЬСЯ по 2200-FIC-014, что клапан рециркуляции минимального потока открыт.	ОПУ
19.	ПРОИНФОРМИРОВАТЬ персонал ТУ 200 об инициировании процесса возврата некондиционной нефти	ОПУ
20.	УСТАНОВИТЬ 2200-FIC-016 на РУЧНОЙ и ЗАКРЫТЬ 2200-FCV-016.	ОПУ
21.	ОТКРЫТЬ 2001-FCV-007 сначала на 5%, чтобы некондиционная нефть начала поступать во входной сепаратор нефти (A1-200-VS-101).	ОПУ
22.	ОТРЕГУЛИРОВАТЬ технологические параметры для поддержания стабильных условий эксплуатации	ОПУ
23.	ПОДДЕРЖИВАТЬ скорость подачи некондиционной нефти на уровне 100 м³/час.	ОПУ
24.	СЛЕДИТЬ за уровнем в резервуаре хранения некондиционной сырой нефти (A1-220-TB-003)	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
25.	Отвод некондиционной сырой нефти можно остановить, если для повторной очистки на ТУ 220 подается соответствующий продукт.	ОПУ

Отвод некондиционной нефти в коллектор хранения сырой нефти

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	УБЕДИТЬСЯ, что следующие электроприводные задвижки на 220-ТВ-003 ЗАКРЫТЫ: 2200-HV-003 2200-HV-008 2200-HV-007	ОПУ
2.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан 2200-ESV-006 на резервуаре хранения некондиционной сырой нефти (А1-220-ТВ-003) ОТКРЫТ.	ОПУ
3.	ОТКРЫТЬ 14" шаровой клапан RB-008 (нормально закрытый) на линии от резервуара хранения некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003) на всас насосов перекачки некондиционной сырой нефти (А1-22-РА-003А/В)	ПО
4.	УБЕДИТЬСЯ, что 14" шаровой клапан RB-074 на линии рециркуляции минимального потока в резервуар хранения некондиционной нефти (А1-220-ТВ-003) у патрубка N13 ОТКРЫТ.	ПО
5.	УБЕДИТЬСЯ, что 2200-FIC-014 (регулятор минимального потока для насосов перекачки некондиционной сырой нефти (А1-22-РА-003А/В) находится в режиме АВТО.	ОПУ
6.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан регулирования потока 2200-FCV-016 на 8" линии от насосов перекачки некондиционной нефти (А1-220-003А/В) к коллектору сырой нефти ЗАКРЫТ на РУЧНОЙ режим.	ОПУ
7.	УБЕДИТЬСЯ, что электроприводная задвижка (2200-HV-004) на 16" линии некондиционной нефти на входной сепаратор нефти (А1-200-VS-101) ЗАКРЫТА.	ОПУ
8.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан 2001-ESV-007 на 16" линии возврата некондиционной нефти на входной сепаратор нефти (А1-200-VS-101) ЗАКРЫТ.	
9.	УБЕДИТЬСЯ локально с помощью 220-PG-065А/В, что уплотнительная система находится под давлением.	ПО
10.	УБЕДИТЬСЯ, что уплотнительная система отключается при критически низком значении, 220-PALL-067А/В не активна (заданное значение 6,0 бар изб.).	ОПУ
11.	ВЫБРАТЬ режим Рабочий / Резервный на всплывающей панели управления насосом на РСУ	ОПУ
12.	УБЕДИТЬСЯ, что световая индикация 'Available' (готов к работе) 2200-UB-017А/В активна.	ОПУ
13.	УБЕДИТЬСЯ, что сигнал «Готов к запуску» поступил на ЧМИ.	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
14.	ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ рабочий насос с PCY на 2200-USH-017A/B.	ОПУ
15.	ПРОВЕРИТЬ на PCY, что насос 2200-UL-017A/B в работе.	ОПУ
16.	УБЕДИТЬСЯ по 2200-FIC-014, что клапан рециркуляции минимального потока открыт.	ОПУ
17.	ПРОИНФОРМИРОВАТЬ персонал ТУ 200 об инициировании процесса возврата некондиционной нефти	ОПУ
18.	ПЕРЕКЛЮЧИТЬ 2200-FIC-016 на РУЧНОЙ режим.	ОПУ
19.	ОТКРЫВАТЬ 2200-FCV-016 постепенно, пока не активируется аварийный сигнал о низком расходе по 2200-FAL-016 (>45 м³/ч)	ОПУ
20.	ОТРЕГУЛИРОВАТЬ технологические параметры для поддержания стабильных условий эксплуатации	ОПУ
21.	ПОДДЕРЖИВАТЬ скорость подачи некондиционной нефти на уровне 100 м³/час.	ОПУ
22.	СЛЕДИТЬ за уровнем в резервуаре хранения некондиционной сырой нефти (A1-220-TB-003)	ОПУ
23.	Отвод некондиционной сырой нефти можно остановить, если для повторной очистки на ТУ 220 подается соответствующий продукт.	ОПУ

Бустерные Насосы (A1-220-PA-001A/B/C/D)

Все этапы работ, описанные в настоящей процедуре, должны выполняться под руководством старшего оператора / супервайзера.

Инженер по вращающемуся оборудованию и контролю вибрации должен присутствовать только при запуске насоса.

Подготовка насоса PB-001_A_B к пуску. (Обвести кружком нужный насос А или В).

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Убедитесь, что участок вокруг насосов чист, не установлены строительные леса, отсутствуют гаечные ключи, металлические детали или замасленные ведра и т.д.	Оператор установки (Далее ОУ)
2.	Убедитесь, что насос огражден надлежащим образом.	
3.	Визуально проверьте целостность муфты насоса.	ОУ
4.	Визуально проверьте целостность всех трубопроводов и фланцев насоса. Сообщите ОПУ обо всех отклонениях и устраните проблему безопасным способом.	ОУ
5.	Убедитесь, что уровень смазочного масла достаточный и отсутствуют утечки.	ОУ
6.	Убедитесь, что корневые клапаны для РТ004_A_B_C_D и FT001_A_B_C_D открыты.	ОУ

Шаг	Действие	Исполнитель
7.	Убедитесь, что система уплотнений заполнена барьерной жидкостью, и параметры находятся в пределах эксплуатационного диапазона 11-14 бар изб.	ОУ
<p align="center">ВНИМАНИЕ:</p> <p>аварийный сигнал о низком давлении в уплотнительной системе - 9 бар изб. аварийный сигнал о критически низком давлении в уплотнительной системе - 8,4 бар изб.</p> <p>Аварийный сигнал о критически низком давлении не позволяет запустить насос. Такая блокировка относится к разряду критических.</p>		
8.	Убедитесь, что насос и картер двигателя заземлены, проверив целостность заземляющего кабеля. Проверьте, что все КИПиА и датчики в рабочем состоянии.	ОУ
9.	Проинформируйте ОПУ, что подготовительные работы завершены и насос готов к продувке.	ОУ

Продувка насоса PA-001 _ A/B/C/D.

На этом этапе принимается допущение о том, что сброс будет производиться в атмосферу во время технического обслуживания.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Убедитесь, что оборудование выше и ниже по потоку отключено. Проинформируйте ОПУ о начале продувки. Дополнительные клапаны на насосе PA-001A_RB162_RB-163 и PA-001B_002 RB-175_RB-176	ОУ
2.	Присоединить один конец временного гибкого рукава к точке отбора азота на ближайшем распределительном пункте инженерных сетей, а другой конец – к дренажу по потоку перед кольцевой заглушкой на линии закрытого дренажа от насоса.	ОУ
3.	ОТКРЫТЬ подачу азота.	ОУ
4.	ОТКРЫТЬ дренаж на линии закрытого дренажа от насоса и повысить давление в насосе до 1,5 бар изб. Наблюдать за показаниями давления на манометре на нагнетании насоса.	ОУ
5.	ЗАКРЫТЬ дренаж на линии закрытого дренажа от насоса.	ОУ
6.	ПЕРЕКРЫТЬ подачу азота.	ОУ
7.	СБРОСИТЬ давление с насоса через дренажный клапан в коллектор закрытой дренажной системы. <ul style="list-style-type: none"> PA-001A: RB-028_RB-029_RB-030 PA-001B: RB-084_RB-031_RB-118 PA-001C: RB-096_RB-022_RB-116 PA-001D: RB-150_RB-023_RB-151 	ОУ

Шаг	Действие	Исполнитель
8.	Произвести анализ газо-воздушной среды. Концентрация кислорода должна составлять менее 2 %.	УЛОПВС
9.	После получения удовлетворительных результатов испытаний газоанализатором ЗАКРЫТЬ все дренажные клапаны и установить задние фланцевые заглушки.	ОУ
10.	Проинформировать ОПУ о завершении продувки и готовности к следующему этапу.	ОУ

Заполнение насоса РА-001_А/В/С/Д продуктом.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Проинформировать ОПУ о готовности насоса к первоначальному заполнению. Убедиться в наличии достаточного уровня в ТВ-001_002_003. Уровень в резервуаре для сырой нефти должен быть больше 8% (1550 мм). Снять РПО с электрического и механического оборудования.	ОУ / Электрики / Оператор пульта управления (ОПУ)
2.	Поворот кольцевой заглушки в ОТКРЫТОЕ положение производится в следующем порядке: / Поворот кольцевой заглушки в ОТКРЫТОЕ положение производится в следующем порядке:	ОУ
2.1	УБЕДИТЬСЯ, что запорная арматура на всасывании и нагнетании находится в закрытом положении. / На насосах РА-001А дополнительные клапаны RB162_RB-163, а на насосе РА-001В дополнительные клапаны RB-175_RB-176	ОУ
2.2	УБЕДИТЬСЯ, что последний дренажный клапан от насоса к линии закрытого дренажа находится в закрытом положении.	ОУ
2.3	ПОВЕРНУТЬ кольцевую заглушку в ОТКРЫТОЕ положение.	ОУ
3.	ОТКРЫТЬ: RB-030_RB-118_RB-116_RB-151 for PA001_A_B_C_D.	ОУ
3.1	ОТКРЫТЬ дренажный клапан корпуса диаметром ¾ дюйма.	ОУ
3.2	ОТКРЫТЬ последний дренажный клапан на линии к закрытой дренажной системе по потоку после кольцевой заглушки.	ОУ
3.3	Начать заполнение сырой нефтью, открыв запорную арматуру на всасывании требуемого насоса.	ОУ
3.4	Заполнить насос жидкостью, одновременно вытесняя часть газовой подушки в закрытую дренажную систему.	ОУ
4.	Убедиться, что уровень в сборной емкости закрытого дренажа VA-004 начал повышаться.	ОУ
5.	ЗАКРЫТЬ: RB-030_RB-118_RB-116_RB-151 for PA001_A_B_C_D.	ОУ
6.	ЗАКРЫТЬ последний дренажный клапан на линии к закрытой дренажной системе по потоку после кольцевой заглушки.	ОУ
7.	ПОВЕРНУТЬ кольцевую заглушку в ЗАКРЫТОЕ положение.	Механики
8.	Открыть клапаны на линии минимального расхода насосов:	ОУ

	<ul style="list-style-type: none"> PA-001A: RB-110_FCV-001A_RB-026. На байпасе PA-001B: RB-109_FCV-001B_RB-025. На байпасе PA-001C: RB-108_FCV-001C_RB-020. На байпасе PA-001D: RB-146_FCV-001D_RB-145. На байпасе 	
9.	Проинформировать ОПУ, что насос PA-001_A_B_C_D готов к следующему этапу.	ОУ

Пуск насоса PA-001_A/B/C/D.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Изучить технические характеристики насоса: <ul style="list-style-type: none"> Емкость: 1249 м³/час. Давление нагнетания: 6,8 бар изб. Дифференциальное давление: 6,03 бар Рабочая температура: 40-54°C. Характеристика электродвигателя (мощность / частота вращения): 300 кВт / 1480 об./мин Минимальный расход: 430 м³/ч. Требуемый кавитационный запас, NPSHR: 5,6 м. Критически низкое давление на всасывании: -0,25 бар изб. Рабочее давление уплотнений: 14,4 бар изб. Критически низкое давление уплотнений: 8,4 бар изб. 	ОУ/ОПУ
2.	Убедиться в отсутствии блокировок, каких-либо активных критических и технологических блокировок	ОПУ
ВНИМАНИЕ: При вводе в действие может потребоваться применение блокировок. В таком случае оператор пульта управления должен составить соответствующий сертификат средств перерегулирования системы, который должен быть подписан ответственным лицом.		
ОСТОРОЖНО: При первом запуске или после технического обслуживания насоса проверить правильность направления вращения вала насоса и двигателя, запустив насос на несколько секунд.		
3.	Убедитесь, что насос PA-001_A_B_C_D готов к пуску.	ОПУ
4.	ОТКРЫТЬ запорную арматуру на всасывании от рабочего резервуара для рециркуляции: HV001_002_003 of ТВ-001_002_003.	ОПУ
5.	ОТКРЫТЬ 2200-FCV-001A в РУЧНОМ режиме до уровня 20%. Подтвердить, что XV-033A_B_C_D закрыт.	ОПУ
6.	ПРОИЗВЕСТИ ПУСК бустерного насоса откачки нефти PA-001_A_B_C_D из PCY.	ОПУ
7.	ПОДТВЕРДИТЬ по месту, что насос запущен.	ОУ
8.	УБЕДИТЬСЯ в отсутствии постороннего шума и утечек.	ОУ
9.	ПРОВЕРИТЬ давление на нагнетании.	ОУ
ВНИМАНИЕ:		

Шаг	Действие	Исполнитель
	Клапан на нагнетании XV-033A_B_C_D будет переведен в закрытое положение посредством пусковой логической последовательности (разрешение на пуск), затем по истечении одной минуты он вновь откроется. В течение этого времени поток от насоса с минимальным расходом передается на вход заполняемого резервуара для сырой нефти (ТВ-001_002_003) до пуска магистрального насоса откачки нефти, и соответствующий магистральный насос откачки нефти должен быть введен в работу как можно скорее.	
10.	ПЕРЕВЕСТИ регулятор расхода с индикацией FIC-001_A_B_C_D из РУЧНОГО режима в АВТОМАТИЧЕСКИЙ с уставкой, равной 430 м³/ч, для поддержания минимального потока рециркуляции бустерного насоса откачки нефти.	ОПУ
11.	Когда насос разгонится до нормальных оборотов, ПОДТВЕРДИТЬ ОТКРЫТИЕ клапана XV-033_A_B_C_D на нагнетании насоса.	ОУ / ОПУ
12.	Проверить бустерный насос откачки сырой нефти и убедиться в отсутствии постороннего шума и вибрации или утечек.	
13.	ПРОВЕРИТЬ следующие рабочие параметры бустерного насоса откачки сырой нефти PA001A_B_C_D: <ul style="list-style-type: none"> • Давление на нагнетании PG_A_B_C_D = • Расход FT-001_A_B_C_D = • Давление на всасывании PT-004_A_B_C_D = 	
<p style="text-align: center;">ОСТОРОЖНО:</p> <p>В случае каких-либо отклонений, утечек и опасных ситуаций необходимо незамедлительно проинформировать ОПУ</p>		

Нормальная эксплуатация насоса PA-001_A/B/C/D

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Убедиться в отсутствии необычного шума у насоса PA001_A_B_C_D.	ОУ
2.	Записать давление затворной жидкости насоса в поля ниже: <ul style="list-style-type: none"> • PG-059A ____ бар изб. • PG-059B ____ бар изб. • PG-059C ____ бар изб. • PG-059D ____ бар изб. 	ОУ / ОПУ
3.	Проверить рабочие параметры насоса PA-001_A_B_C_D: <ul style="list-style-type: none"> • Давление на всасывании по PT-004_A_B_C_D = 0-1,6 бар изб. • Давление на нагнетании по PG_A_B_C_D = 6-14,5 бар изб. • Расход на нагнетании по FT-001_A_B_C_D = 430 - 1249 м³/ч. • Рабочее давление уплотнений: 9-14,4 бар изб. 	ОУ / ОПУ
4.	Визуально проверить трубопроводы PA-001_A_B_C_D на отсутствие утечек.	ОУ
<p style="text-align: center;">ВНИМАНИЕ:</p>		

Клапан диаметром 1 дюйм на обводной линии обратного клапана на нагнетании резервного насоса должен всегда оставаться ОТКРЫТЫМ. Это требуется для поддержания готовности к работе и предотвращения замерзания при низких температурах окружающего воздуха.		
5.	Об утечках, требующих проведения работ по техобслуживанию, необходимо проинформировать супервайзера и составить уведомление в SAP.	ОУ

Переключение между рабочим и резервным насосами.

Смена режимов насосов должна производиться согласно графику или при выполнении требуемого технического обслуживания в соответствии с инструкциями инженеров по контролю вращающегося оборудования и вибраций. Необходимо проинформировать супервайзера установки.

В данном разделе представлено описание общих мер контроля, требуемых для безопасной, надежной и бесперебойной эксплуатации оборудования / установки. Сюда может входить контроль расхода, давления, температуры и уровня на оборудовании / установке для бесперебойной эксплуатации оборудования / установки.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Вписать в пустые поля ниже сведения о текущем Состоянии насоса PA-001_A_B_C_D: «Рабочий 1» PA-001 ____ В РАБОТЕ. «Рабочий 2» PA-001 ____ В РАБОТЕ. «Рабочий 3» PA-001 ____ В РАБОТЕ. «Резервный» PA-001 ____ ОСТАНОВЛЕН.	ОУ
2.	Вписать в пустые поля ниже сведения о том, какой из насосов PA-001_A_B_C_D предполагается переключить в соответствии с планом переключения: «Рабочий 1» PA-001 ____ В РАБОТЕ. «Рабочий 2» PA-001 ____ В РАБОТЕ. «Рабочий 3» PA-001 ____ ЗАПУЩЕН. «Резервный» PA-001 ____ ОСТАНОВЛЕН.	ОУ
3.	ВНЕСТИ изменения через PCY:	ОУ / ОПУ
3.1	ПОДТВЕРДИТЬ, что насос PA-001_A_B_C_D, который предполагается запустить, имеет в PCY статус «Готов».	ОУ / ОПУ
3.2	Проинформировать дежурных электриков и операторов установки о готовности к переключению насосов.	ОУ / ОПУ
3.3	Насос PA-001_A_B_C_D, который требуется остановить	ОУ / ОПУ
3.4	ПРОИЗВЕСТИ ПУСК «резервного» насоса PA001_A_B_C_D из PCY.	ОУ / ОПУ
3.5	ПОДТВЕРДИТЬ, что насос PA-001_A_B_C_D ЗАПУЩЕН и отображается на экране PCY, как НАХОДЯЩИЙСЯ В РАБОТЕ.	ОУ / ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
3.6	ПОДТВЕРДИТЬ по месту у оператора установки, что насос РА-001_A_B_C_D действительно ЗАПУЩЕН и показывает индикацию «НАХОДИТСЯ В РАБОТЕ».	ОУ / ОПУ
4.	Проверить трубопроводы и фланцевые соединения системы на отсутствие утечек, аномальных шумов и условия работы насоса.	ОУ
5.	Дождаться стабилизации режима работы насоса в режиме минимального расхода через клапан минимального расхода FCV-001_A_B_C_D.	ОПУ
6.	ОТКРЫТЬ приводной клапан на нагнетании XV033_A_B_C_D.	ОПУ
7.	Приступить к разделению нагрузки путем плавного ЗАКРЫТИЯ клапана минимального расхода FCV001_A_B_C_D запущенного насоса с одновременным ОТКРЫТИЕМ клапана FCV-001_A_B_C у «рабочего» насоса, который будет ОСТАНОВЛЕН.	ОПУ
8.	ЗАКРЫТЬ приводной клапан на нагнетании XV033_A_B_C_D бустерного насоса и ОСТАНОВИТЬ «рабочий» насос РА-001_A_B_C_D.	ОПУ
<p style="text-align: center;">ВНИМАНИЕ:</p> <p style="text-align: center;">Рабочий насос, который запланирован к выводу из работы для проведения техобслуживания, должен быть переведен в РУЧНОЙ режим. Если этого не сделать, он будет переведен в автоматический РЕЗЕРВНЫЙ режим.</p>		
9.	Проверить рабочие параметры насоса РА001_A_B_C_D: <ul style="list-style-type: none"> Давление на всасывании по РТ-004_A_B_C_D = 0.2±0,2 бар изб. Давление на нагнетании по РG_A_B_C_D = 6÷8 бар изб. Расход на нагнетании по FT-001_A_B_C_D = 430÷1249 м³/ч 	ОУ / ОПУ
10.	ПЕРЕВЕСТИ насос РА-001_A_B_C_D в АВТОМАТИЧЕСКИЙ режим.	ОПУ

Останов насоса РА-001 А/В/С/Д

Перед остановом насоса необходимо получить разрешение Супервайзера Установки.

Прекращение экспортной отгрузки сырой нефти возможно только во время капитального ремонта на установке подготовки нефти или при неизбежной аварийной ситуации. Если предусматривается полный останов экспортной отгрузки сырой нефти с наземного комплекса, он должен быть тщательно скоординирован, подготовлен и спланирован заранее, чтобы избежать задержек, которые в конечном итоге способны привести к частичному или полному останову установки подготовки нефти.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	ПРОИЗВЕСТИ ОСТАНОВ бустерного насоса откачки сырой нефти РА-001_A_B_C_D из РСУ.	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
2.	Подтвердить по месту ОСТАНОВ бустерного насоса откачки сырой нефти PA-001_A_B_C_D.	ОПУ
3.	Перевести насос в резервный режим для подготовки к перезапуску или техобслуживанию, как описано в разделе «Подготовка к техобслуживанию насоса PA-001_A_B_C_D»	ОПУ

Подготовка к техобслуживанию насоса PA-001_A_B_C_D.

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	УБЕДИТЬСЯ, что НДПР и РПО подготовлены в соответствии с требованиями: <ul style="list-style-type: none"> Процедуры НДПР PWS-H20-PR-0001-000 (послед. ред.). Процедура отключения от энергоресурсов 01-O20-GL-00218-000 (послед. ред.). 	ОУ
2.	Получить подтверждение у дежурных электриков, что электроснабжение электродвигателя насоса PA001_A_B_C_D и приводного клапана XV-033_A_B_C_D было отключено.	ОУ / Электрики
3.	Поворот кольцевой заглушки в ОТКРЫТОЕ положение производится в следующем порядке:	ОУ / ОПУ
3.1	ЗАКРЫТЬ запорную арматуру на всасывании насосов.	ОУ / ОПУ
3.2	ЗАКРЫТЬ запорную арматуру на нагнетании насосов: PA-001_A_B_C_D- XV-033_A_B_C_D. На насосе PA-001A убедиться, что дополнительные клапана RB-162 и RB-163 в закрытом положении, клапан RB-16X открыт , для PA-001B убедиться, что дополнительные клапана RB-175_RB-176 в закрытом положении, клапан RB-16X открыт	ОУ / ОПУ
3.3	ЗАКРЫТЬ клапаны на линии минимального расхода насосов: <ul style="list-style-type: none"> PA-001A: RB-110_FCV-001A_RB-026. На байпасе PA-001B: RB-109_FCV-001B_RB-025. На байпасе PA-001C: RB-108_FCV-001C_RB-020. На байпасе PA-001D: RB-146_FCV-001D_RB-145. На байпасе 	ОУ / ОПУ
3.4.	Подтвердить, что дренажные клапаны на линиях к закрытой дренажной системе находятся в закрытом положении: <ul style="list-style-type: none"> PA-001A: RB-028_RB-029_RB-030 PA-001B: RB-084_RB-031_RB-118 PA-001C: RB-096_RB-022_RB-116 PA-001D: RB-150_RB-023_RB-151. 	ОУ
3.5	ПОВЕРНУТЬ кольцевую заглушку в ОТКРЫТОЕ положение.	Механики
4.	Проинформировать ОПУ о готовности к дренированию корпуса насоса PA-001_A_B_C_D и связанных с ним трубопроводов.	ОУ

Шаг	Действие	Исполнитель
	ПОДТВЕРДИТЬ, что в сборной емкости закрытого дренажа VA-004 имеется достаточный свободный объем.	
5.	ОТКРЫТЬ следующую запорную арматуру для дренирования: <ul style="list-style-type: none"> • PA-001A: RB-028_RB-029_RB-030 • PA-001B: RB-084_RB-031_RB-118 • PA-001C: RB-096_RB-022_RB-116 • PA-001D: RB-150_RB-023_RB-151 	ОУ
6.	ОТКРЫТЬ дренажный клапан корпуса насоса.	ОУ
7.	Сдренировать сырую нефть в коллектор закрытой дренажной системы. ПОДТВЕРДИТЬ завершение дренирования по датчику РТ-004_A_B_C_D; давление в системе должно опуститься до 0 бар изб.	ОУ
8.	ЗАКРЫТЬ дренажные клапаны бустерного насоса: <ul style="list-style-type: none"> • PA-001A: RB-028, RB-029, RB-030 • PA-001B: RB-084, RB-031, RB-118 • PA-001C: RB-096, RB-022, RB-116 • PA-001D: RB-150, RB-023, RB-151 	ОУ
9.	ЗАКРЫТЬ дренажный клапан корпуса насоса.	ОУ
ВНИМАНИЕ: Необходимо соблюдать требования документа «Процедура использования временных выкидных линий и гибких рукавов».		
10.	Убедиться, что средства инженерного обеспечения доступны.	ОУ
11.	Проинформировать ОПУ о готовности к промывке корпуса насоса PA-001_A_B_C_D и связанных с ним трубопроводов. Промывка водой производится при необходимости.	ОУ
ОСТОРОЖНО: Пропаривание паром НД/ВД вместо промывки не допускается. Расчетная температура насоса составляет: -36/75°C.		
12.	Присоединить один конец гибкого рукава к точке отбора технической воды на ближайшем распределительном пункте инженерных сетей, а другой – к дренажному клапану на нагнетании бустерных насосов: RB-083_для PA-001A; RB-085_ для PA-001B; RB-097_для PA-001C; RB-148_для PA-001D.	ОУ
13.	Наблюдать за уровнем в сборной емкости закрытого дренажа VA-004.	ОУ / ОПУ
14.	ОТКРЫТЬ подачу технической воды. ОТКРЫТЬ дренажные клапаны RB-083_для PA-001A; RB085_ для PA-001B; RB-097_ для PA-001C; RB-148_ для PA-001D для заполнения системы водой.	ОУ

Шаг	Действие	Исполнитель
15.	Проверить, что корпус насоса и связанные с ним трубопроводы до конца заполнены технической водой по показаниям датчика PT-004_A_B_C_D = не более 1,5 бар изб.	ОУ
16.	ПРЕКРАТИТЬ подачу технической воды.	ОУ
17.	ЗАКРЫТЬ RB-083_PA-001A; RB-085_PA-001B; RB097_PA-001C; RB-148_PA-001D.	ОУ
18.	ОТКРЫТЬ следующие дренажные клапаны бустерных насосов для удаления жидкости в закрытую дренажную систему: <ul style="list-style-type: none"> • PA-001A: RB-028, RB-029, RB-030 • PA-001B: RB-084, RB-031, RB-118 • PA-001C: RB-096, RB-022, RB-116 • PA-001D: RB-150, RB-023, RB-151 	ОУ
19.	Повторить действия по промывке водой 3 раза.	ОУ
<p style="text-align: center;">ВНИМАНИЕ:</p> <p>Необходимо уделить особое внимание перечисленным ниже действиям по продувке азотом.</p>		
20.	Отсоединить гибкий рукав от точки раздачи технической воды на распределительном пункте инженерных сетей и присоединить его к точке раздачи азота.	ОУ
21.	ОТКРЫТЬ подачу азота. Контролировать давление в насосе по показаниям датчика PT-004_A_B_C_D= не должно превышать 1,5 бар	ОУ
22.	ОТКРЫТЬ дренажные клапаны RB-083_для PA-001A, RB-085_для PA-001B, RB-097_ для PA-001C, RB-148_для PA-001D для продувки бустерного насоса и связанных с ним трубопроводов.	ОУ
23.	ОТКРЫТЬ следующую запорную арматуру для дренирования бустерных насосов и связанных с ними трубопроводов: PA-001A: RB-028, RB-029, RB-030 PA-001B: RB-084, RB-031, RB-118 PA-001C: RB-096, RB-022, RB-116 PA-001D: RB-150, RB-023, RB-151	ОУ
24.	Выполнить продувку несколько раз для выполнения следующих требований: H₂S <10 ч/млн, НПВ < 4%.	ОУ
25.	ЗАКРЫТЬ подачу N ₂ .	ОУ
26.	ЗАКРЫТЬ дренажные клапаны после насосов: RB083_для PA-001A, RB-085_для PA-001B, RB-097_для PA-001C, RB-148_для PA-001D.	ОУ
27.	Произвести анализ газовой среды. Подтвердить полное отсутствие опасных веществ.	

Шаг	Действие	Исполнитель
28.	Применить средства отключения к насосу РА001А_В_С_D в соответствии с процедурой “Отключение от энергоресурсов”.	
29.	Проинформировать ОПУ и старшего оператора / супервайзера о том, что насос РА-001_А_В_С_D готов к техническому обслуживанию.	
<p align="center">ВНИМАНИЕ:</p> <p>Если насос демонтирован для проведения технического обслуживания, на входной и выходной линиях должны быть убраны заглушки с хвостовиком и катушки трубопроводов.</p>		

Насосы экспортной отгрузки (А1-220-РА-002А/В/С/Д)

Для насоса А1-220-РА-002А указаны маркировочные номера.

Проверка перед вводом в эксплуатацию

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	ПРОВЕРИТЬ на производственной площадке, что все локальные кнопки аварийного останова для приводов двигателей ОТЖАТЫ.	ОУ
2.	УБЕДИТЬСЯ, что линия потока через блок узла учета экспортной нефти (220JM-001) открыта	ОПУ / ОУ
3.	УБЕДИТЬСЯ, что камера запуска скребка в экспортный нефтепровод (А1190-VL-002) отрегулирована надлежащим образом.	ОУ
4.	УБЕДИТЬСЯ, что линия потока от блока узла учета экспортной нефти (220JM-001) до экспортного нефтепровода открыта в обход камеры запуска скребка в экспортный нефтепровод (А1-190-VL-002)	ОПУ / ОУ
5.	УБЕДИТЬСЯ, что температура окружающей среды выше -20°C. ПРИМЕЧАНИЕ: включить блокировку, если температура < -20°C	ОПУ
6.	Если температура окружающей среды < -20°C, ВКЛЮЧИТЬ в работу главный двигатель 'нагревательных приборов' 220-HN-005А / 220-HN-006А с РСУ с помощью 2200-USN-024А.	ОПУ
7.	После включения с помощью 2200-USN-024А работа нагревателей контролируется Системой мониторинга состояния компании Bently Nevada (2200-TAL-061А и 2200-TAL-062А)	ОПУ
8.	ПРИМЕЧАНИЕ: главный двигатель нагревательных приборов должен быть ВЫКЛЮЧЕН перед пуском насоса.	ОУ
9.	ПРОВЕРИТЬ уровень смазочного масла в емкости с помощью 2200-LG-014А	ОУ
10.	УБЕДИТЬСЯ, что уровень по 2200-LAL-013А не низкий, не сработает сигнал	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
11.	ПРОВЕРИТЬ температуру в системе смазочного масла по 2200-TI-040A. Температура должна быть > 10°C для запуска дополнительного насоса перекачки нефти 220-PC-001A	ОПУ
12.	Если температура <10°C, ВКЛЮЧИТЬ в работу подогреватель смазочного масла (200-HN-004A) с PCY по 2200-USH-023	ОПУ
13.	УБЕДИТЬСЯ, что температура смазочного масла выше 10°C (2200-TAL-040A), не активный	ОПУ
14.	ВКЛЮЧИТЬ в работу дополнительный насос перекачки нефти (220-PC-001A) с PCY на 2200-USH-022A.	ОПУ
15.	ПРОВЕРИТЬ расход смазочного масла от главного насоса/подшипников насоса по смотровым стеклам локально 2200-FG-021/022/023/024A	ОУ
16.	ПРОВЕРИТЬ по 2200-PG-062A / 078A, что в уплотнительные системы (приводная и неприводная стороны) имеется достаточное давление	ОУ
17.	УБЕДИТЬСЯ, что аварийные сигналы о критически низком давлении и низком давлении по (2200-PALL-080A / 2200-PAL-081A) на неприводной стороне (2200-PALL-083A / 2200-PAL-082A) приводной стороне не активны.	ОПУ
18.	ПРОВЕРИТЬ локально по 2200-PG-087A, 2200-PG-091A, что давление смазочного масла в норме.	ОУ
19.	УБЕДИТЬСЯ, что на панели Системы мониторинга состояния компании Bentley Nevada отсутствуют аварийные сигналы.	ОПУ

Проверка перед пуском насоса экспортной отгрузки

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	УБЕДИТЬСЯ, что поступил сигнал "ГОТОВ К ПУСКУ" для включения в работу насоса экспортной отгрузки	ОПУ
2.	УБЕДИТЬСЯ, что аварийный сигнал температуры главного двигателя по 2200-TAL-061 и 2200-TAL-062 на панели Системы мониторинга состояния Bentley Nevada не активен	ОПУ
3.	ВЫКЛЮЧИТЬ обогреватели главного двигателя с PCY по 2200-USL-024A	ОПУ
4.	ПЕРЕКЛЮЧИТЬ 3-х позиционный переключатель 2200-FHS-011 в положение 2, для одного работающего насоса нужно выбрать клапан регулирования расхода 2200-FCV-011A/B.	ОПУ
5.	ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ насос экспортной отгрузки с PCY по 2200-USH-019A.	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
6.	СЛЕДИТЬ за появлением предупредительных сигналов о температуре и вибрации на панели Системы мониторинга состояния Bentley Nevada	ОПУ
7.	КОНТРОЛИРОВАТЬ расход на выходе по 2200-FIC-005A.	ОПУ
8.	Когда насос экспортной отгрузки сырой нефти (A1-220-PA-002A) стабилизируется, остановить вспомогательный насос перекачки смазочного масла и перевести его в режим АВТО В РЕЗЕРВЕ (циркуляция смазочного масла должна поддерживаться насосом с приводом от главного вала).	ОПУ
9.	ПРОВЕРИТЬ уровень смазочного масла в емкости по 2200-TI-041A.	ОПУ
10.	Если температура > 40°C и сигнал тревоги о низкой температуре по 2200-TAL-041A не активен. ВКЛЮЧИТЬ В РАБОТУ вентиляторы воздушного охладителя смазочного масла A1-220-EKF-001A/B с PCY по 2200-USH-020A/B.	ОПУ

Узел учета экспортной нефти (A1-220-JM-001)

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	Перед вводом в эксплуатацию Потока №1, ПРОВЕРИТЬ по PCY последние суммарные показания расходомера на Потоке №1 (A1-2200-FI-009)).	ОПУ
2.	УБЕДИТЬСЯ, что 16" электроприводной клапан (A1-2200-XV-026) на выходе Потока 1 ОТКРЫТ.	ОПУ
3.	УБЕДИТЬСЯ, что 16" электроприводной клапан (A1-2200-XV-028) на выходе Потока 2 ЗАКРЫТ.	ОПУ
4.	УБЕДИТЬСЯ, что 16" электроприводной клапан (A1-2200-XV-035) на байпасной линии до измерительного блока ЗАКРЫТ.	ОПУ
5.	УБЕДИТЬСЯ, что ручные клапаны для Узла учета экспортной нефти (A1-220JM-001) находятся в положении, указанной в Контрольном перечне клапанов в ПРИЛОЖЕНИИ А	ОУ
6.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан 1900-HV-004 ОТКРЫТ (24" электроприводной клапан в обход камера пуска скребка в экспортный нефтепровод (A1-190-VL002)	ОПУ
7.	УБЕДИТЬСЯ, что клапан 1900-ESV-004 ОТКРЫТ на 24" экспортный нефтепровод	ОПУ
8.	УБЕДИТЬСЯ, что подрядчик трубопровода готов к приему нефти в экспортный трубопровод.	ОПУ

Пуск из горячего состояния

Следующие шаги представляют подробное описание последовательного пуска из горячего состояния Установки хранения сырой нефти 220 после АО.

Установка хранения сырой нефти может быть остановлена по любой из следующих причин:

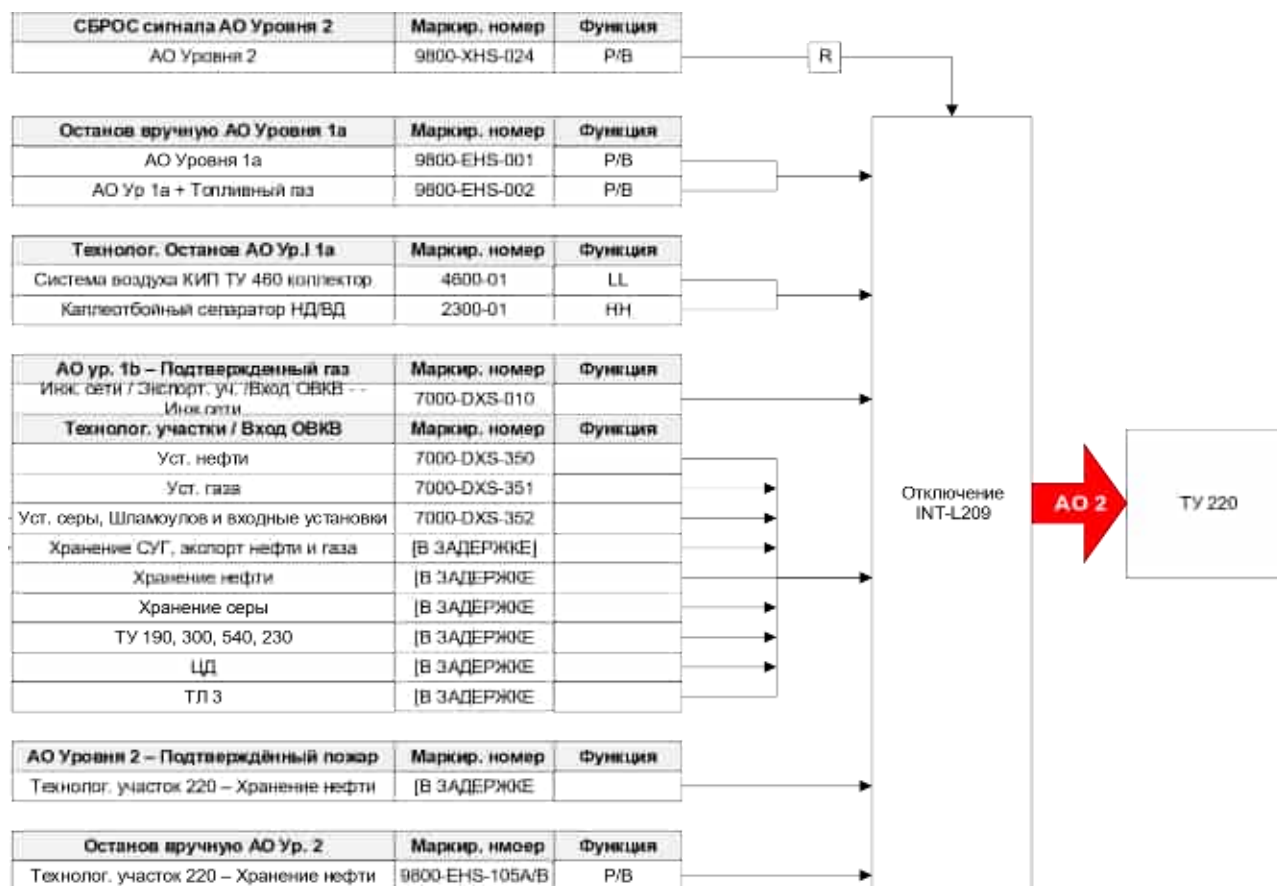


Рисунок 8.1 - Схема АО системы хранения сырой нефти

Повторный пуск будет изначально зависеть от причины останова и обеспечения безопасного и своевременного повторного пуска.

Выполнить сброс уставок CAO и КАО для ТУ 220 после отключения или АО Уровня 2.

Сброс будет осуществляться с помощью фиксированных кнопок сброса настроек группы, установленных на площадке. Сброс уровня 2 автоматически сбрасывает все нижние значения АО 3.

Шаг	Действие	Исполнитель
1	УБЕДИТЬСЯ, что установлена причина аварийного останова (АО).	ОПУ
2	УБЕДИТЬСЯ, что устранена причина АО.	ОПУ
3	УБЕДИТЬСЯ, что отсутствуют ограничения, предотвращающие повторный пуск Установки хранения сырой нефти	ОПУ
4	УБЕДИТЬСЯ, что на графических изображениях РСУ отображается сигнал статуса «Готов к сбросу».	ОПУ
5	ВЫПОЛНИТЬ СБРОС АО Уровня 2 с кнопки 9800-XHS-024 в ЦД.	ОПУ
6	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен сброс АО 2 хранения сырой нефти ТУ 220	

Группы для сброса

Шаг	Действие	Исполнитель
1.	НАЖАТЬ кнопку сброса группы XHS-102 для резервуара сырой нефти 220-TB-001	ОПУ

Шаг	Действие	Исполнитель
2.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС следующего оборудования: 2200-ESV-004 Приводы электродвигателя мешалки для: 220-EZJ-001A 220-EZJ-001B 220-EZJ-001C	ОПУ
3.	НАЖАТЬ кнопку сброса группы XHS-103 для резервуара сырой нефти 220-TB-002	ОПУ
4.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС следующего оборудования: 2200-ESV-005 Приводы электродвигателя мешалки для: 220-EZJ-002A 220-EZJ-002B 220-EZJ-002C	
5.	НАЖАТЬ кнопку сброса группы XHS-104 для резервуара сырой нефти 220-TB-003	
6.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС следующего оборудования: 2200-ESV-005 Приводы электродвигателя мешалки для: 220-EZJ-003A 220-EZJ-003B 220-EZJ-003C	
7.	НАЖАТЬ кнопку сброса группы XHS-105 для следующего оборудования: Бустерные насосы 220-PA-001A/B/C/D Насосы экспортной отгрузки 220-PA-002A/B/C/D Вспомогательное оборудование экспортных насосов заблокировано в открытом положении	
8.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для приводов двигателей бустерных и экспортных насосов, и насосы ГОТОВЫ К РАБОТЕ	
9.	CONFIRM that the following motor drives FOR the Export Pumps. Auxiliary Luboil Pumps have been RESET and are AVAILABLE	
10.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для приводов двигателей для вентиляторов охладителя смазочного масла насосов экспортной отгрузки, и вентиляторы ГОТОВЫ К РАБОТЕ	
11.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС и подано электропитание к обогревателям емкости смазочного масла экспортных насосов, и обогреватели ГОТОВЫ К РАБОТЕ	
12.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС и подано электропитание к нагревателям главного двигателя насосов экспортной отгрузки, и нагреватели ГОТОВЫ К РАБОТЕ	
13.	ВЫПОЛНИТЬ СБРОС уставок для приводов двигателя насоса экспортной отгрузки с помощью следующих кнопок сброса группы: XHS-106	

Шаг	Действие	Исполнитель
14.	УБЕДИТЬСЯ, что выполнен СБРОС уставок для следующих приводов двигателя насоса перекачки некондиционной сырой нефти и анализатора (А1-220-АТ-007), и они ГОТОВЫ К РАБОТЕ	

Возобновить работу в том виде в котором она была до остановки

8.1 НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В нормальных условиях эксплуатации ТУ220 автоматически управляется системой РСУ с минимальным вмешательством оператора.

Общие проверки системы

- 1) СЛЕДИТЬ за общей эксплуатацией систем, обеспечивая соответствие значений давления, температуры и других переменных нормальным рабочим параметрам.
- 2) Полевой оператор должен регулярно выполнять обход системы для визуального осмотра на предмет утечек, повреждений и любых отклонений от нормы. ДОЛОЖИТЬ в ЦД о любых утечках, неисправностях или нештатных ситуациях в максимально короткие сроки.
- 3) Полевой оператор должен регулярно поддерживать связь с оператором пульта в ЦД для перекрестной проверки точности показаний КИП, т.е. Для сравнения показаний прибора по месту с данными, отображаемыми на РСУ.
- 4) Визуально проверять состояние оборудования и трубопроводов на наличие повреждений изоляции, коррозии, утечек, износа, включая безопасность подвесок / фитингов труб.
- 5) ПРОВЕРЯТЬ работу теплоспутник (38°C) на трубопроводах и приборах.

ПРИМЕЧАНИЕ: Операторы сдающих смен должны предоставить полную информацию заступающим операторам смены о статусе установки, как подробно указывается в Журнале работ сменных операторов.

Журнал должен содержать достаточно подробную информацию о статусе установки, включая любые отклонения от нормы и, в частности, об изоляции защитного оборудования.

Как операторы сдающей смены, так и операторы заступающей смены должны подписывать Журнал работ до приема-сдачи смены.

СТАНДАРТНЫЕ ПРОВЕРКИ ОПЕРАТОРА - ОБОРУДОВАНИЕ

Резервуары хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-001)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости в резервуаре 220-ТВ-001 на РСУ по 2200-LI-001/002/003	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости локально по 2200-LI-002	ПО
ДРЕНИРОВАТЬ воду из резервуара(ов) перед началом операций по экспортной отгрузке.	ПО
СНИЗИТЬ / ИЗМЕРИТЬ уровень(уровни) локально в резервуаре до и после выполнения операций по экспортной отгрузке.	ПО
ПРОВЕРИТЬ температуру в резервуаре 220-ТВ-001 по РСУ с помощью 2200-TI-001 / 037 (целевой диапазон 45-55°C)	ОПУ
Включить в работу / выключить паровые змеевики, при необходимости	ПО
СЛЕДИТЬ за работой мешалки по РСУ	ОПУ

Резервуары хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-002)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости в резервуаре 220ТВ-002 на РСУ по 2200-LI-004/005/006	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости локально по 2200-LI-005	ПО
ДРЕНИРОВАТЬ воду из резервуара(ов) перед началом операций по экспортной отгрузке.	ПО
СНИЗИТЬ / ИЗМЕРИТЬ уровень(уровни) локально в резервуаре до и после выполнения операций по экспортной отгрузке.	ПО
ПРОВЕРИТЬ температуру в резервуаре 220-ТВ-002 по РСУ с помощью 2200-TI-002 / 033 (целевой диапазон 45-55°C)	ОПУ
Включить в работу / выключить паровые змеевики, при необходимости	ПО
СЛЕДИТЬ за работой мешалки по РСУ	ОПУ

Резервуары хранения сырой нефти (А1-220-ТВ-003)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости в резервуаре 220-ТВ-003 на РСУ по 2200-LI-007/008/009	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ уровень жидкости локально по 2200-LI-008	ПО
ДРЕНИРОВАТЬ воду из резервуара(ов) перед началом операций по экспортной отгрузке.	ПО
СНИЗИТЬ / ИЗМЕРИТЬ уровень(уровни) локально в резервуаре до и после выполнения операций по возврату некондиционной нефти	ПО
ПРОВЕРИТЬ температуру в резервуаре 220-ТВ-003 по РСУ с помощью 2200-TI-003 / 039 (целевой диапазон 45-55°C)	ОПУ
Включить в работу / выключить паровые змеевики, при необходимости	ПО
СЛЕДИТЬ за работой мешалки по РСУ	ОПУ

Бустерные насосы сырой нефти (А1-220-РА-001А/В/С/Д)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ давление в уплотнительной системе локально по 2200-PG-059А/В/С/Д	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально 2 уплотнения насоса на отсутствие утечки	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально надежность защитных кожухов муфт	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально отсутствие посторонних шумов, вибрации	ПО
ПРОВЕРИТЬ давление на всасе насоса на панели РСУ по 2200-PI-004А/В/С/Д	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ минимальный поток на панели РСУ по 2200-FIC-001А/В/С/Д	ОПУ

Насосы экспортной отгрузки сырой нефти (А1-220-РА-002А/В/С/Д)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ выкидное давление насоса на панели РСУ по 2200-PI-011А/В/С/Д	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ температуру на выходе насоса на панели РСУ по 2200-TI-010А/В/С/Д	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ расход на выходе насоса на панели РСУ по 2200-FI-017А/В/С/Д	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ минимальный поток насоса на панели РСУ по 2200-FI-005А/В/С/Д	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ на панели РСУ, что вентиляторы охладителя смазочного масла работают	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ локально 2 уплотнения насоса на отсутствие утечки	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально надежность защитных кожухов муфт	ПО

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ локально отсутствие посторонних шумов, вибрации	ПО
ПРОВЕРИТЬ уровень локально в емкости смазочного масла по 2200-LG-014A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ уровень локально в емкости смазочного масла по 2200-TG-054A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально давление на выкиде вспомогательного насоса перекачки смазочного масла по 2200-PG-087A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально давление на выкиде главного насоса перекачки смазочного масла по 2200-PG-088A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально температуру подаваемого смазочного масла по 2200-PG-052A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально температуру смазочного масла на обратной линии от выносного подшипника главного двигателя по 2200-TG-058A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально расход смазочного масла на обратной линии от выносного подшипника главного двигателя по 2200-FG-024A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально температуру смазочного масла на обратной линии от встроенного подшипника главного двигателя по 2200-TG-057A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально расход смазочного масла на обратной линии от встроенного подшипника главного двигателя по 2200-FG-023A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально температуру смазочного масла на обратной линии от подшипника на приводной стороне насоса экспортной отгрузки по 2200-TG056A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально расход смазочного масла на обратной линии от подшипника на приводной стороне насоса экспортной отгрузки по 2200-FG-022A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально температуру смазочного масла на обратной линии от подшипника на неприводной стороне насоса экспортной отгрузки по 2200-TG055A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально расход смазочного масла на обратной линии от подшипника на неприводной стороне насоса экспортной отгрузки по 2200-FG-021A/B/C/D	ПО
ПРОВЕРИТЬ давление в уплотнительной системе локально по 2200-PG-062A/B/C/D и 2200-PG-078A/B/C/D	ПО

Рециркуляционные насосы некондиционной сырой нефти (A1-220-PA-003A/B)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ давление в уплотнительной системе локально по 2200-PG-065A/B	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально 2 уплотнения насоса на отсутствие утечки	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально надежность защитных кожухов муфт	ПО
ПРОВЕРИТЬ локально отсутствие посторонних шумов, вибрации	ПО
ПРОВЕРИТЬ выкидное давление насоса на панели PCY по 2200-PI-040A/B	ОПУ
КОНТРОЛИРОВАТЬ минимальный поток по 2200-FIC-014.	ОПУ

Узел учета экспортной нефти (A1-220-JM-001)

Действие	Исполнитель
ПРОВЕРИТЬ дифференциальное давление до корзиночного фильтра (A-220ZK-001) на панели PCY по 2200-PDI-016	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ расход через узел учета Потока 1 на PCY по 2200-FI-009.	ОПУ

ПРОВЕРИТЬ давление после узла учета Потока 1 на РСУ по 2200-PI-019	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ температуру после узла учета Потока 1 на РСУ по 2200-TI-004	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ локально давление после узла учета Потока 1 на РСУ по 2200-PI020.	ПО
ОТОБРАТЬ ПРОБУ экспортной сырой нефти на узел учет Потоков, при необходимости	ПО / Лаб.
ПРОВЕРИТЬ дифференциальное давление до корзиночного фильтра (А-220ZK-002) на панели РСУ по 2200-PDI-116	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ расход через узел учета Потока 2 на РСУ по 2200-FI-109.	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ давление после узла учета Потока 2 на РСУ по 2200-PI-119	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ температуру после узла учета Потока 2 на РСУ по 2200-TI-104	ОПУ
ПРОВЕРИТЬ локально давление после узла учета Потока 2 на РСУ по 2200-PI120.	ПО

8.2 ОСТАНОВ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Останов ТУ220 в нормальном режиме, как правило, не производится.

8.3 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ

При аварийном останове, как правило, немедленно прекращается полная эксплуатация с остановом, как минимум, части установки и сброса давления и в большинстве случаев с отводом углеводородов в максимальной степени в предельно короткие сроки, если обусловлено срочностью или чрезвычайной ситуацией. Система АО используется в следующих целях:

- Защита персонала;
- Охрана окружающей среды;
- Снижение производственных потерь;
- Сведение к минимуму ущерба активам.

Различают следующие уровни аварийного останова:

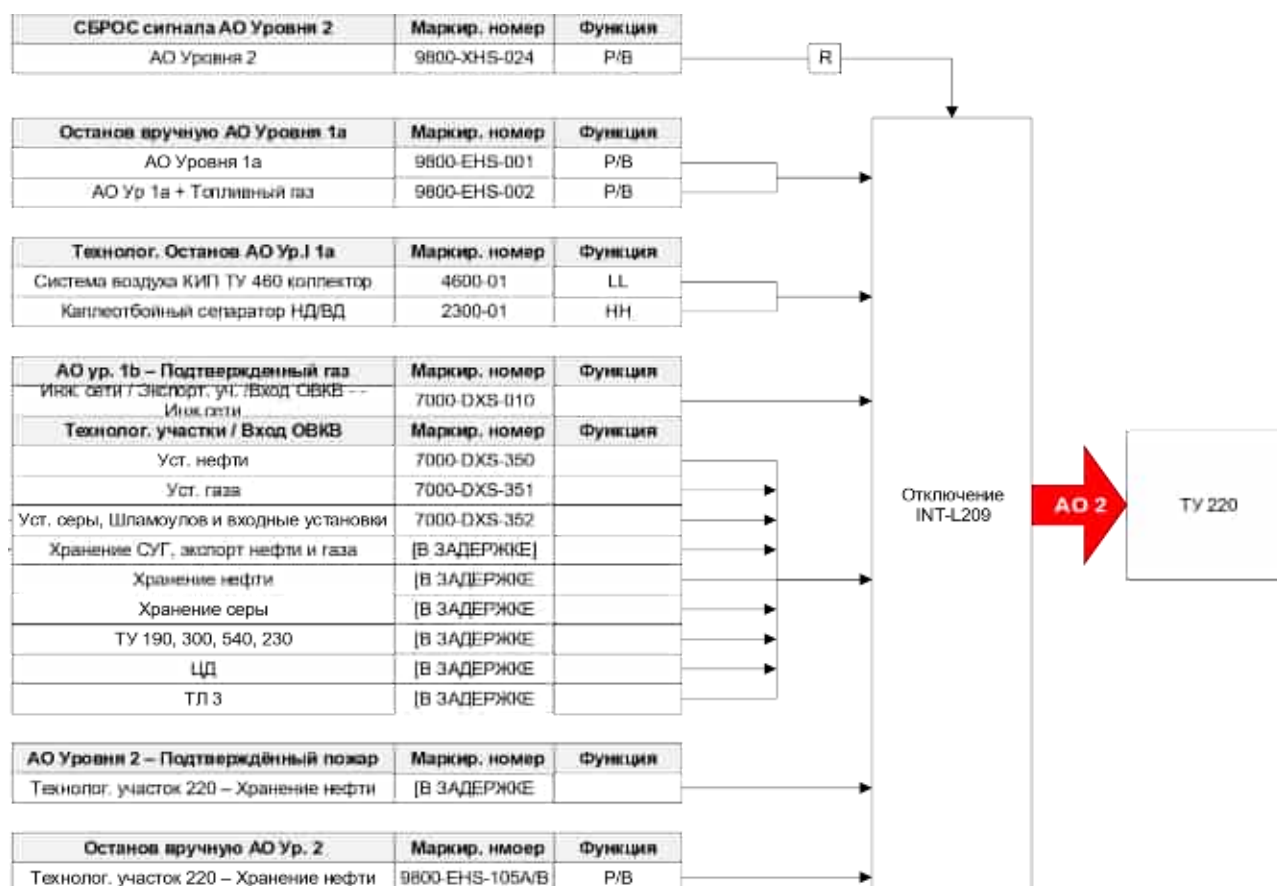


Рисунок 8.2 - Схема АО системы хранения сырой нефти

ПОДГОТОВКА К ТЕХОБСЛУЖИВАНИЮ

Подготовка к техническому обслуживанию после останова Установки транспортировки и хранения сырой нефти осуществляется следующим образом:

- Отключить все виды энергии
- Слить все жидкости в закрытую дренажную систему
- Выполнить пропарку для удаления остаточных углеводородов и сероводорода
- Выполнить продувку азотом
- Выполнить полное отключение

Пункт I. В таблице ниже приведены рекомендации по дренированию, промывке, продувке и испытаниям.

Пункт II	Сброс давления	Слив содержимого	Промывка / пропарка	Продувка азотом / воздухом	Испытание
Подъем тяжеловесных грузов	Да	Альтернативный вариант			
Огневые работы	Да	Да	Да	Да	Газ
Инвазивный: система газа	Да	Да		Да	Газообразная примесь

Пункт II	Сброс давления	Слив содержимого	Промывка / пропарка	Продувка азотом / воздухом	Испытание
Инвазивный: система нефти	Да	Да	Пар		Альтернативный вариант
Инвазивный: система токсичного газа	Да	Да	Да	Да	Испытание токсичным газом
Инвазивный: безопасный	Да	Да			
Вход в замкнутое пространство	Да	Да	Да	Да	Испытание газом + кислородом

Пункт III.

1) Подготовка к останову

Подготовительные работы к останову являются заключительным этапом перед остановом. Основные направления включают персонал, обучение и инструктаж, мобилизацию подрядчиков, а также вопросы безопасности и качества.

Важным аспектом для этого этапа является полное согласование и эффективное взаимодействие между отделами эксплуатации, технического обслуживания, обеспечения целостности и подрядчиками для обеспечения понимания всеми сторонами работы, подлежащей выполнению, приоритетов и общей последовательности.

Заключительным этапом является окончательная передача ответственности группе по выполнению останова, и Анализ готовности к останову проводится за месяц до останова в качестве меры по проверке и подтверждения готовности и рассмотрения всех других важных аспектов.

Качество эксплуатационной подготовки в значительной степени влияет на эффективность и производительность персонала по техническому обслуживанию. Некоторые факторы заключаются в следующем:

- Последовательность и контроль отглушения
- Качество удаления углеводородов; степень осушки внутренних элементов
- Скорость выдачи разрешений на работу, качество и правильность выдачи разрешений на работу
- Контроль аспектов безопасности, включая процедуры блокировки/маркировки

Разрешения на все работы по останову должны быть подготовлены не менее чем за две недели до начала работ, а все необходимые разрешения должны быть задокументированы в Плане получения разрешений. Разрешения, в зависимости от локальных правил/положений, могут храниться внутри каждого рабочего пакета или на производственной площадке. На момент выдачи разрешения требуется только подтверждение предыдущего обсуждения, а также любых изменений, внесенных с момента подачи заявления на получение разрешений. Отдел по выдаче разрешений должен быть открыт утром примерно за 30 минут до прибытия бригады техобслуживания. Необходимо периодически проводить проверки, чтобы убедиться в отсутствии неоправданных задержек. Время выдачи последних пяти разрешений в «утреннее время» должно регистрироваться ежедневно как КПЭ. Плановик должен провести анализ этих данных для рассмотрения и принятия мер менеджером по останову и членом эксплуатационной группы.

Блокировка/маркировка относится к конкретным действиям и процедурам, направленным на защиту персонала от непредвиденного включения или запуска машин и оборудования, или высвобождения опасной энергии во время эксплуатации и работ по техническому обслуживанию. На объектах должны быть разработаны процедуры блокировки/маркировки и процедура информирования для них.

2) Изоляция всех источников энергии

- Электроэнергия
- Накопленная энергия - гидравлическое / пневматическое / технологическое давление

3) Снижение уровней запасов /дренирование

Откачать содержимое резервуаров хранения сырой нефти до критически низкого уровня отключения.

В этих местах предусмотрены точки подключения переносного «зачистного насоса»:

См.: Примечание 1. На каждом СТИП.

СТКИПиА		
KE01-A1-220-KD-HP0004-002	Место соединения	3" шаровой клапан RB-079
	Место соединения	3" шаровой клапан RB-012
	Место соединения	4" шаровой клапан RB-144
KE01-A1-220-KD-HP0004-003	Место соединения	3" шаровой клапан RB-079
	Место соединения	3" шаровой клапан RB-012
	Место соединения	4" шаровой клапан RB-144
KE01-A1-220-KD-HP0004-003	Место соединения	3" шаровой клапан RB-095
	Место соединения	3" шаровой клапан RB-004
	Место соединения	4" шаровой клапан RB-151

4) Продувка

Для вытеснения сернистых углеводородов в первую очередь можно использовать топливный газ, после чего может следует выполнить выпаривание (7) для удаления остаточных углеводородов и сероводорода. Затем перед разгерметизацией проводится продувка азотом (5).

Общий порядок действий по пропарке описан ниже. Обратите внимание, что перед любым остановом для инспекции будут разработаны специальные процедуры для каждой единицы оборудования.

Перед проведением работ по интрузивному техобслуживанию любого элемента оборудования установка должна быть сначала продута топливным газом для удаления остаточных технологических жидкостей, а затем пропарена паром для удаления остаточных сероводорода и углеводородов.

Убедитесь, что на оборудовании и установке разрешено выполнять пропарку.

Шланги подачи пара можно подключать к инженерным сетям оборудования для пропарки.

Воздушный клапан на соответствующем оборудовании должен оставаться открытым во время пропарка.

Продолжительность пропарки зависит от срока эксплуатации аналогичного оборудования, если таковое имеется.

Убедитесь, что сосуд изолирован от другого оборудования и трубопроводов, при необходимости.

Убедитесь, что все приборы изолированы. Но оставьте манометры включенными для контроля давления во время пропарки.

Откройте ручной выпускной клапан сосуда и направьте пар в факельную систему.

Откройте дренажные клапаны нижней точки от оборудования и трубопроводов и направьте жидкость в закрытую дренажную систему.

Медленно подавайте пар в оборудование / трубопроводы.

Как только появится пар, выходящий из верхнего вентиляционного отверстия, продолжайте пропарку в течение, как минимум, 6 часов.

Закройте клапан подачи пара. Оставьте выпускной и дренажный клапаны открытыми, чтобы оборудование/трубопроводы могли сливаться в закрытую дренажную систему.

Для удаления углеводородов / конденсата из закрытой дренажной емкости потребуется вакуумная автоцистерна.

Используя портативный детектор газа, выполните анализ газа, выходящего из верхнего вентиляционного клапана на предмет содержания H₂S.

При необходимости, повторите процедуру пропарки.

Продувка азотом Ссыл.см. [Е.54]

Метод измерения атмосферного давления

Принцип этого метода заключается в вытеснении содержимого системы продувкой азотом.

Этот метод наиболее эффективен при применении в трубопроводах. Объем азота должен составлять не менее 120% от объема трубопроводов.

Особое внимание следует уделить подаче вентиляционного газа. Он должен оставаться на уровне атмосферного давления или близко к этому значению, чтобы обеспечить прохождение потока.

В тех случаях, когда система более сложная, происходит некоторое смешивание азота и продуваемого газа, и концентрация любого компонента продуваемого газа снижается в большей или меньшей степени путем разбавления, а не вытеснения.

Эффективность операций по продувке всегда зависит от процедуры отбора проб.

Циклическая продувка давлением

В этом методе продуваемое оборудование находится под давлением азота, после чего для полного перемешивания дается определенное время. Затем давление сбрасывается и цикл повторяется до получения удовлетворительных образцов.

Этот метод наиболее эффективен при применении на сосудах и установках, где из-за перегородок и обмоток продувка потока становится неэффективной или где требуется давление для вытеснения остатков жидкости.

Этот метод ограничивается использованием на оборудовании, которое может выдержать необходимое давление, хотя для соответствующего смешивания газов требуется относительно низкое давление.

Объем требуемого азота можно рассчитать простым соотношением давления/объема:

если углеводородная система при нулевом давлении азотом находится под давлением до 1 бар (изб.), то содержание углеводородного элемента будет составлять 50%.

Для четырех циклов при давлении 1 бар требуются четыре части азота, и это приведет к образованию 6,25% углеводородов, в то время как для одной продувки до девяти баров потребуется девять частей азота и в результате получим 10% углеводородов.

Необходимо следить за тем, чтобы в ходе продувки не были повреждены приборы низкого давления.

В стандартном случае необходимая степень продувки достигается путем несколько последовательных продувок, количество которых зависит от опыта эксплуатации, но всегда регулируется процедурой отбора проб.

5) Изоляция в пределах границ

Изоляция в пределах границ - это установка дисковых заглушек или кольцевых заглушек под полным давлением в каждую точку в пределах границы установки (в пределах границы установки). В качестве альтернативы можно демонтировать трубную катушку и установить полноразмерные глухие фланцы.

Как правило, такой тип изоляции используется при остановках для техобслуживания установки или при «капремонтах», при которых удаляется излишняя опасная жидкость.

Полная физическая изоляция в пределах границы предотвращает повторное повышение давления в системе или попадание опасных материалов из любых смежных технологических систем, находящихся под напряжением.

6) Пропарка

Обеспечьте надлежащую изоляцию необходимого оборудования от другого оборудования, находящегося выше/ниже по течению. Это очень важно, так как не следует выполнять пропарку некоторых сосудов и/или оборудования во избежание потенциального повреждения. Слейте технологическую жидкость из оборудования, подлежащего продувке, и подсоедините к системе подачи пара НД с помощью проверенных шлангов и соединений. Пропарку в основном выполняют в рамках подготовки к внутренней инспекции оборудования. Если не требуется инспекция, оператор может немедленно приступить к продувке азотом (5).

Убедитесь, что шланг и фитинг подходят для давления / температуры пара и одобрены для использования в работе установки.

Подключите шланг к инженерным сетям необходимого сосуда или оборудования.

Откройте клапан закрытой дренажной емкости.

Откройте линию отвода в безопасное место или в факельный коллектор.

МЕДЛЕННО ОТКРЫВАЙТЕ паропровод НД, чтобы пар начал выходить из него. Убедитесь, что все в порядке.

Откройте клапан, если это необходимо, для полной пропарки.

Примерно через 2 часа (продолжительность зависит от размера, содержимого и состояния сосуда / оборудования) приостановить работу по пропарке.

Проверьте качество жидкости, поступающей в закрытую дренажную систему, чтобы убедиться, что это чистая вода. Таким образом подтверждается, что процесс пропарки большей частью завершен с использованием вентиляционного отверстия сосуда / оборудования; проверить на отсутствие остатков углеводородов и H_2S с помощью газоанализаторов. Эта работа следует выполнять с использованием дыхательного аппарата (ДА), чтобы предотвратить воздействие токсичных паров, которые могут все еще присутствовать.

Если уровень H_2S и углеводородов подтвержден как низкий (H_2S менее 10 ч/млн и НПВ менее 8%), закройте линию к факельному коллектору (если используется) и оставьте вентиляционную линию открытой с отводом в безопасное место в атмосферу до достижения значения 0% по H_2S и УВ.

Это займет примерно 1 час.

Закройте клапан закрытой дренажной системы и начните сливать воду в открытую дренажную систему.

Для промывки сосуда / оборудования / трубопроводов от остатков жидкости используйте азот.

Поддерживайте положительное давление азота в сосудах / оборудовании / трубопроводах во избежание деформации из-за конденсации пара при его охлаждении.

Контролируйте температуру в сосудах / оборудовании / трубопроводе до достижения температуры достаточной для охлаждения.

Проверьте содержание УВ и H₂S еще раз с помощью газоанализатора, чтобы убедиться, что оно по-прежнему составляет 0%.

Сосуд / оборудование готово к разгерметизации и началу работ по техническому обслуживанию.

Важно подчеркнуть тот факт, что основное внимание при проведении операций по пропарке любого сосуда или оборудования особое внимание уделяется предотвращению попадания жидкостей (включая воду) в пониженные участки. Очень важно выполнить продувку и слив из таких пониженных точек после пропарки.

Изоляция в пределах границ

В следующем списке указаны границы изоляции для Установки транспортировки и хранения сырой нефти ТУ 220.

Поток №1 сырой нефти с Технологических линий 1, 2 и 3

Флюид	Стабилизированная сырая нефть
Давление	8,0 бар изб.
Температура	45°C
СТКИПиА	KE01-A1-220-KD-R-HP-0004-001
Линия	A1-2200-PO-037-24"-A13
Изоляция	2200-PCV-102 (двойная запорноспускная арматура)

Поток №2 некондиционной сырой нефти в/из входных сепараторов нефти

Флюид	Некондиционная сырая нефть
Давление	8,0 бар изб.
Температура	35°C
СТКИПиА	KE01-A1-220-KD-R-HP-0004-001
Линия	A1-2200-SO-018-16"-A11
Изоляция	2200-HV-004 (одинарный клапан)

Поток №3 узла учета экспортной нефти

Флюид	Стабилизированная сырая нефть
Давление	68,0 бар изб.
Температура	54 °C
СТКИПиА	KE01-A1-PAK18A-C03-0001-001
Линия	A1-3600-UN-004-2"-A21
Изоляция	16" двойная запорно-спускная арматура на входе (Поток 1)
	16" двойная запорно-спускная арматура на байпасной линии
	16" двойная запорно-спускная арматура на входе (Поток 2)

Поток №4 камеры запуска скребка в экспортный нефтепровод / Трубопровод

Флюид	Стабилизированная сырая нефть
Давление	68,0 бар изб.
Температура	54°C
СТКИПиА	KE01-A1-190-MS-R-HP-5001-004
Линия	A1-1900-PO-022-24"-C47
Изоляция	1900-ESV-004 и 1900-HV-004
Линия	A1-1900-PO-003-8"-C13
Изоляция	Двойная запорно-спускная арматура + 2 x 2" байпасные клапаны

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

В данном разделе содержится информация о возможных проблемах технологического процесса и сбоях в работе при нормальных условиях, которые могут привести к активации аварийных сигналов.

В случае аварийного предупреждения оператор должен проверить возможную причину: состояние технологического процесса или сбой контура управления. Обычно это можно сделать, проверив показания КИП (давления, температуры, уровнемеров и т.д.). Если аварийный сигнал был активирован нештатным состоянием технологического процесса, необходимо выяснить действительную причину тревоги и предпринять соответствующие меры. Если сигнал тревоги был активирован из-за неисправности контура управления, оператор должен проверить весь контур, начиная от датчика и заканчивая работающим оборудованием.

В случае выхода из строя регулирующего клапана участок трубопровода до и после клапана должен быть изолирован перед началом технического обслуживания. В некоторых случаях во время ремонтных работ существует возможность использования байпасных клапанов, но для этого необходимо точно проверять параметры вплоть до окончательного устранения неисправностей.

9.1 ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

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

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

Контур управления следует проверять по направлению от датчиков к приводам или клапанам. Это можно сделать, переключившись с режима АВТО на РУЧНОЙ режим, и установив соответствующий параметр на заданное значение, а затем определив первопричину отклонения.

Во время нормальной эксплуатации Установки очистки нефти происходит много событий, требующих внимания оператора. Тщательное внимание к работе Установки очистки нефти может предотвратить большую часть проблем, с которыми, как правило, сталкиваются операторы.

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

№ п/п	Возможный технологический сбой	Первопричина	Действия персонала
1	2	3	4
Резервуары хранения 220-ТВ-001/2/3			
1	Высокий / низкий уровень в резервуаре хранения	Входные клапаны АО открыты Входной клапан регулирования потока застрял в открытом положении	Временно прекратить загрузку/отгрузку, отвод добываемой нефти в резервуар некондиционной нефти Проверить целостность преобразователя уровня
	Высокая / низкая температура	Паровые змеевики неисправны Охладители для экспортной нефти неисправны	Проверить целостность паровых змеевиков Проверить целостность всех соответствующих индикаторов температуры и контролировать показания Попросить группу ОПУ по нефти проверить работу охладителей экспортной нефти Проверить минимальный расход нефти в резервуар хранения нефти от насосов экспортной отгрузки
	Низкое давление в сепараторах (PAL).	КАО при отказе закрыт Регулятор давления застрял в открытом/закрытом положении	Убедитесь, что КАО и запорные клапаны на входе в сепаратор от входного коллектора полностью открыты. Проверьте работу регулирующих клапанов (и проводки контроллера) в линиях отвода газа на факел ВД, убедитесь, что они не находятся в открытом состоянии из-за выхода из строя трубки воздуха КИП.
Бустерные насосы сырой нефти 220-РА-001ABCD			
2	Низкое уплотнительное давление	Утечка смазочного масла	Проверить целостность уплотнений насосов
Насосы экспортной отгрузки сырой нефти 220-РА-002ABCD			
3		Утечка смазочного масла	Проверить целостность уплотнений насосов
Возвратные насосы некондиционной сырой нефти 220-РА-003AB			
4	Низкое уплотнительное давление	Утечка смазочного масла	Проверить целостность уплотнений насосов
5	Высокий / низкий уровень в резервуаре хранения	Преобразователь уровня неисправен Отсутствие потока нефти в резервуар	Остановить работу насосов некондиционной нефти Проверить уровень в резервуарах некондиционной нефти

№ п/п	Возможный технологический сбой	Первопричина	Действия персонала
1	2	3	4
6	Высокий уровень метанола обнаружен с помощью встроенного анализатора или лабораторного анализа	Низкая температура в нафтаотгонных колоннах Сбой в работе установки Мерокс	Немедленно переключить поток некондиционной нефти в резервуар некондиционной нефти при обнаружении Проверить рабочие параметры нафтаотгонной колонны, попросить лабораторию выполнить дополнительный отбор проб, как в нижней части колонны, так и на выходе из экстракционной колонны MEROX. Проверить подачу воздуха в окислитель, дифференциальную температуру до окислителя, прочность на едкость, расход щелочи на экстракционную колонну.

Таблица 9.1 - Возможные виды технологических сбоев и способы их предупреждения и устранения

10. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

Все правила и нормы эксплуатационной и личной безопасности, а также основные принципы Группы по обеспечению производственной безопасности должны соблюдаться постоянно.

Что касается безопасности технологического процесса и эксплуатации наземных резервуаров для хранения сырой нефти, они должны соответствовать «Правилам безопасной эксплуатации наземных технологических установок» и всем другим действующим нормам и нормативным документам.

Основные положения по ликвидации чрезвычайных ситуаций, пожаров, взрывов, отравлений, ожогов и т.п. на установках включают в себя:

- Применение современных средств автоматизации и передовых технологий, включая применение компьютеризированного управления технологическими процессами;
- Строгое соблюдение технологического регламента, правил технической эксплуатации, а также соответствующей технической документации, инструкций изготовителя и гарантий;
- Постоянное, нормальное функционирование систем аварийной сигнализации, блокировок, приборов и устройств управления в соответствии с гарантиями изготовителя;
- Поддержание работоспособности систем мониторинга атмосферного воздуха, систем обнаружения/сигнализации/тушения пожара, систем связи, средств индивидуальной защиты;
- Постоянный контроль герметичности сосудов и трубопроводов путем визуального осмотра и мониторинга атмосферного воздуха;
- Организация своевременных и качественных инструктажей по технике безопасности и периодических экзаменов по безопасности;
- Плановый ремонт оборудования согласно «Плану планово-предупредительного техобслуживания»;
- Строгое соблюдение инструкций и руководящих указаний по технике безопасности при выполнении ремонтных, газоопасных и огневых работ, представляющих повышенный риск для персонала;
- Четкое понимание персоналом по эксплуатации и техническому обслуживанию принципиальная технологическая схема, физического расположения сосудов, технологических трубопроводов, отсечных клапанов и регулирующих устройств.
- Надлежащее хранение химреагентов и других материалов, соблюдение Процедур;
- Своевременную утилизацию отходов и стоков с Установки, так как они могут представлять вредные производственные факторы;
- Рациональную организацию времени труда и отдыха в качестве профилактической меры, позволяющей избежать монотонной и большой работы;
- Регулярные проверки производственной гигиены на всех объектах.

В этом разделе по ОЗТОС обобщены меры обеспечения безопасности для производственных объектов. Меры обеспечения безопасности должны применяться на постоянной основе для защиты персонала, окружающей среды и активов от угроз, обусловленных опасными факторами производства. Безопасность сооружений и оборудования установки поддерживается на минимальном уровне риска за счет применения следующих аспектов системы ОЗТОС:

- Предотвращение воздействия потенциальных источников опасностей во время работы на персонал;
- Сведение к минимуму возможности (частоты) опасных событий (выброс токсичного газа, горючего углеводородного газа и жидкости, а также любые другие аномальные опасные события);
- Локализация и минимизация последствий (пожар, взрыв и выброс токсичного газа) воздействия источников опасностей;

- Предоставление средств обнаружения таких источников опасностей;
- Предоставление средств для покидания и эвакуации от таких источников опасностей;
- Обеспечение безопасных условий труда для персонала производственной площадки и находящегося по близости населения;
- Предоставление аварийно-спасательного оборудования, такого как спасательные дыхательные аппараты и аптечки первой помощи.
- Обеспечение достаточной вентиляции и воздухообмена для огнестойких оболочек для того, чтобы в процессе эксплуатации любой горючий газ, который может присутствовать в них, мог быстро раствориться и рассеиваться через вытяжное отверстие вентиляции оболочки.

10.1 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

В настоящей главе описываются потенциальные источники опасности в резервуары для хранения сырой нефти наземного комплекса. Вредные производственные факторы можно определить как условия и отклонения от нормальных технологических процессов, которые могут привести к травмам персонала или повреждению активов Компании из-за различных технических неисправностей или нарушений техники безопасности. В таблице ниже приводится перечень потенциальных вредных производственных факторов:

Потенциальные вредные производственные факторы

Тип источника опасности	Комментарии
Температура (Высокая / низкая)	Неизолированные горячие трубопроводы, фланцевые соединения, клапаны или пар могут стать источником возгорания или стать причиной травм. Контакт с низкотемпературными поверхностями и материалами может привести к обморожению незащищенной кожи. Необходимо носить соответствующую защитную одежду и соблюдать крайнюю осторожность при работе в очень жарких или очень холодных условиях.
Остаток воды в нижних точках оборудования, которое будет эксплуатироваться при высоких температурах.	После останова или технического обслуживания в нижних точках сосудов и трубопроводов может оставаться свободная вода (включая трубопроводную арматуру). Крайне важно удалить эту воду из оборудования до его прогрева во время пуска, поскольку быстрое испарение может повредить внутренние части сосудов и связанных с ними трубопроводов.
Пар	Паровая система представляет потенциальный источник опасности для персонала из-за неизолированных горячих поверхностей, утечек пара и разрывов труб в результате гидроударов. Паропроводы и все оборудование паровой системы должно быть изолировано для защиты от ожогов в соответствии с указаниями на СТИП. Гидравлический удар возникает из-за недостаточного отвода конденсата или плохой работы конденсатоотводчиков. Утечку пара обычно можно легко обнаружить по видимой струе пара, шуму, нагреву или повреждению изоляции.
Отбор проб	Примите все меры предосторожности, чтобы исключить любые выбросы летучих или токсичных газов в атмосферу или в дренажную систему. Для отбора проб используйте только выделенные и соответствующим образом оборудованные точки отбора проб. Отбирать пробы в герметичные емкости, особенно при отборе газов, токсичных веществ, легких фракций УВ.

Асфиксия	<p>Асфиксия может возникнуть при содержании кислорода в окружающем воздухе ниже 19,5% по объему (например, при проведении работ в замкнутых пространствах или при утечке азота, топливного газа и т.п.).</p> <p>Меры по технике безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перед входом в сосуды, продутые азотом, выполнить в них анализ воздуха на содержание O_2. Чтобы внутри сосуда была безопасная среда для работы без АДА содержание кислорода не должно быть ниже 19,5%.
Высокое напряжение	<p>Существуют зоны высокого напряжения, в которых существует риск получения электротравмы:</p> <p>трансформаторные подстанции; силовые распределительные щиты; аварийные электрогенераторы; каналы для кабелей высокого напряжения (например, для компрессоров).</p> <p>Меры по технике безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Все зоны высокого напряжения должны быть четко обозначены; - Зоны с высоковольтными источниками питания и электрораспределительными щитами являются зонами с ограниченным доступом (т.е. требуется специальный Наряд-допуск на вход в эти зоны). - Все работы на высоковольтном электрооборудовании должны выполняться только обученным персоналом и в строгом соответствии с системой НДПР NCOC (включая процедуру блокировки/маркировки). - При входе в любую зону, если в ней существует риск получения электротравмы, использовать соответствующие средства индивидуальной защиты.
Шум	<p>Высокий уровень шума на рабочих местах (выше пределов производственного шума) может быть вызван работающим вращающимся оборудованием, высокими скоростями в технологических линиях или резкими изменениями в технологических процессах (включая резкие изменения давления при прохождении технологических потоков через дроссельные клапаны, или когда предохранительные /продувочные клапаны неожиданно открываются).</p> <p>Меры по технике безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Все производственные помещения, в которых размещено вращающееся оборудование (шланги компрессоров, насосов и т.д.), относятся к зонам с повышенным акустическим давлением и всегда требуют соответствующей защиты органов слуха. - Все остальные зоны установки обозначены как зоны с риском неожиданно высокого уровня шума. По всей установке установлены предупреждающие знаки, напоминающие об обязательном использовании средств защиты органов слуха.

10.2 ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКСИЧНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ НА ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ОРГАНИЗМ, МЕРЫ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	CAS #	Агрегатное состояние	Класс опасность	Температура (°C)			Концентрационный предел		Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно допустим. концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (мг/м³) ПДКмакс/ПДК среднее 8ч
					Вспышки	воспламенение	самовоспламенение	Ниж. предел	Верх. предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	H ₂ S	4.6.83	газ	2	Нет данных	-60,4	260	4,0	46	При вдыхании: Кашель, головная боль, головокружение, тошнота, затрудненное дыхание, одышка, сердечная аритмия, конвульсии, потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: Покраснение, боль Попадание внутрь организма:	10
2	Этилмеркаптан	75-08-1	Жидкость (в нефти)	2	<-18	36,1	299	2,8	18,2	При вдыхании: головокружение, головная боль, тошнота, рвота, дрожание, слабость, потеря сознания. Кожа: Покраснение, Глаза: Покраснение, боль. Попадание внутрь организма: См. «При вдыхании»	1
3	Метилмеркаптан	74-93-1	газ	2	-18	6	Нет данных	3,9	21,8	При вдыхании: Кашель, боль в горле, рвота, потеря сознания. Кожа: ПРИ КОНТАКТЕ С ЖИДКОСТЬЮ: ОБМОРОЖЕНИЕ. Глаза: Покраснение, боль. При приеме внутрь:	0,8

Таблица 10.1 - Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства

10.3 КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ БЛОКОВ ПО ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНОСТИ

Все технологические зоны и объекты классифицируются по уровню опасности в соответствии с нормативными документами, а в зависимости от технологических потоков классифицируются по категориям А, В, В1 до В4, С и D в зависимости от уровня пожаровзрывоопасности и источников пожарной опасности:

Категория здания	Характеристики веществ и материалов, которые находятся (или с которыми работают) в здании
А (Повышенной пожаровзрывоопасности)	Горючие газы и легковоспламеняющиеся жидкости (температура возгорания $\leq 28^{\circ}\text{C}$) в количествах, достаточных для образования взрывоопасных парогазовоздушных смесей, создающих расчетное давление взрывной волны свыше 5 кПа внутри здания при возгорании. Вещества и материалы, способные взрываться или возгораться при контакте с водой, кислородом воздуха или друг с другом в количествах, достаточных для создания внутри здания давления ударной волны свыше 5 кПа.
В (Пожаровзрывоопасные)	Горючая пыль или волокна и легковоспламеняющиеся жидкости (температура возгорания $> 280^{\circ}\text{C}$), а также горючие жидкости в количествах, достаточных для образования пылевоздушных или парогазовоздушных смесей, создающих давление взрывной волны свыше 5 кПа внутри здания при возгорании.
В1-В4 (Пожароопасность)	Горючие и трудногорючие жидкости, горючие и трудногорючие твердые вещества и материалы (включая пыль и волокна), а также вещества и материалы, способные воспламеняться только при контакте с водой, атмосферным кислородом или друг с другом, если они находятся или с ними работают в зданиях, кроме зданий категории А или В.
С (Средняя пожароопасность)	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, обработка которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; легковоспламеняющиеся газы, жидкости и твердые вещества, сжигаемые или используемые в качестве топлива.
D (Низкая пожароопасность)	Негорючие материалы и вещества в холодном состоянии.

Таблица 10.2 - Общая классификация зданий и помещений по пожароопасности (Общие требования к пожарной безопасности)

10.4 ИНФОРМАЦИЯ ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ТОКСИКОЛОГИИ – МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

Ниже приведен перечень возможных источников опасности, связанных с материалами:

10.4.1 Сероводород (H_2S)

H_2S чрезвычайно опасен. Это бесцветный, легковоспламеняющийся и взрывоопасный газ. Он раздражает органы дыхания, глаза и поражает центральную нервную систему.

При низкой концентрации имеет характерный запах тухлых яиц. Предельно допустимая концентрация H_2S составляет 10 мг/м^3 (7 ч/млн). При более высоких концентрациях ощущение неприятного запаха ослабевает, так как обоняние пропадает. Чем выше концентрация газа, тем быстрее человек теряет обоняние.

Сероводород в 1,2 раза тяжелее воздуха, он обычно накапливается в низких местах с плохой вентиляцией (люки, траншеи, ямы).

Он хорошо растворяется в воде и образует раствор сероводорода, обладающий слабокислотными свойствами. При попадании такой воды на кожу возникает раздражение кожи. H_2S попадает в организм человека преимущественно через дыхательные пути и частично через кожу. Характер и масштабы травм прямо пропорциональны концентрации H_2S в воздухе и времени пребывания на загрязненном участке.

Легкое отравление

Вдыхание воздуха с концентрацией H_2S менее 100 мг/м³ в течение 3-4 часов может вызвать легкое отравление. Симптомы: острая боль и слезы в глазах, насморк, кашель, металлический привкус во рту.

Отравление средней тяжести

Концентрация H_2S в воздухе составляет 200-400 мг/м³, а один час пребывания на загрязненном участке вызывает, помимо указанных выше факторов раздражения, головную боль, тошноту, рвоту, слабость, головокружение, нарушение координации движений, обмороки, повышенное возбуждение и другие расстройства человеческого организма.

Тяжелое отравление

Тяжелое отравление может наступить через 15-20 минут воздействия воздуха, содержащего сероводород в концентрации 500-700 мг/м³. В этом случае отмечаются следующие симптомы: дыхательная недостаточность и расстройство сердечной деятельности вследствие поражения центральной нервной системы. Кроме того, пострадавший может почти полностью потерять сознание и пульс; дыхание может остановиться, приводя к смерти. Если концентрация H_2S составляет 700 мг/м³, дыхательная недостаточность начнется через 2-5 минут.

Кратковременное (острое) отравление

Если концентрация H_2S достигает 1000 мг/м³ и более, отравление развивается мгновенно: пострадавший теряет сознание и дыхание останавливается. Если человека немедленно не вывести на свежий и чистый воздух, то смерть может наступить в течение нескольких минут. Пострадавшему немедленно проводят искусственную вентиляцию легких.

Меры обеспечения безопасности

В случае возникновения критической чрезвычайной ситуации или срабатывания sireны выброса H_2S весь персонал, непосредственно не участвующий в мероприятиях по ликвидации ЧС, должен использовать дыхательные аппараты и немедленно покинуть загрязненный участок, двигаясь в направлении бокового ветра. Направление ветра указывается ветроуказателями или любым другим типом указателей ветра.

См. контроль сероводорода (ссылка [E.21]) для получения информации о характеристиках H_2S и связанных с ними последствиях для здоровья в результате воздействия H_2S . Кроме того, «Минимальные требования и стандарты СИЗ», ссылка [I.5], «Процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе», ссылка [I.2] и «Принципы покидания, сбора по тревоге, эвакуации и спасения», ссылка [E.22] с описанием мер предосторожности для обеспечения безопасности на уровне наземной производственной площадки, порядка оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций и временных убежищ.

Оказание первой медицинской помощи

В случае отравления H_2S необходимо предпринять следующие действия:

- Вынести пострадавшего на свежий воздух, держать его в тепле и удобном лежачем положении, расслабить ремни или любую ограничивающую одежду.
- Немедленно вызвать скорую помощь.
- Если пострадавший без сознания, постараться привести его в чувство.
- Держать его в тепле, бодрствующем состоянии и защищать от переохлаждения.
- При сильной боли и жжении в глазах промыть глаза в течение 15 минут.
- Если пострадавший остается без сознания, поместить его в горизонтальное положение на твердую ровную поверхность и выполнить следующие действия:

- Очистить его ротовую полость и гортань.
- Немедленно начать искусственную вентиляцию легких, а если дыхание прекратилось или затруднено, начать искусственное дыхание «рот в рот». Продолжать искусственное дыхание до восстановления нормального дыхания или приезда скорой помощи.
- При одновременной остановке дыхания и сердца пострадавшему проводят непрямой массаж сердца с искусственной вентиляцией легких до восстановления нормального дыхания и сердцебиения.

См. также «Процедуру управления оказанием медицинской помощи в при крупной чрезвычайной ситуации», ссылка [I.1], которой необходимо следовать в случае крупных чрезвычайных ситуаций.

10.4.2 Углеводородные газы (C₁-C₅)

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

Меры обеспечения безопасности

При срабатывании sireны о выбросе газа весь персонал, непосредственно не участвующий в ликвидации ЧС, должен использовать дыхательные аппараты и немедленно покинуть загрязненный участок, двигаясь по направлению бокового ветра к ближайшему укрытию. Направление ветра указывается ветроуказателями или любым другим типом указателей ветра.

Кроме того, «Минимальные требования и стандарты СИЗ», ссылка [I.5], «Процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе», ссылка [I.2] и «Принципы покидания, сбора по тревоге, эвакуации и спасения», ссылка [E.22] с описанием мер предосторожности для обеспечения безопасности на уровне наземной производственной площадки, порядка оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций и временных убежищ.

Оказание первой медицинской помощи

Пострадавшего следует вывести на свежий воздух и и поместить его в удобное положение. В случае удушья следует начать искусственное дыхание до прибытия медицинского персонала. См. также «Процедуру управления оказанием медицинской помощи в при крупной чрезвычайной ситуации», ссылка [I.1], которой необходимо следовать в случае крупных чрезвычайных ситуаций.

10.4.3 Углеводородные жидкости (сырая нефть)

Сырая нефть представляет собой темно-коричневую легковоспламеняющуюся жидкость, которая горит с выделением едкого дыма и раздражающих паров. Она хорошо горит и является легковоспламеняющейся. При сгорании выделяет токсичные и легковоспламеняющиеся газы.

Она имеет среднюю токсичность и при ее воздействии следует немедленно обратиться к врачу, особенно при проглатывании или поражении глаз.

Фракции углеводородов варьируются от нефти до мазута/асфальта и обладают большим диапазоном воспламеняемости и токсичных включений, особенно в прямгонных или неочищенных потоках.

Меры обеспечения безопасности

Все работы, связанные с системами жидких углеводородов, должны выполняться в соответствии с процедурами, указанными в НДПР, а также всеми применимыми процедурами эксплуатации и технического обслуживания.

Использование портативных детекторов газа является обязательным.

Использовать средства управления технологическими процессами, системы местной вытяжной вентиляции и другие технические средства для поддержания концентрации паров сырой нефти в воздухе рабочих зон ниже предельно допустимых концентраций.

СИЗ должны соответствовать выполняемому заданию. Список защитной одежды, обуви и средств индивидуальной защиты см. в «Минимальных требованиях и стандартах по СИЗ» [I.5].

В случае разлива и пожара на поверхности разлива все оборудование должно находиться в пределах легкой досягаемости от пожарного гидранта и лафетных стволов. Системы обнаружения пожара и газа обнаруживают наличие горючих паров или условия возгорания и инициируют соответствующую аварийную сигнализацию для персонала и, если установлены, автоматический запуск дренчерных систем. Для тушения пожара можно использовать пену или воду (в зависимости от уровня пожара), на начальной стадии пожара можно использовать легкодоступные противопожарные средства, а при большом пожаре включить противопожарную и дренчерную системы.

См. «Процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе», ссылка [I.2] и «Принципы покидания, сбора по тревоге, эвакуации и спасения», ссылка [E.22] с описанием предупредительных мер по обеспечению безопасности на уровне наземной производственной площадки, порядка оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций и временных убежищ.

Оказание первой медицинской помощи

При попадании в глаза: немедленно промойте глаза водой, держа веки открытыми. Если есть, снимите контактные линзы после первоначального промывания и продолжайте промывание в течение как минимум 15 минут. Если симптомы сохраняются, обратитесь за медицинской помощью.

При приеме внутрь: если пострадавший в сознании, промойте рот водой, дайте пострадавшему выпить стакан воды или молока и немедленно обратитесь за медицинской помощью. Не вызывайте рвоту без консультации врача. При возникновении рефлекторной рвоты прополоскать рот и повторить введение воды.

При вдыхании: перенесите пострадавшего из зараженной зоны на свежий воздух. Если дыхание нарушено, введите кислород. При остановке дыхания обеспечить искусственную вентиляцию легких.

При попадании на кожу: снимите загрязненную одежду и обувь. Промойте пораженный участок кожи водой с мылом и обратитесь за медицинской помощью.

См. также «Процедуру управления оказанием медицинской помощи в при крупной чрезвычайной ситуации», ссылка [I.1], которой необходимо следовать в случае крупных чрезвычайных ситуаций.

10.4.4 Меркаптаны (Метилмеркаптан - CH_3SH , этилмеркаптан – $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$)

Меркаптан (соединение серы и углерода) представляет собой летучую, бесцветную, легко воспламеняющуюся жидкость с резким неприятным запахом (запах тухлой капусты, рыбы или мяса). Его запах можно почувствовать даже при концентрации менее $0,03 \text{ мг/м}^3$.

Пары меркаптана представляют собой сильный газ нервно-паралитического действия, обладающий наркотическим действием и вызывает паралич нервных тканей. Средняя смертельная концентрация в воздухе составляет $500\text{-}5000 \text{ мг/м}^3$. При более низких концентрациях меркаптан вызывает тошноту и головную боль. При более высоких концентрациях он оказывает наркотическое действие и может вызвать раздражение, общую слабость, вялость, диарею, паралич нервного центра, а также отек легких.

Меры обеспечения безопасности

При срабатывании sireны о выбросе газа весь персонал, непосредственно не участвующий в ликвидации ЧС, должен двигаться по направлению бокового ветра к ближайшему укрытию. Направление ветра указывается ветроуказателями или любым другим типом указателей ветра.

Кроме того, см. «Минимальные требования и стандарты СИЗ», ссылка [1.5], «Процедуру ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе», ссылка [Е.1.2] и «Принципы покидания, сбора по тревоге, эвакуации и спасения», ссылка [Е.22] с описанием предупредительных мер по обеспечению безопасности на уровне наземной производственной площадки, порядка оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций и временных убежищ.

Оказание первой медицинской помощи

Действия такие же, как и при отравлении H_2S .

10.5 СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Персонал обеспечивается специальной защитной одеждой и средствами индивидуальной защиты, которые он должен использовать для защиты от воздействия вредных факторов, с которыми он может столкнуться при выполнении своих рабочих обязанностей. Ниже приведен список имеющегося защитного и контрольного оборудования:

Список защитной одежды, обуви и средств индивидуальной защиты см. в «Минимальных требованиях и стандартах по СИЗ» [1.5].

10.6 ЗАЩИТА ОТ МОЛНИЙ И СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

10.6.1 Молниезащита

Устройство молниезащиты соответствует казахстанскому СП РК 2.04-103-2013 «Устройства молниезащиты зданий и сооружений». Молниезащита предусмотрена для всех конструкций. Это достигается за счет проектирования и установки молниеотвода с низким сопротивлением на землю. Заземляющие электроды располагаются вблизи основания защищаемой конструкции и имеют сопротивление не более 10 Ом.

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

Стальную арматуру бетонной конструкции в качестве токоотвода для молниезащиты использовать запрещается. Конструкции, выполненные из низкопроводящего материала, например, кирпичные или бетонные, уязвимые для удара молнии, должны быть защищены системой молниеприемников и токоотводов.

Колодцы заземления, предусмотренные для каждого молниеотвода, подключаются к системе заземления установки.

10.6.2 Защита от статического электричества (система заземления установки)

Заземление обеспечивает защиту персонала от поражения электрическим током, а оборудования от повреждений, вызванных токами замыкания на землю, статическим разрядом и ударами молнии.

Вокруг установки проложена соединительная сеть заземления с медным изолированным кабелем сечением не менее 70 мм², которая заземлена с помощью заземляющих электродов с медным покрытием.

Все основные стальные конструкции, сосуды, резервуары и другие основные элементы установки имеют как минимум два соединения с сетью заземления с ответвлениями, имеющими минимальное сечение, указанное ниже, но при этом такое сечение, которое обеспечивает напряжение относительно земли не превышающее 50 В при прохождении максимального тока замыкания на землю:

- ВВ оборудование 70 мм²
- НВ оборудование 35 мм²

- Основные неэлектрические элементы 35/70 мм²
- Силовые трансформаторы со схемой «звезда», различное сечение
- Вспомогательное оборудование 16 мм²

Заземляющие электроды диаметром 16 мм забиваются непосредственно в грунт на глубину не менее 5 метров, с подключением к заземляющей сети в бетонных ревизионных колодцах с крышками с помощью болтовых хомутов, и располагаются на расстоянии не менее 5 м и не более 50 м друг от друга. Заземляющие проводники подключаются к заземляющей сети для обеспечения общего сопротивления относительно земли, не превышающего 0,5 Ом или 1 Ом, соответственно, в зонах высокого напряжения (>1 кВ) и низкого напряжения. Должны быть выполнены расчеты, показывающие что шаговые потенциалы и потенциалы прикосновения при прохождении максимальных токов замыкания на землю не будут превышать 50 В относительно земли.

Все металлическое оборудование, которое вступает в контакт с любым электрическим оборудованием или устройством, заземляется, имеет ограждения и калитки безопасности, соединенные вместе для обеспечения неразрывности цепи, а также заземлено на местных электродах и в заземляющую сеть. Обечайка стальных резервуаров и соединительные трубопроводы электрически соединены. Все заземляющие проводники изготовлены из многожильной луженой меди с изоляцией из ПВХ и окрашены в зеленый и желтый цвета.

Сопротивления контуров заземления должны проверяться расчетным путем.

Узлы заземляющих шин и соответствующие колодцы заземления соединяются между собой медными лужеными кабелями, изолированными лужеными кабельными наконечниками (зеленого цвета с желтой полосой).

10.7 УРОВЕНЬ ШУМА, ОСВЕЩЕННОСТИ И ВИБРАЦИИ НА РАБОЧИХ МЕСТАХ

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

№	№ норматива, дата выпуска, постановление Госорган:	Содержание
1.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15	«Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»
2.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ-13.	Об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» Часть 4. Приложение 4 «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»
3.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № КР ДСМ-79.	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям работы с источниками физических факторов, оказывающих воздействие на человека»
4.	Приказ Председателя Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 31 декабря 2020 года № 24	Методические рекомендации «Гигиенические критерии оценки и классификации условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса»
5.	Приказ Министра здравоохранения Республики	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и

№	№ норматива, дата выпуска, постановление Госорган:	Содержание
	Казахстан от 3 августа 2021 года № КР ДСМ-72	сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 22.04.2023 г.)
6.	Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70	«Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»
7.	№ 299 от 28 мая 2010 года	Решение Комиссии Таможенного союза (глава 2 раздел 7 подраздел 7.1 таблицы 2.2.)
8.	ГОСТ 12.1.003-2014	Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
9.	ГОСТ ИСО 9612-2016	Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах.
10.	ГОСТ 24940-2016	ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ Методы измерения освещенности
11.	ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда. ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ

10.7.1 Освещение

Минимальные требуемые уровни освещенности на рабочей площадке приведены в таблице ниже.

Здания

Насосные, генераторные, вспомогательные здания, помещения для размещения оборудования и аккумуляторные (на подстанциях)	200 люкс на уровне пола
Диспетчерские, офисы и лаборатории	500 люкс на высоте 0,85 м выше уровня пола
Мастерские	300 люкс на высоте 0,85 м выше уровня пола
Склады и подсобные помещения	150 люкс на высоте 0,85 м выше уровня пола
Маршруты покидания	10 люкс на высоте 0,85 м выше уровня земли

Наружные зоны

Общая технологическая зона	50 люкс на уровне земли
Участки трубопроводов и трубные эстакады	75 люкс на высоте 0,85 м выше уровня платформы
Платформы для эксплуатации и технического обслуживания	50 люкс на высоте 0,85 м выше уровня платформы
Платформы КИП для снятия показаний	100 люкс на уровне платформы для снятия показаний КИП
Местные пульта управления	300 люкс на высоте 0,85 м выше уровня пола
Наружные склады и резервуарные парки	20 люкс
Зоны парковки	20 люкс на уровне земли
Защитные ограждения	20 люкс на уровне земли
Ограждение вокруг установки	10 люкс на уровне земли
Дорожное освещение	Минимум 10 люкс на уровне земли, только для участков со средним транспортным потоком
Маршруты покидания	10 люкс на высоте 0,85 м выше уровня земли

10.8 СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Средства обеспечения безопасности и пожаротушения

Целью системы обеспечения безопасности и пожаротушения является:

- Предотвращение нежелательного развития события, которые могут перерасти в ситуации, создающие риск для персонала и оборудования.
- Остановка производственных установок, в которых обнаружены технологические сбои.
- Предотвращение усиления технологических сбоев.
- Обеспечение дополнительной защиты от пожарной опасности.

Средства пожаротушения

При проектировании систем противопожарной защиты приоритет отдавался предотвращению выбросов углеводородов, затем минимизации вероятности возгорания и, наконец, предотвращению его расширения за счет разделения основных запасов установки. В то же время в зонах, в которых дополнительная защита была сочтена необходимой, предусматривались активная противопожарная защита и пассивная противопожарная защита.

10.8.1 Активная противопожарная защита

Вокруг резервуарного парка устанавливается пожарная распределительная сеть для подачи пожарной воды к следующим стационарным ручным и автоматическим системам и оборудованию пожаротушения:

- Ручные лафетные стволы;
- Пожарные гидранты;
- Блоки дренчерного пожаротушения.

Пожарная вода распределяется вокруг резервуара для хранения нефти и зоны насосов под навесом участка размещения установки через подземный магистральный кольцевой противопожарный водопровод, выполненный из полиэтилена высокой плотности, который является частью более крупного магистрального кольцевого противопожарного водопровода, охватывающего всю наземную установку. Магистральный кольцевой противопожарный водопровод, проложенный вокруг установки и вдоль дорог, проектируется и поставляется другими компаниями.

Магистральный кольцевой противопожарный водопровод оборудован стратегически расположенными отсечными клапанами для обеспечения максимальной доступности противопожарного оборудования/систем в случае повреждения или технического обслуживания участков магистрального трубопровода. Все клапаны заглублены непосредственно в грунт и оснащены удлиненными шпинделями для их эксплуатации с поверхности земли.

В целях общей защиты предусмотрены стационарные гидромониторы с ручным управлением и регулируемыми насадками. Гидромониторы устанавливаются в стратегических точках вокруг технологических установок, доступных с дорог, но на расстоянии не менее 15 метров от защищаемого опасного оборудования.

Гидромониторы оснащены насадками для распыления воды с теплозащитным экраном на случай, если они установлены в пределах 15 м от защищаемого опасного оборудования.

В дополнение к пожарным стволам предусмотрены 6-дюймовые незаполненные наземные пожарные гидранты, обеспечивающие дополнительную защиту от струи из рукавов. Гидранты расположены вдоль обочины дороги и в определенных местах.

Шкафы для хранения гидрантного оборудования расположены в стратегических местоположениях по всему объекту. В каждом шкафу находятся пожарные рукава, насадки и т.д.

Автоматические системы дренчерного пожаротушения устанавливаются в отдельных местах, в которых имеется оборудование, используемое для переработки, транспортировки или хранения больших запасов углеводородов. Каждой системой дренчерного пожаротушения управляет

специальный блок дренчерных клапанов, расположенный в безопасном и доступном месте, удаленном от защищаемой территории.

Работу системы контролирует система ПиГ, которая инициирует исполнительные действия и автоматически запускает основной пожарный насос. Дренчерные системы могут приводиться в действие либо вручную с помощью кнопок, расположенных в центральной операторной и рядом с каждым блоком дренчерных клапанов, с помощью ручных выпускных клапанов, установленных на каждом блоке дренчерных клапанов, либо автоматически, после обнаружения пожара, с помощью детекторов пламени, монтируемых на месте. Учитывая первоначальные скачки давления в трубопроводах после срабатывания системы, незаполненные распределительные дренчерные трубопроводы должны быть надежно закреплены. Все трубопроводы имеют соответствующий уклон и оснащены дренажными клапанами в нижней точке. Дренчерный клапан и напорные коллекторы имеют тип, одобренный признанным испытательным органом.

Системы противопожарной защиты резервуара для хранения нефти должны быть спроектированы в соответствии с требованиями. Каждый резервуар с плавающей крышей должен быть оборудован стационарной системой охлаждения распылённой водой для защиты обечайки резервуара. В соответствии с указанными требованиями правил, пожарная вода для охлаждения обечайки подается из расчета 45 л/мин/метр окружности резервуара. В дополнение к охлаждению резервуара, для защиты зоны уплотняющего затвора обода резервуара с плавающей крышей, должна быть предусмотрена стационарная система пенного пожаротушения. Нанесение пены в кольцевое пространство уплотняющего затвора обода резервуара выполняется из расчета 30 л/м² с пенным барьером для затвора, выполненным на ширину уплотнения 600 мм и высоту 700 мм для удержания пены. Общая потребность в пожарной воде для резервуаров с сырой нефтью составляет 820 м³/ч (с учетом охлаждения резервуара распылённой водой и защиты уплотняющего затвора обода). Ссылка: Отчет о расчете объема пожарной воды, ссылки [E.27] и [E.28].

Каждый резервуар для сырой нефти защищен пенной/дренчерной системой, а ее подробности указаны в таблице ниже. Ссылка: Схема противопожарной защиты хранилища нефти Установки 220 – схемы «Блоков дренчерных клапанов» (см. [E.53]).

Номер блока дренчерного пожаротушения (с префиксом «A1-730-»)	Маркировочные номера защищаемого оборудования (с префиксом «A1-»)	Описание защищаемого оборудования	Пожарная зона
SO-101	220-TB-001	Резервуар для кондиционной нефти	6101
SO-102	220-TB-002	Резервуар для кондиционной нефти	6111
SO-103	220-TB-003	Резервуар для некондиционной нефти	6121

Обвалованный участок резервуара также обеспечен гидро и пенным гидрантом.

Установка 220 имеет следующие насосы;

- Бустерные насосы сырой нефти 220-PA-001ABCD (OS/ PS/ 02)
- Насосы экспортной отгрузки сырой нефти 220-PA-002ABCD(OS/ PS/ 01)
- Возвратные насосы перекачки некондиционной сырой нефти 220-PA-003AB(OS/ PS/ 03)

Насосы расположены внутри частично закрытых навесов и оснащены 6-дюймовым трубопроводом пожарной воды и водной/пенной распылительной системой.

Ссылка: Схема противопожарной защиты хранилища нефти Установки 220 – система пенного пожаротушения для насосов под навесом (см. [E.53])

Для резервуаров с углеводородами предусмотрено полустационарная (полустационарная означает, что линия подачи пены и воды не подключена к постоянной линии водоснабжения, и в случае пожара раствор будет подаваться пожарным автомобилем пенного тушения) струйное

пенное тушение. Для правильной работы систем давление подачи пенного раствора из этого автомобиля на полустационарные системы должно составлять порядка 4,5-5,0 бар (изб.). Давление пенных растворов должно регулироваться в месте слива из пожарного автомобиля. На пожарном автомобиле пенного тушения должны быть предусмотрены соответствующие средства контроля давления пенного раствора, подаваемого в полустационарную систему пенного пожаротушения.

10.8.2 Пассивная противопожарная защита

Ранее в установке 220 пассивной противопожарной защиты не было. Утвержденное Управление изменениями (ЭУИ 17766) учитывает возможность использования пожаробезопасных клапанов аварийного останова (КАО) A1-2200-ESV-004/005/006 [включая трубопроводы к клапану и от него в зоне обваловки резервуара].

Насосы, расположенные в противопожарной зоне, имеют огнестойкость на 120 минут для стальных конструкций с профилированной металлической обшивкой кровли.

Блок-боксы анализаторов, расположенные в противопожарной зоне, имеют огнестойкость на 120 минут для стальных конструкций с изолированной, не требующей частого обслуживания и ремонта профилированной металлической обшивкой стен и кровли.

10.8.3 Переносное и передвижное противопожарное оборудование

Переносные и передвижные огнетушители расположены по всей установке в стратегических местоположениях. Тип и емкость предоставляемых огнетушителей соответствуют предполагаемым источникам опасности, выявленным в каждой зоне.

Огнетушители распределены по установке подготовки нефти таким образом, чтобы персонал, находящийся на участке с легковоспламеняющимися продуктам, находился не дальше 15 м от ближайшего огнетушителя. Для тушения пожаров на больших высотах в многоэтажных зданиях огнетушители предусмотрены для каждого уровня.

Колесные (передвижные) установки располагаются в тех зонах с высоким риском возникновения пожара, в которых ручной огнетушитель может не иметь достаточной емкости. Они распределяются на уровне земли по всей установке подготовки нефти, при этом расстояние перемещения до колесной установки должно составлять от 30 до 50 метров.

Внутри зданий (компрессорная газа мгновенного испарения и электрическая подстанция) огнетушители монтируются на перегородках вдоль путей эвакуации и рядом с дверцей смотрового люка.

10.9 СИСТЕМА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ

10.9.1 Система сигнализации

Установка оснащена системой аварийной сигнализации о возможных чрезвычайных ситуациях и автоматической системой аварийной блокировки для обеспечения ее защиты и минимального воздействия на окружающую среду. Установка оснащена световой и звуковой сигнализацией, которые активируются при выходе параметров производственного процесса за пределы штатного технологического режима. Наземные резервуары для хранения сырой нефти оборудуются системами сигнализации и блокировки, параметры которых приведены в «Перечне уставок сигнализации и блокировки» в главе 5 настоящего Регламента.

Все зоны установки подготовки нефти (очистки нефти, компрессор газа мгновенного испарения и здания подстанции) должны быть оборудованы системой звуковой сигнализации, которая оперативно оповещает персонал о наличии источника опасности.

Система громкой связи и общего оповещения считается критичной системой безопасности, и все основные подсистемы и установки должны иметь дублированную конфигурацию А + В, при этом системы А и В должны быть онлайн и активны в любой момент времени для того, чтобы обеспечивать, в случае отказа одной из систем, передачу объявлений или сигналов тревоги по всей установке и офисным помещениям другой системой.

Система ГС/ОО для наземной технологической установки должна состоять из центральных стоек управления в Главном здании диспетчерской. Узлы системы ГС/ОО устанавливаются в соответствующих блок-боксах для КИПиА и средств спутниковой связи установок нефти, газа и серы. Эти узлы связаны с каждым зданием зоны установки или промысловой зоны для обеспечения общей дублирующей системы, обозначенной как «Система А» и «Система В». Так как система ГС/ОО обозначена как система обеспечения безопасности, кабельные трассы «Системы А» и «Системы В» и полевое оборудование были разделены и подключены к отдельным коммутационным шкафам.

В зонах, где уровень шума окружающей среды превышает 85 дБ(А), будут установлены проблесковые маяки, обеспечивающие видимость как минимум двух проблесковых маяков из любого места с высоким уровнем шума. Они будут подключены к контурам «Системы А» и «Системы В» с использованием того же принципа, что и при проектировании расположения громкоговорителей. Каждый контур маяка проходит от узла «Системы А» или «Системы В» в соответствующую аппаратную блок-боксов для КИПиА и средств спутниковой связи. Проблесковые маяки будут запитываться от соответствующего источника бесперебойного питания блок-бокса для КИПиА и средств спутниковой связи.

Громкоговорители и, при необходимости, проблесковые маяки будут установлены во всех комнатах, коридорах и открытых внешних зонах установки подготовки нефти для передачи объявлений и аварийных сигналов. Линзы маяков будут окрашены в красный цвет для сигналов о токсичных газах, и в желтый для оповещений о чрезвычайных ситуациях и общего оповещения. В случае, если во время сигнала тревоги об утечке токсичного газа транслируется экстренное речевое объявление или общее оповещение, красные проблесковые маяки должны иметь приоритет над желтыми проблесковыми маяками. Перед объявлением каждого сообщения подается сигнал «Внимание»: один из них указывает на аварийное сообщение, а другой на обычное сообщение.

Аварийный сигнал инициируют вручную с панели управления доступом, либо автоматически, из системы ПиГ. Аварийные сигналы, инициированные вручную, и экстренные речевые объявления не будут транслироваться по зонам. т.е. аварийные сигналы и голосовые объявления будут транслироваться во всех зонах.

Система имеет конфигурацию, исключаящую отказ всей системы из-за катастрофического отказа в какой-либо одной или нескольких зонах обслуживания. В случае выхода из строя центральных стоек управления А или В или межузловой системы передачи, каждый удаленный распределенный узел работает автономно, а аварийный сигнал инициируется автоматически через систему ОСпиГ.

При подаче аварийного сигнала из местной системы обнаружения и сигнализации очагов пожара и газа, распределенный узел ГС/ОО передает сигнал на полевые устройства, подключенные к этому узлу. Система обнаружения и сигнализации очагов пожара и газа подает сигнал другим узлам сигнализации очагов пожара и газа, которые, в свою очередь, инициируют соответствующие аварийные сигналы ГС/ОО.

Система громкой связи и общего оповещения подключается к телефонной сети для обеспечения возможности выбора зоны регулярных речевых объявлений с полевых телефонов с соответствующим классом обслуживания, расположенных по всей установке.

10.9.2 Общее оповещение

Автоматическая инициация общего оповещения из системы ГС/ОО должна выполняться от системы обнаружения пожара и газа (ПиГ) к системе обеспечения безопасности (СОБ) следующим образом:

- Подтвержденное обнаружение горючего газа;
- Подтвержденное обнаружение пожара (пожарный извещатель или ручной извещатель), или
- Вручную с устройств доступа ГС/ОО в диспетчерской или будке охраны.

СОБ подает сигнал тревоги в систему ГС/ОО. Автоматическая или ручная сигнализация должна сбрасываться только с устройства доступа ГС/ОО в диспетчерской.

Звуковая сигнализация: звуковой сигнал должен быть синусоидальным, с частотой 1000 Гц, 1 секунда - включен/1 секунда- выключен.

Визуальный сигнал: Желтые мигающие огни.

10.9.3 Сигнал пожаротушения

Система обнаружения пожара и газа основана на действии следующих элементов:

- Тепловых детекторов;
- Детекторов дыма;
- Ультрафиолетовых и инфракрасных детекторов пламени;
- Ручных извещателей и нажимных кнопок.

Система обнаружения пожара и газа обеспечивает быстрое оповещение о возгорании и скоплении горючих и токсичных газов.

В каждом здании установлено как минимум два датчика. Предупреждающие сигналы выводятся на панель диспетчерской и РСУ, активируя систему пожаротушения.

В случае возникновения пожара срабатывает громкое общезаводское аварийное оповещение особой тональности.

В соответствии с нормативными документами на каждом выходе из здания, аварийных выходах и вокруг установки монтируются ручные тревожные кнопки.

Активация ручных тревожных кнопок обеспечивает следующее:

- Активацию аварийного сигнала в диспетчерской;
- Активацию местного сигнала пожарной тревоги.

В панели управления изменится цвет, который будет обозначать местоположение установки.

10.9.4 Сигнал "подготовка к покиданию платформы" (РАРА)

Задействуется вручную из системы ГС/ОО через систему обеспечения безопасности (СОБ).

Сигнал "покинуть платформу» сбрасывается вручную в диспетчерской.

Звуковая сигнализация: звуковой сигнал должен быть прерывистым, с качающейся частотой от 1200 Гц до 500 Гц и длительностью свип-сигнала 1 секунда.

Визуальный сигнал: Красные мигающие огни

10.9.5 Защитное оборудование

Комплекты эвакуационных автономных дыхательных аппаратов (ЭАДА) должны храниться на электрических подстанциях в четко идентифицируемых настенных, специально спроектированных шкафах.

На всей территории нефтяной зоны предусмотрена установка знаков безопасности. Знаки безопасности обозначают противопожарное/защитное оборудование, обеспечивают предупреждение и т.д.

10.9.6 Система обнаружения токсичных и пожароопасных газов в воздухе рабочей зоны

Автоматическая инициация сигнала токсичного газа с помощью системы ГС/ОО должна выполняться от системы обнаружения пожара и газа (ПиГ) к системе обеспечения безопасности (СОБ) после подтверждения обнаружения токсичного газа. СОБ подает сигнал тревоги в систему ГС/ОО.

Этот сигнал должен быть звуковым сигналом частотой 1000 Гц и сопровождаться красными мигающими огнями. Автоматическая или ручная сигнализация должна сбрасываться только с устройства доступа ГС/ОО в диспетчерской.

Установка оснащена детекторами газа, предупреждающими о повышении концентрации газа до 20 % (сигнализация уровня 1) и 50 % (сигнализация уровня 2) от нижнего предела взрываемости (НПВ).

Установки также оснащены стационарными системами контроля H_2S в атмосферном воздухе.

На внешних установках предусмотрены датчики обнаружения H_2S/SO_2 для предупреждения в случае, если концентрация H_2S/SO_2 превышает 10 мг/м³ (сигнал уровня 1) и 20 мг/м³ (сигнал уровня 2).

Детекторы расположены в таких стратегических точках, в которых при утечке газа их можно быстро обнаружить и включить звуковые и световые сирены в аварийной зоне и на пульте Центральной диспетчерской. Сигналы от детекторов обнаружения загазованности газами H_2/SO_2 или УВ подаются на пульт ЦД и местной диспетчерской установок, после чего в разных зонах срабатывают общая сирена установки и световые маяки. На пульт ЦД поступают все цифровые и аналоговые данные показаний от каждого детектора.

Целью обнаружения пожара и газа является раннее предупреждение персонала о потенциально опасных ситуациях, таких как атмосфера с воспламеняющимся или токсичным (H_2S) газом или пожары, путем автоматического или ручного инициирования корректирующих мероприятий для исключения или минимизации развития событий (например, инициирование соответствующего останова). Сигнал раннего предупреждения также оповещает персонал об опасных ситуациях, требующих эвакуации. Это особенно важно в случае выбросов H_2S , когда быстрое реагирование персонала имеет важное значение для снижения потенциальной опасности.

Установка разделена на требуемое количество пожарных зон, определяемых границами распространения пожара, такими как крайние точки дорог, границы системы противопожарной защиты, или здание и его помещения. Система обнаружения пожара и газа постоянно отслеживает обстановку на месте пожара и наличие горючих или токсичных газов в технологических зонах, технологических зданиях, подстанциях и блок-боксах для анализаторов, и предупреждает персонал об опасных условиях. Кроме того, система контролирует сбой в системе ПиГ, инициирует работу защитных систем и вырабатывает сигналы запуска пожарных насосов.

Детекторы дыма обнаруживают наличие частиц горения (дыма) в закрытых помещениях, таких как мастерские, коридоры, помещения ОБКВ и межпотолочное пространство. Оптические детекторы дыма используются для обнаружения дыма, образующегося в результате перегрева электрического/электронного оборудования и других возгораний.

Помещения электрических распределительных устройств на подстанциях защищены высокочувствительными системами обнаружения дыма (HSSD). Это устройство обнаружения работает по принципу всасывания воздуха из защищаемой зоны и последующего анализа на наличие частиц дыма с помощью лазерного сканирования. Устройство помогает персоналу установки получить очень раннее предупреждение о пожаре в помещении распределительного устройства. Обнаружение пожара может осуществляться уже на стадии, предшествующей воспламенению, при этом система HSSD обнаруживает продукты термического разложения.

Детекторы пламени (ИК-типа) используются в стратегически расположенных местах технологической установки для обнаружения возгорания углеводородов. Оборудование, защищенное автоматической дренажной системой, контролируется с помощью датчиков пламени. При обнаружении пожара системой обнаружения и сигнализации очагов пожара и газа в той же группе мажоритарной логики (т.е. с использованием мажоритарной логики 2ooN), дренажная система автоматически активируется системой ПиГ.

В зоне установки размещаются детекторы горючих газов, обнаруживающие утечки от потенциальных источников разгерметизации с учетом их близости к зонам потенциального скопления газа, возможным источникам возгорания и рабочей зоне. ИК-детекторы горючих газов точечного типа расположены рядом с оборудованием, работающим с обессеренными легковоспламеняющимися жидкостями и газами (например, уплотнительный газ в здании компрессора газа мгновенного испарения). Кроме того, предусмотрено обнаружение горючих газов на воздухозаборниках подстанции, компрессорной и воздухозаборников блок-боксов анализаторов.

Инфракрасные детекторы горючих газов с открытым оптическим трактом расположены по периферии установок подготовки нефти для обнаружения газовых облаков, дрейфующих в сторону от технологической установки или от соседней установки.

Детекторы токсичного газа (H_2S) расположены в стратегических местах зоны установки (установки подготовки нефти и компрессоры газа мгновенного испарения) для обнаружения утечек из потенциальных источников разгерметизации, с учетом концентрации (H_2S) в технологическом потоке, уровня укомплектованности персоналом, расположение источников утечек и т.д. При размещении детекторов необходимо уделять должное внимание вероятному рассеянию выбрасываемого материала. Детекторы токсичных газов электрохимического типа применяются там, где риск утечки считается высоким: на воздухозаборниках зданий (подстанций, компрессорных и блок-боксах анализаторов), выходах воздушных вытяжных систем компрессорных. Смонтированные на месте детекторы H_2S подают сигналы при концентрации в воздухе 5 и 10 ч/млн. Полевая мажоритарная логика 2ooN используется там, где N равно или больше двух.

Специально для обнаружения утечек из технологических систем, содержащих высокую долю H_2S , на установках очистки нефти и компрессорах газа мгновенного испарения смонтированы ультразвуковые детекторы утечек. Использование ультразвуковых детекторов утечек ограничивается системами, содержащими газ (утечки жидкостей находятся в дозвуковом диапазоне), которые эксплуатируются при давлении выше 5 бар изб. (с целью определения охвата детекторов определен пороговый минимальный массовый расход, позволяющий сбалансировать риск, вызываемый утечкой токсичного материала, с количеством детекторов, требуемых для обеспечения соответствующего охвата установки). Все фитинги, соединения, приборы и клапаны, входящие в технологические системы и соответствующие этим критериям, контролируются с помощью ультразвуковых средств обнаружения утечек. Обнаружение утечки с помощью одного детектора приводит к срабатыванию сигнализации через систему ГС/ОО по всей установке. Мажоритарная логика для детекторов не требуется.

Детекторы газообразного водорода устанавливаются в аккумуляторных, в которых существует вероятность скопления водорода из перезаряженных аккумуляторов, а также во время дополнительной зарядки в случае отказа системы вытяжки. Детекторы подают сигнал в систему ПиГ и останавливают ускоренную подзарядку аккумуляторов (при которой выделение водорода является максимальным).

С целью предотвращения ложных аварийных отключений установки, прежде чем инициируются какие-либо исполнительные действия, сигналы состояния от детекторов обычно оцениваются по мажоритарной логике 2 из N, где N равно или больше 2, за исключением случаев, когда указано иное. Логические решающие устройства реализованы на основе технологии программируемого логического контроллера. Для каждой основной технологической установки обычно предусматриваются системы управления с тройным модульным резервированием (ТМР) с мажоритарной логикой 2 из 3.

В случае обнаружения опасного состояния, такого как выброс углеводородов или токсичных газов или возгорание ручными средствами, персонал может подать аварийный сигнал, используя ручные пункты вызова (РПВ). РПВ расположены в стратегически важных местах зоны установки подготовки нефти и в зданиях компрессоров газа мгновенного испарения. Как правило, РПВ располагаются на путях эвакуации, а также вблизи или на выходах из зон и помещений. Оператор диспетчерской выясняет причину активации РПВ и принимает соответствующие меры. Задействование пункта вызова приводит к срабатыванию аварийного сигнала в главной диспетчерской и общей пожарной сигнализации на всей установке (через систему ГС/ОО).

Система ПиГ передает данные в РСУ для оперативного информирования оператора о статусе установки. Местоположение детекторов пожара и газа отображается на графическом устройстве РСУ, а их статус динамически обновляется.

Вентиляторы системы аварийной вытяжной вентиляции включаются автоматически, при поступлении сигнала о концентрации сероводорода 10 мг/м^3 . Поскольку H_2S тяжелее воздуха,

анализаторы H_2S располагают в установках непосредственно на уровне земли, а анализаторы взрывоопасных газов – на высоте 1,5-2 м над землей.

10.10 АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Аварийно-спасательные мероприятия имеют следующие цели:

- Обеспечение обнаружения пожара и газа и системы громкой связи/аварийной сигнализации для быстрого оповещения персонала об опасном происшествии;
- Обеспечение персонала портативными комплектами ДА, детекторами H_2S и средств коммуникаций
- Обеспечение четко обозначенных и разнообразных маршрутов покидания, позволяющих персоналу быстро покинуть место происшествия;
- Обеспечение пунктов сбора по тревоге и убежищ для персонала достаточной защитой на время, необходимое для осуществления контролируемой эвакуации в безопасное место.

11. АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ПРОЦЕССЫ ОСТАНОВКИ

11.1 ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

Во время эксплуатации Установки 220 существует потенциальная возможность возникновения аномальных технических условий, которые могут возникнуть в результате:

- Сбоя энергоснабжения;
- Потери подачи воздуха КИП
- Потери подачи пара

Краткосрочное отключение электропитания (до 5 секунд)

В случае внезапного кратковременного отключения электропитания (< 5 сек) не следует менять положение всех переключателей, так что после возобновления подачи питания возобновляется нормальная работа оборудования. Все двигатели набирают скорость, и технологический процесс не нарушается.

При отключении одного из фидеров шины автоматически переключаются. Высоковольтные двигатели следует запускать вручную. Низковольтные двигатели запускаются автоматически группами и их приоритет определяется требованиями технологического процесса или вручную.

Отключение электропитания (на период от более 5 секунд до 1 минуты)

Если через 5 секунд подача питания не возобновится, предыдущие заданные значения для запуска двигателя будут отменены.

Если электропитание отключается на период менее одной минуты, все низковольтные двигатели запускаются вручную в определенной последовательности. В этом случае можно избежать полного останова, а выходной продукт следует направить в линию некондиционного продукта и восстановить переменные параметры технологического процесса. Если питание отключено на период более 1 минуты, выполните действия в соответствии с Планом ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Полное отключение электропитания

Прекращение энергоснабжения на обоих фидерах расценивается как полное прекращение энергоснабжения. При этом все пользователи отключаются от электросети. Запускается дизельный генератор для подачи питания на технологическое оборудование, которое будет использоваться для безопасного отключения, аварийного освещения и систем управления технологическими процессами.

После полного отключения электропитания система управления установкой переключается на питание от аккумуляторных батарей (на 1 час работы). Полученные в течение этого часа данные сохраняются в памяти системы, а клапаны остаются в положении, готовым к останову. В это время систему необходимо перевести в безопасное положение.

Как только это произойдет, необходимо выполнить следующие действия:

- Проверить и убедиться в подаче пара в резервуары
- Изолировать насосы
- Внимательно следить за температурой, давлением и уровнем в резервуарах для подготовки к повторному пуску установки после возобновления подачи электроэнергии.
- В зимнее время операторы должны внимательно следить за рабочей температурой в линиях электрообогрева.

11.2 АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ УСТАНОВКИ 220

См. также следующую процедуру:

Рабочая инструкция по аварийному останову Установки 220 резервуарного парка хранения сырой нефти: KE01-A1-220-AK-O-WE-0001-000. [E.32]

Во время эксплуатации Установки 220 существует вероятность возникновения следующих аварийных ситуаций:

- Пожар или пожароопасность;
- Сброс давления (разрыв) в сосудах / линиях / насосах
- Переполнение и всасывание резервуаров

Вышеуказанные причины требуют аварийного останова Установки 220, чтобы предотвратить возможное повреждение технологического оборудования (или уменьшить степень повреждения) с последующим выбросом токсичных веществ в атмосферу. Уведомление об аварийной ситуации должно быть направлено руководству установки, операторам ЦД и операторам местной операторной. Аварийный останов осуществляется персоналом эксплуатации, находящимся на смене, и контролируется заместителем супервайзера по эксплуатации установки. Последовательность останова определяется соответствующими процедурами для Установки 220.

Пожар или пожароопасность

Установка 220 оснащена системой пожарной сигнализации, включающей тепловые и инфракрасные извещатели.

При возникновении пожара на Установке необходимо уведомить диспетчера установки и руководство Установки. Вызовите службу ликвидации чрезвычайных ситуаций с ближайшего пункта, где имеется кнопка с разбиваемым стеклом или позвоните по телефону/рации.

Изолировать зону возгорания от остального технологического оборудования Установки, в котором может находиться источник топлива. Сбросить давление из изолированной области. Если загорается протекающий фланец, нужно направить пар в место утечки. Не забывайте, что сырая нефть при горении образует очень опасные газы - CO₂. Принять все превентивные меры, чтобы избежать отравления им.

Если подтверждено, что в здании происходит возгорание, система пенного тушения активируется автоматически. Системы пенного тушения также могут быть активированы на месте вручную, так же как и противопожарные лафетные стволы. Ниже приведена последовательность действий персонала:

- Выключить оборудование в зоне, пострадавшей от пожара;
- Использовать все доступные клапаны для изоляции оборудования/трубопроводов в зоне пожара;
- Сбросить давление сжиженных углеводородов в заводскую систему гидрокрекинга дистиллятов;
- Начать противопожарные мероприятия с использованием стационарного противопожарного оборудования.

Если пожар на Установке и угроза технологическому оборудованию делает невозможным поддерживать нормальные условия эксплуатации, нужно выключить Установку 220, нажав кнопку АО на панели управления.

Стационарные системы орошения используются вместе с существующими системами пожаротушения.

В аварийной ситуации, когда существует угроза жизни персонала и/или серьезное повреждение оборудования, и если невозможно изолировать место аварии без полного или частичного останова Установки, необходимо принять решение о его останове, чтобы остановить дальнейшее повреждение оборудования и предотвратить серьезные последствия эскалации аварийной ситуации. Установку можно отключить нажатием кнопок АО.

Аварийный останов с помощью кнопок АО

Кнопки АО предусмотрены на пульте ведущего инженера ЦД для инициирования останова отдельных систем или всей Установки 220.

11.3 МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ СРЕДСТВ УПРАВЛЕНИЯ, ОТКАЗ КОТОРЫХ ТРЕБУЕТ
АВАРИЙНОГО ОСТАНОВА УСТАНОВКИ 220

Все резервуары и вращательное оборудование оснащены автоматическими средствами защиты (сигнализация и блокировка), отказ которых приведет к внеплановому останову Установки 220.

12. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ, СТОЧНЫЕ ВОДЫ И ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ, СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ

12.1 ОТХОДЫ

Отходы будут рассматриваться на этапе технического обслуживания и капитального ремонта, все отходы будут собираться в специально отведенном месте временного хранения, все контейнеры для отходов должны быть размещены на бетонной поверхности.

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Способ утилизации
Нефтесодержащие отходы/отходы с содержанием углеводородов (промасленная ветошь, промасленные материалы, масляная древесина, бочки с остатками нефти, маслянистые канистры, КОК, использованные СИЗ, масляный гравий, загрязненная нефтью почва).	-	во время работ по техническому обслуживанию	Небольшие объемы нефтесодержащих отходов собираются в специализированные контейнеры объемом (0,78 м ³); крупные объемы нефтесодержащих отходов в виде бочек, КОК и т.д. собираются на специально отведенном месте временного хранения и передаются сторонней организацией.
Отработанное техническое масло	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специализированную емкость для отходов или бочку с соответствующим поддоном и крышкой, а также с этикеткой "Отработанное техническое масло" для дальнейшей передачи сторонней организации.
Отработанное моторное масло	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специализированную емкость для отходов или бочку с соответствующим поддоном и крышкой, а также с этикеткой "Отработанное техническое масло" для дальнейшей передачи сторонней организации.

Тип отходов	Объем, т/год	Период	Способ утилизации
Твердые химические остатки (загрязненные канистры, КОК, бочки, банки, пластиковые бутылки, химически загрязненные СИЗ, гравий, почва).	-	во время работ по техническому обслуживанию	Твердые химические остатки собираются в специализированные контейнеры объемом (0,78 м ³); крупные объемы отходов в виде бочек, КОК и т.д. собираются на специально отведенном месте временного хранения и передаются сторонней организацией.
Химические жидкие остатки (каустическая сода, МЭГ, диэтанол амин)	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специализированную емкость для отходов или бочку с соответствующим поддоном и крышкой, а также с этикеткой "Жидкие химические отходы" для дальнейшей передачи сторонней организации.
Остатки краски (банки)	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специализированную емкость для отходов или бочку с соответствующим поддоном и крышкой, а также с этикеткой "Отходы краски" для дальнейшей передачи сторонней организации.
Строительные отходы	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер для сбора отходов (8 м ³) и передача сторонней организации.
Древесные отходы	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер для сбора отходов и передача сторонней организации.
Отходы бетона	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер для сбора отходов и передача сторонней организации.
Металлолом	-	во время работ по техническому обслуживанию	Сбор в специальный контейнер для сбора отходов и передача сторонней организации.

Таблица 12.1 - Отходы, образующиеся на Установке 220

12.2 СТОЧНЫЕ ВОДЫ

Потенциально загрязненные нефтепродуктами промышленные и поверхностные сточные воды с технологической территории: ливневые воды, непреднамеренные разливы, сточные воды после гидроочистки помещений, моечного оборудования, сточные воды после пожаротушения, сточные воды из аварийных душевых и кранов питьевой воды собираются в открытой дренажной системе.

Очистка промышленных сточных вод осуществляется на Установке очистки сточных вод (УОСВ). Сточные воды, образующиеся постоянно и передаваемые на инженерные сооружения вахтового поселка Самал.

Описание	Объем, м³/год	Период	Способ утилизации
Промышленные сточные воды		Периодически	Отправляются на дополнительную очистку на очистные сооружения Компании

Таблица 12.2 - Сточные воды, образующиеся на Установке 220

12.3 ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ

На Установке 220 были выявлены шесть источников загрязнений воздуха летучими веществами: три резервуара нефти - APS № 6400 ÷ 6402 и утечки из клапанов и фланцевых соединений: APS №. 6403 ÷ 6405. Загрязняющими веществами Установки 220 являются: сероводород, сероуглерод, сероокись углерода, насыщенные углеводороды C₁-C₅, насыщенные углеводороды C₆-C₁₀, бензол, ксилол, толуол, этилбензол, бутил меркаптан, метил меркаптан, смесь природных меркаптанов, пропил меркаптан, этил меркаптан, предельные углеводороды C₁₂-C₁₉.

НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	ОБЪЕМ ВЫБРОСА, тонн/год	МЕТОД НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ	ПЕРИОДИЧНОСТЬ	СТЕПЕНЬ ЗАГРЯЗНЕНИЯ, мг/Нм³	ПРИМЕЧАНИЕ
Наземный комплекс					
Установка 220 - резервуар хранения нефти					
Резервуары для нефти*					
Поток № 221					
Сероводород	0,0036784			н.д.	2023
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	266,5382179			н.д.	2023
Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	98,7912906			н.д.	2023
Бензол	1,2874465			н.д.	2023
Ксилол	0,4046261			н.д.	2023
Толуол	0,8092521			н.д.	2023
Смесь природных меркаптанов	0,0073568			н.д.	2023
Летучие выбросы					
Поток № 221, дизельное топливо					
Сероводород	0,0032502			н.д.	2023
Дисульфид углерода	0,0000273			н.д.	2023
Сероокись углерода	0,0000000			н.д.	2023
Насыщенные углеводороды C ₁ -C ₅	0,1079869			н.д.	2023
Насыщенные углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,3989554			н.д.	2023
Бензол	0,0016952			н.д.	2023

НАИМЕНОВАНИЕ ВЫБРОСА	ОБЪЕМ ВЫБРОСА, тонн/год	МЕТОД НЕЙТРАЛИ ЗАЦИИ И УТИЛИЗАЦ ИИ	ПЕРИОДИЧ НОСТЬ	СТЕПЕНЬ ЗАГРЯЗНЕ НИЯ, мг/Нм ³	ПРИМЕ ЧАНИЕ
Ксилол	0,0144954			н.д.	2023
Толуол	0,0065964			н.д.	2023
Этилбензол	0,0024271			н.д.	2023
Бутилмеркаптан	0,0005657			н.д.	2023
Метилмеркаптан	0,0000005			н.д.	2023
Пропилмеркаптан	0,0002618			н.д.	2023
Этилмеркаптан	0,0000217			н.д.	2023
Насыщенные углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,1575671			н.д.	2023

Таблица 12.3 - Выбросы в атмосферу

Примечание:* - объем выбросов из каждого резервуара (1 из 3)

13. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

В данном разделе представлен табличный список технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов, показанный на ПТС и СКИП.

Перечни технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов представлены здесь в виде следующих таблиц:

Технологическое оборудование маркировочный номер	Размеры, мм	Объем, м³	Давление, расчетное бар изб.	Материал	Среда	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Установка 220 - Сооружения хранения сырой нефти						
A1-220-ТВ-001/002 Резервуары для сырой нефти	81500 ВД x 19900 В	80000	атм	Лег. сталь 516 марки 60	Стабилизированная и обессеренная нефть	см. [Е.2-3, 38,45]
A1-220-ТВ-003 Резервуары для сырой нефти	81500 ВД x 19900 В	80000	атм	Лег. сталь 516 марки 60	Некондиционная нефть	см. [Е.8,36,50]

Таблица 13.1 - Перечень колонн и сосудов

Технологическое оборудование маркировочный номер	№ модели / производитель	Производи тельность, м³/ч	Напор, м	Полезная высота всасыва ния, м	Эффекти вность, %	Давление расчетное	Температуар а расчетное, °С	Материал	Информац ия о двигателе (Мощность, об/мин)	Примечания
Установка 220 - Сооружения хранения сырой нефти										
Бустерные насосы сырой нефти A1-220РА- 001А/В/С/Д, см.[Е.46]	POMPE GABBIONETA S.P.A. Mod: VD 500/350 AC	1249	79,7	0,5	80,32		-36	Casing	300 кВт/1480 об/мин	Автозапуск, 3 рабочий + 1 резервный
Насосы экспортной отгрузки сырой нефти A1-220- РА002А/В/С/Д см. [Е.48]	POMPE GABBIONETA S.P.A. Mod: AHP 375/250	1249	793,4	61	82,39	80 бар(а)	-36/	Casing/Imp eller Case A743- CA15-Hd / impeller A352-LCB	2850 кВт/2980 об/мин	Автозапуск, 3 рабочий + 1 резервный
Насосы обратной перекачки сырой	POMPE GABBIONETA	165	120	1,94	70,25		-36/45	Casing	75кВт/2950 об/мин	Автозапуск, 1 рабочий + 1 резервный

Технологическое оборудование маркировочный номер	№ модели / производитель	Производительность, м³/ч	Напор, м	Полезная высота всасывания, м	Эффективность, %	Давление расчетное	Температура расчетная, °С	Материал	Информация о двигателе (Мощность, об/мин)	Примечания
нефти А1-220-РА-003А/В, см.[Е.49]	S.P.A. Mod: VBN DS 250/100 A									

Таблица 13.2 - Перечень насосов

Технологическое оборудование маркировочный номер	Тип	Расход, м³/ч	Расчетное давление, бар. изб.	Температура расчетная °С
Узел учета товарной нефти 220-JM-001 см. [Е.51]	Центробежный	2270	84	-36/75

Таблица 13.3 - Перечень специального оборудования

Маркировочный номер клапана	Местоположение клапана	Назначение клапана	Тип регулирующего клапана (марка)	Тип действия в случае неисправности
Установка 220 «Сооружения хранения сырой нефти»				
220-PCV-102	Сырая нефть из технологических линий 1,2,3 в резервуары	Для обеспечения противодействия в Технологических линиях подготовки нефти, чтобы избежать испарения нефти, которое при достижении емкостей в паровой фазе может поставить под угрозу целостность емкостей из-за очень высокого значения УПР.	Односедельный шаровой	НО
220-FCV-016	Некондиционная сырая нефть в манифольд резервуара хранения	Для контроля расхода некондиционной нефти, смешанной с нефтью, поступающей из технологической линии подготовки нефти, для поддержания пропорции, рассчитанной таким образом, чтобы всегда получался конечный смешанный продукт в соответствии со спецификациями.	Односедельный шаровой	НЗ

Маркировочный номер клапана	Местоположение клапана	Назначение клапана	Тип регулирующего клапана (марка)	Тип действия в случае неисправности
220-FCV-001ABCD	Бустерные насосы сырой нефти А1-220-РА-001	Для защиты насосов предусмотрены устройства контроля МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА А1-2200-FIC-001А/В/С/Д для обеспечения минимального расхода в 30%. Клапан регулирования расхода FIC001 начинает открываться, если выявляется, что расход ниже значения МИНИМАЛЬНОГО ПОТОКА насоса.	Односедельный шаровой	НО
220-FCV-005ABCD	Насос экспортной отгрузки сырой нефти, мин. поток РА002D	Минимум 30% потока для защиты насоса	Односедельный шаровой	НО
220-FCV-014	Мин. поток с насоса некондиционной сырой нефти РА-003А/В	Установлен для обеспечения и контроля минимального потока 30% для защиты насосов	Односедельный шаровой	НО
220-FCV-011AB	Экспортный трубопровод сырой нефти в трубопровод	Поддержание экспортного давления сырой нефти и потока в выходном манифольде экспортного насоса сырой нефти	Односедельный шаровой	НЗ
220-FCV-011CD	Экспортный трубопровод сырой нефти в трубопровод	Клапаны включаются в работу только при техническом обслуживании клапанов 2200-FCV-011А/С.	Односедельный шаровой	НЗ

Таблица 13.4 - Перечень регулирующих клапанов, ссыл. [59]

Местоположение клапана	Идент. номер на схеме	Тип / Модель ППК	Расчетное давление защитного сосуда / линии, бар изб.	Установлен ное давление, бар изб.	Рабочее давление в сосуде/линии выше от ППК			Точка сброса	Давление в точке сброса, бар изб.	Количество
					Р _{раб.} , бар изб.	Т, °C	Среда			
Установка 220 «Сооружения хранения сырой нефти»										

Предохранительный клапан некондиционной нефти в технологические линии	220-PSV-108	Сильфон	14	14	49	54	Сырая нефть	Закрытая дренажная система	1-3	1
Предохранительный клапан потока 1 линии экспорта сырой нефти	220-PSV-018	Стандартный	84	84	68	40	Сырая нефть	Закрытая дренажная система	1-3	1
Предохранительный клапан байпасного потока сырой нефти Экспортный нефтепровод	220-PSV-070	Стандартный	84	84	68	40	Сырая нефть	Закрытая дренажная система	1-3	1
Предохранительный клапан потока 2 сырой нефти Экспортный нефтепровод	220-PSV-118	Стандартный	84	84	68	40	Сырая нефть	Закрытая дренажная система	1-3	1

Таблица 13.5 - Перечень клапанов сброса давления

14. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ИНСТРУКЦИЙ, НОРМАТИВНОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Процесс и нормативная документация включают в себя:

14.1 ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ

- Должностная инструкция супервайзера Установки 220;
- Должностная инструкция старшего инженера технологического процесса / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция инженера технологического процесса / инженера по производственным операциям;
- Должностная инструкция старшего оператора технологического процесса / оператора производственной установки
- Должностная инструкция оператора технологического процесса / оператора производственной установки.

14.2 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Руководство по эксплуатации Установки 220. см. [Е.54] «Руководство по эксплуатации наземных технологических сооружений - Установка подготовки нефти»

14.3 ПРОЦЕДУРЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

см.[Е.33-Е.43]; Е.55;Е.56;Е.57

14.4 ИНСТРУКЦИИ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

№ п.п.	Инструкции по технике безопасности и нормативная документация
1	01-H20-GL-00723-00 по технике безопасности при проведении огневых работ
2	Программа мониторинга добычи на наземном комплексе HSE-H40-PL-0001-000
3	Минимальные требования и стандарты для СИЗ PPE 01-H20-GL-01846-000
4	Процедура контроля и использования средств индивидуальной защиты органов дыхания CER-O40-PR-0002-000
5	Процедура расследования происшествий и отчетности 01-H26-PR-01058-000
6	Обзор технологических процессов месторождения Кашаган (Ознакомление с опасными факторами в зависимости от конкретной установки) KE01-A1-000-AK-R-ZZ-0001-000
7	Система нарядов-допусков на производство работ 01-H20-GL-02172-000
8	Руководство по учету опасных для здоровья человека веществ 01-H40-GL-00914-000
9	Проверка и обслуживание противопожарного оборудования 01-O44-RC-00498-00
10	Руководство по оценке и управлению рисками для здоровья 02-H40-GL-00874-00
11	Процедура управления рисками 02-G00-PR-00358-000
12	Отключение от источников энергии 01-O20-GL-00218-000
13	Уполномоченное лицо по отбору проб воздушной среды 01-H20-GL-00275-000
14	Рабочая процедура по контролю клапанов, опломбированных в нормально открытом / закрытом положении AMP-T01-PR-0004-000
15	Правила устройства электроустановок HSE-T64-PR-0001-000
16	Перерегулирование защитных систем AMP-O01-PR-0007-000
17	Процедура управления изменениями по проекту MCP-T71-PR-0001-000
18	Процедура входа в замкнутое пространство HSE-H20-PR-0007-000

19	Принципы эксплуатации и технического обслуживания FIM-T14-YT-0001-000
20	Работы на высоте 01-H01-GL-01439-000
21	План ликвидации чрезвычайных ситуаций на наземном комплексе GEN-O40-PL-00657-000
22	Руководство по предотвращению появления усталости на рабочем месте и её контролю, обеспечению санитарно-бытовых условий для работников производственных площадок компании HSE-16-GL-0008-000
23	Безопасность грузоподъемных и такелажных работ HSE-H20-PR-0002-000
24	Руководство по «Жизненно важным правилам» 01-H25-GL-01800-000
25	Руководство по ликвидации разливов химических реагентов на наземном комплексе 01-O44-GL-00690-000
26	Процедура действий в неотложных медицинских ситуациях CER-K16-PR-0006-000
27	Управление защитой от радиации HSE-K16-PR-0003-000
28	Процедура предотвращения разливов HSE-H30-PR-0004-000
29	Безопасные производственные операции – Передача смены – AMP-O01-PR-0003-000

14.5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

- Подготовка оборудования к техобслуживанию.
- Общий наряд-допуск на производство работ
- Система блокировки/ маркировки
- Отключение оборудования и открытие трубопроводов
- Строительные леса
- Ремонтные работы без прекращения эксплуатации (резервуара, трубопровода, установки и т.п.).
- Интегрированный план ликвидации чрезвычайных ситуаций.

15. ГРАФИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ УСТАНОВКИ 420

- 15.1 (ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ) ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ (ПТС) ИНЖЕНЕРНЫХ СЕТЕЙ
 см.[Е.13]
- 15.2 СХЕМА ТРУБОПРОВОДОВ И КИПИА (СТКИПИА)
 см.[Е.1-12]

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И АББРЕВИАТУРЫ

Термин / сокращение / аббревиатура	Объяснение / Определение
BD	Продувка
Be	Градусов Боме
BOPDe	Добыча газа, связанная с добычей нефти, барр./сутки нефти
C/H	Соотношение каустика и углеводорода
CCW	Охлаждающая вода замкнутого цикла
CMS	Система контроля подготовки
DLN	Технология сухого подавления эмиссии NOx
GDBN	Модернизация установки газа
HNLL	Критически высокий уровень жидкости
HNP	Критически высокое давление
HIPPS	Отказоустойчивая система защиты от избыточного давления
IBC	Еврокуб
LLLL	Критически низкий уровень жидкости
MCM	Контроль состояния машинного оборудования
NLL	Нормальный уровень жидкости
ODBN	Модернизация установки нефти
OHLL	Рабочий максимальный уровень жидкости
OLLL	Рабочий минимальный уровень жидкости
SIS	Блок-бокс для КИПиА и средств спутниковой связи
UOP	Компания «UOP LLC»
WSF	Фильтр с наполнителем из скорлупы грецких орехов
AO	Аварийный останов
ATU	Автоматическая технологическая установка
барр./сутки воды	Баррели воды в сутки
барр./сутки нефти	Стандартные баррели нефти в сутки
БП	Базовое проектирование
БПК	Биологическая потребность в кислороде
ВВ	Взвешенные вещества
ВГО	Водно-грязевой отстой
ВД	Высокое давление
Вд	Внутренний диаметр
ВПТ	Выключатели перерегулирования для технического обслуживания
ВР	Водорастворимый
ВЧДМ	Высококчувствительный детектор дыма
ГВГ	Генератор восстановительного газа
ГНФ	Газонапорная флотация
ГТ	Газовая турбина
ГУ	Граница установки
ГФ	Газовый фактор:
ДЭА	Диэтаноламин
ЗПВ	Загрязненная поверхностная вода
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИСУиАЗ	Интегрированная система управления и аварийной защиты
КАО	Клапан аварийного останова
КАСД	Клапан аварийного сброса давления
КГМИ	Компрессор газа мгновенного испарения
КДПК	Кашаган Девелопмент Проджект Контракторс
КПВ	Котловая питательная вода
МАВ	Миниатюрный автоматический выключатель
МДРД	Максимально допустимое рабочее давление
Млрд. куб.м/год	Миллиардов кубических метров в год
МНПП	Максимальная непрерывная паропроизводительность
МПУ	Местный пульт управления
МЭГ	Моноэтиленгликоль
НД	Низкое давление
ОВКВ	Отопление вентиляция и кондиционирование воздуха

Термин / сокращение / аббревиатура	Объяснение / Определение
ОВЧ	Общее содержание твёрдых взвешенных частиц
ОККВ	Отпарная колонна кислой воды
ОКОС	Общее количество органических соединений
ОС	Обратный осмос
ОТС	Общая теплотворная способность
ПиГ	Система обнаружения пожара и газа
ПК	Предохранительный клапан
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПОМ	Полномасштабное освоение месторождения
ППЗ	Противопожарная зона
ПСИ	Принципиальная схема систем инженерного обеспечения
ПСРС	Привод с регулируемой скоростью
ПТ	Паровая турбина
ПТС	Принципиальная технологическая схема
ПУ	Показатель Уобба
ПУД	Пульт управления двигателем
ПУУ	Пульт управления установки
РСУ	Распределенная система управления
СД	Среднее давление
СНСВ	Система нефтесодержащей воды
Ст. куб.м/сутки	Стандартных кубических метров в сутки
Ст. куб.ф/сутки	Стандартных кубических футов в сутки
СТКИП	Схема трубопроводов и КИПиА
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
СУТП	Система управления технологическим процессом
ТЖГЦ	Твердо-жидкостный гидроциклон
ТМП	Тройное модульное резервирование
ТФЭ	Тоталь Фина Эльф
УВ	Углеводороды
УВО	Устройство визуального отображения
УИС	Установка извлечения серы
УКЗ	Удаление кислых газов
УКЦА	Установка короткоциклового абсорбции
УОПВ	Установка очистки пластовых вод
УОСВ	Установка очистки сточных вод
УОСВ	Установка очистки сточных вод
УОХГ	Очистка хвостовых газов
УПР	Упругость паров нефти по Рейду
УС	Уравнение состояния
УСО	Установка санитарной очистки
УЦС	Уровень целостности системы
фунт/тыс.барр.	Фунтов на тысячу баррелей
ЦТК	Центральный технологический комплекс
ч/млн	Частей на миллион
ч/млрд.	Частей на миллиард
ЧМИ	Человекомашинный интерфейс
Эди	Электродеионизация
ЭУ	Энергоустановка