

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт инженерной и экологической безопасности

(наименование института полностью)

20.03.01 «Техносферная безопасность»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

«Безопасность технологических процессов и производств»

(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Осуществление производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности на объектах нефтяной и газовой промышленности»

Студент

М.С. Балтаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.х.н., доцент, И.А. Сумарченкова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.э.н., доцент, Т.Ю. Фрезе

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Цель данной работы заключается в анализе существующих методов осуществления производственного контроля, соблюдения требований промышленной безопасности, на объектах нефтяной и газовой промышленности, а именно на примере опасного производственного объекта общества с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос» «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения». Работа состоит из шести разделов.

В первом разделе бакалаврской работы содержится информация об опасном производственном объекте «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» (его характеристика, местоположение, функциональное назначение, описание схемы технологического процесса), также в данном разделе содержится информация об организационной структуре управления Обществом и системе управления промышленной безопасностью.

Во втором разделе бакалаврской работы содержится анализ безопасности опасного производственного объекта «Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения который состоит из следующих блоков (разделов) анализа безопасности оборудования, анализа пожарной безопасности объекта, анализа опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах, анализа основных причин аварий и инцидентов на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, анализа обеспечения работников средствами индивидуальной и коллективной защиты, анализа системы осуществления производственного контроля.

В третьем разделе бакалаврской работы рассмотрены мероприятия по повышению эффективности системы производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности. Предложено два

мероприятия, разобраны достоинства и недостатки. Выбрано научно-техническое решение для реализации мероприятий.

В четвертом разделе бакалаврской работы содержится информация о структуре системы управления охраной труда в Обществе, разработана регламентированная процедура технического расследования причин аварий на ОПО «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения.

В пятом разделе бакалаврской работы проведена оценка антропогенного воздействия деятельности Общества на окружающую природную среду, проанализированы реализуемые руководством Общества мероприятия по снижению негативного воздействия деятельности Общества на окружающую природную среду.

В шестом разделе бакалаврской работы проведен анализ возможных причин возникновения аварийных ситуаций или отказов оборудования, технических устройств на ОПО, рассмотрен план мероприятий по локализации, ликвидации последствий аварий на ОПО, проанализированы действия персонала по предупреждению, локализации и ликвидации последствий аварий, состав и дислокация сил и средств, а также их взаимодействие, проанализированы мероприятия по обеспечению безопасности населения.

В седьмом разделе бакалаврской работы разработан план мероприятий по улучшению условий и охраны труда на рабочем месте оператора технологических установок, проведены расчеты размера скидок и надбавок к страховым тарифам, проведены расчеты по оценке социальной, санитарно-гигиенической и экономической эффективности предложенных мероприятий.

Работа состоит из 166 страниц текста, 8 рисунков, 1 диаграммы, 9 таблиц, 27 источников использованной литературы и 9 приложений.

Содержание

Введение.....	8
Перечень сокращений и обозначений.....	10
1 Характеристика производственного объекта.....	11
1.1 Расположение производственного объекта и его назначение.....	11
1.2 Структура управления Обществом.....	11
1.2.1 Организационная структура.....	11
1.2.2 Система управления промышленной безопасностью.....	14
1.3 Описание схемы технологического процесса производственного объекта.....	20
1.3.1 Технологическая линия нефти.....	20
1.3.2 Технологическая линия попутного нефтяного и топливного газа...	29
1.3.3 Технологическая линия подтоварной воды.....	36
1.3.4 Дренажная линия.....	37
1.3.5 Реагентное хозяйство.....	38
1.3.6 Производственно-дождевая и бытовая канализация.....	39
1.3.7 Водоснабжение.....	40
2 Анализ безопасности производственного объекта.....	41
2.1 Анализ безопасности оборудования.....	41
2.2 Анализ пожарной безопасности.....	48
2.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала.....	55
2.4 Анализ основных причин аварий и инцидентов на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.....	58
2.5 Анализ обеспеченности персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты.....	69
2.6 Анализ организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности на производственном объекте.....	72
2.6.1 Основные задачи производственного контроля	72

2.6.2	Организация и осуществление производственного контроля.....	74
2.6.3	Порядок планирования и проведение внутренних проверок соблюдения требований промышленной безопасности, а также подготовка и регистрация отчетов об их результатах.....	77
2.6.4	Порядок сбора, анализа и доведения до работников занятых на производственных объектах информации о состоянии промышленной безопасности.....	79
2.6.5	Порядок подготовки и представления сведений об организации производственного контроля в территориальный орган Ростехнадзора.....	80
2.6.6	Выявленные проблемы в организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности.....	81
2.6.7	Пути решения проблемы в организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности.....	83
3	Разработка рекомендаций по повышению эффективности системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности	85
3.1	Выбор объекта исследования и его обоснование.....	85
3.2	Анализ средств обеспечения безопасности технологического процесса.....	86
3.3	Реализация мероприятий по обеспечению безопасности производства.....	87
4	Охрана труда.....	95
5	Охрана окружающей природной среды и экологическая безопасность.....	101
5.1	Возможные негативные воздействия деятельности предприятия на окружающую природную среду.....	101
5.2	Мероприятия по снижению негативного воздействия деятельности предприятия на окружающую природную среду.....	102
6	Защита в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	107

6.1 Анализ возможных аварийных ситуаций условий их возникновения и развития на производственном объекте.....	107
6.2 Состав и дислокация сил и средств, для локализации и ликвидации последствий аварий.....	115
6.3 Организация взаимодействия сил и средств по локализации и ликвидации последствий аварий.....	116
6.4 Организация управления, связи и оповещения при аварии на опасном производственном объекте.....	117
6.5 Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на опасном производственном объекте.....	118
6.6 Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населения.....	119
7 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.....	121
7.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий и охраны труда.....	121
7.2 Расчет размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.....	122
7.3 Оценка эффективности мероприятий по охране труда.....	129
Заключение.....	142
Список используемой литературы и используемых источников.....	144
Приложение А Организационная структура ООО «Газпромнефть-Хантос».....	149
Приложение Б Технологическая схема ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения.....	150
Приложение В Технологическая схема «Установка подготовки газа ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения.....	151
Приложение Г Анализ условий возникновения аварий и их развития.....	152

Приложение Д Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.....	162
Приложение Е Анализ причин производственного травматизма и аварий на объектах нефтяной и газовой промышленности.....	163
Приложение Ж Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала.....	164
Приложение З Регламентированная процедура технического расследования причин аварий на ОПО «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения.....	165
Приложение И Структурная схема системы управления промышленной безопасностью и охраной труда.....	166

Введение

В современной, высокотехнологичной и развитой стране Российской Федерации (далее РФ) насчитывается порядка 170000 опасных производственных объектов (далее ОПО), из которых 2000 ОПО относятся к объектам чрезвычайно высокой опасности (1 класс), около 7500 ОПО относятся к объектам высокой опасности (2 класс), более 90000 ОПО относятся к объектам средней опасности (3 класс), и только 71000 ОПО относятся к объектам низкой опасности (4 класс).

По состоянию на декабрь 2020г., согласно данным, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в нефтяной и газовой промышленности насчитывается порядка 8687 ОПО из общего числа. Из них к объектам 1 класса опасности отнесено 666 объектов, ко 2 классу опасности 1258 объектов, к 3 классу опасности 4981 объект, к 4 классу опасности 1782 объекта.

Согласно, требований ст. 11 Федерального закона от 21 июня 1997г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», все организации, эксплуатирующие ОПО, обязаны обеспечить организацию и осуществление производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности, в соответствии с требованиями установленными Правительством РФ. Исходя из этого, цель данной работы заключается в анализе существующих методов осуществления производственного контроля, соблюдения требований промышленной безопасности, на объектах нефтяной и газовой промышленности. Данное направление наиболее актуально в наше время.

В качестве примера рассмотрен опасный производственный объект 2 класса опасности общества с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос» «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения».

Исходя из поставленной цели, можно сформулировать следующие задачи данной работы:

- дать качественную характеристику ОПО (например: расположение, функциональное назначение, описание схемы технологического процесса);
- рассмотреть текущий порядок осуществления производственного контроля на ОПО, произвести анализ;
- проанализировать основные причины аварий и инцидентов на предприятиях нефтяной и газовой промышленности с 2017г. – 2020г.;
- проанализировать возможные аварийные ситуации и условия их возникновения и развития на производственном объекте, а также меры по их предупреждению, локализации и ликвидации последствий;
- рассмотреть воздействие деятельности предприятия на окружающую природную среду, меры по снижению негативного воздействия;
- разработать мероприятия по улучшению состояния условий и охраны труда, ликвидации или снижению уровней профессиональных рисков либо недопущению повышения их уровней.

Информационная база дипломной работы включает нормативно-правовые акты, статистические материалы, статьи, опубликованные в периодических изданиях, а также Интернет-ресурсы.

Перечень сокращений и обозначений

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АСН – автоматизированная система налива;
- АСУ ПНГ – автоматизированная система учета попутного нефтяного газа;
- БИЛ с БКК – блок измерительных линий с линией контроля качества;
- БПГ – блок подготовки газа;
- БФ – блок фильтров;
- ГЖС – газожидкостная смесь;
- ГПЭС – газопоршневая электростанция;
- ГРПШ – газорегуляторный пункт шкафной;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- ИЛ – измерительная линия;
- КПК – комиссия производственного контроля;
- НВОН – насосная внешней откачки воды;
- НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;
- НПВ – насосная пластовой воды;
- ОПО – опасный производственный объект;
- ПАЗ – противоаварийная защита;
- ПДК – постоянно-действующая комиссия;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ППР – планово-предупредительный ремонт;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- ТВС – топливно-воздушная смесь;
- ТО – техническое обслуживание;
- ТПУ – блок трубопоршневой установки;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- УУН – узел учета нефти;
- ФНД – факел низкого давления;
- ФВД – факел высокого давления.

1 Характеристика производственного объекта

1.1 Расположение производственного объекта и его назначение

Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения относится к Уватскому району Тюменской области и Кондинскому району Ханты-Мансийского автономного округа, в физико-географическом отношении находится в среднетаежной зоне Западно-Сибирской равнины, в междуречье Иртыша и Конды, в 53 км севернее районного центра Уват. Административный центр Кондинского района - п. Кондинский расположен в 85 км к западу от опасного производственного объекта.

Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ предназначена для обезвоживания, разгазирования нефти и перекачке товарной нефти через оперативный узел учёта нефти (далее УУН) на Приемный Сдаточный Пункт (ПСП), а также очистка подтоварной воды и использование ее в системе поддержания пластового давления (далее ППД).

Согласно «Техническому заданию на проектирование рабочей документации ДНС с УПСВ» проект выполнен на следующие показатели по добыче нефти и жидкости с учетом реконструкции:

- максимальное количество нефти (915 тыс. т/год);
- максимальное количество газа (40 млн. м³/год);
- максимальное количество жидкости (4500 тыс. т/год);
- количество пластовой воды (3585 тыс. т/год).

1.2 Структура управления Обществом

1.2.1 Организационная структура

«Структура организации – это устойчивые взаимосвязи, которые существуют между подразделениями и работниками организации» [21].

«Организации создают структуры для того, чтобы обеспечивать координацию и контроль деятельности своих подразделений и работников. Структуры организаций отличаются друг от друга:

- сложностью, то есть степенью разделения деятельности на различные функции;
- формализацией, то есть степенью заранее установленных правил и процедур;
- соотношением централизации и децентрализации (количеством уровней управления, на которых принимаются решения)» [21].

Структура управления организацией (Обществом) – это система функциональных блоков тесно взаимосвязанных между собой имеющих четкую иерархическую лестницу. В обществе принята следующая организационная структура, представленная на Рисунке 1, Приложение А, Рисунок А.1.

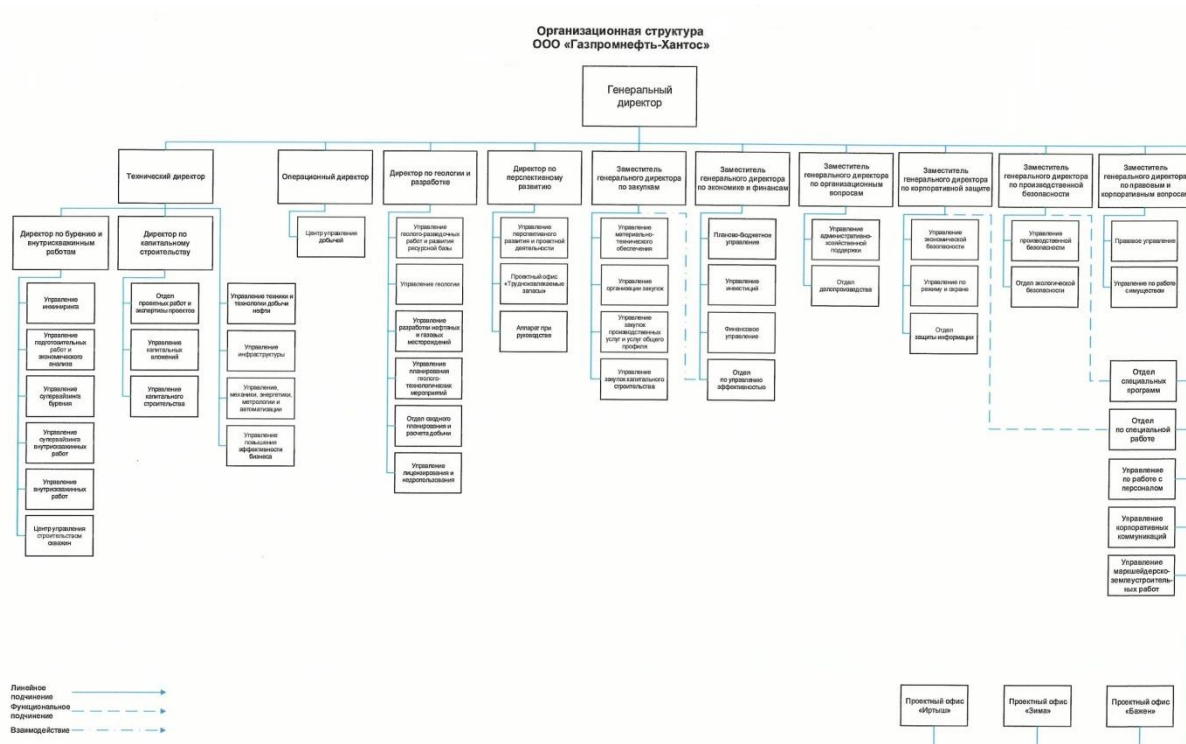


Рисунок 1 – Организационная структура ООО «Газпромнефть-Хантос»

Согласно организационной структуре ООО «Газпромнефть-Хантос» представленной на Рисунке 1 все структурные подразделения и руководящий состав по направлениям деятельности подчиняются генеральному директору. Руководство управлениями и отделами Общества разбиты по направлениям деятельности, в представленной организационной структуре Общества их шесть. К ним относятся:

- технический директор в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление инжиниринга, управление подготовительных работ и экономического анализа, управление супервайзинга бурения, управление супервайзинга внутрискважинных работ и так далее;
- операционный директор (в его руководство входит управление центром управления добычей);
- директор по геологии и разработке в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление геолого-разведочных работ и развития ресурсной базы, управление геологии, управление разработки нефтяных и газовых месторождений и так далее;
- директор по перспективному развитию в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление перспективного развития и проектной деятельности, проектный офис «Трудно извлекаемые запасы» и аппарат при руководстве;
- заместитель генерального директора по закупкам в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление материально-технического обеспечения, управление организацией закупок, управление закупок капитального строительства;
- заместитель генерального директора по экономике и финансам в чье руководство входят следующие подразделения, такие как планово-бюджетное управление, управление инвестиций, финансовое управление и отдел по управлению эффективностью;

- заместитель генерального директора по организационным вопросам в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление административно-хозяйственной поддержки, отдел делопроизводства;
- заместитель генерального директора по корпоративной защите в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление экономической безопасности, управление по режиму и охране, отдел защиты информации;
- заместитель генерального директора по производственной безопасности в чье руководство входят следующие подразделения, такие как управление производственной безопасности и отдел экологической безопасности;
- заместитель генерального директора по правовым и корпоративным вопросам в чье руководство входят следующие подразделения, такие как правовое управление, управление по работе с имуществом.

1.2.2 Система управления промышленной безопасностью

Система управления промышленной безопасностью (СУПБ) в Обществе создана с целью обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлено на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности эксплуатирующих опасные производственные объекты подразделений к локализации и ликвидации последствий указанных аварий.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации структурные подразделения Общества обязаны реализовывать следующие задачи в области промышленной безопасности, по

направлениям производственной деятельности в пределах своих функций и полномочий:

- соблюдение положений Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», других федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними нормативных правовых актов Президента Российской Федерации, нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации, а также федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;
- соблюдение требования обоснования безопасности опасного производственного объекта;
- обеспечение безопасности опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте;
- наличие лицензии на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- обеспечение укомплектованности штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- допуск к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- обеспечение проведения подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- наличие на опасном производственном объекте нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правил ведения работ на опасном производственном объекте;
- организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;

- обеспечение наличия и функционирования необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проведения диагностики, испытаний, освидетельствований сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;
- предотвращение проникновения на опасные производственные объекты посторонних лиц;
- обеспечение выполнения требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;
- разработка деклараций промышленной безопасности в случаях, установленных статьей 14 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- выполнение указаний, распоряжений и предписаний федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц, отдаваемые ими в соответствии с полномочиями;
- приостановление эксплуатации опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента

на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказание содействия государственным органам в расследовании причин аварии;
- принятие участие в техническом расследовании причин аварии на опасном производственном объекте, принятие мер по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;
- анализ причин возникновения инцидентов на опасном производственном объекте, принятие мер по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- своевременное информирование в установленном порядке федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальных органов, а также иных органов государственной власти, органов местного самоуправления и населения об аварии на опасном производственном объекте;
- принятие мер по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;
- ведение учета аварий и инцидентов на опасном производственном объекте;
- представление в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, или в его территориальный орган информации о количестве аварий и инцидентов, причинах их возникновения и принятых мерах.

Основными целями Системы управления промышленной безопасностью Общества являются:

- реализация заявления о политике Общества в области промышленной безопасности;

- выполнение требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах Общества.

Структура системы управления промышленной безопасностью Общества представлена на Рисунке 2.



Рисунок 2 – Структурная схема системы управления промышленной безопасностью в Обществе

Структура СУПБ построена на основе структуры управления Общества.

СУПБ предусматривает структуру по уровням управления:

- первый уровень - аппарат управления Общества, включающий руководство и структурные подразделения, дислоцирующиеся в центральном офисе Общества;
- второй уровень – структурные и производственные подразделения, дислоцирующиеся на месторождениях Общества.

На первом уровне управления Общества осуществляют следующие функции:

- разработка заявления о политике Общества в области промышленной безопасности;
- разработка и совершенствование системы управления промышленной безопасностью Общества;
- формирование ежегодного отчета о состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов в Обществе;
- формирование данных по опасным производственным объектам и по техническим устройствам, эксплуатируемым на них;
- разработка нормативно-методических документов Общества по промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- организация аудита и проверок системы управления промышленной безопасностью в структурных и производственных подразделениях и в Обществе в целом;
- проведение процедуры регистрации/снятия с учета опасных производственных объектов в государственном реестре;
- формирование пакета документов для получения лицензии на вид деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов, связанного с расширением области действия лицензии и др., и направление его в орган исполнительной власти;
- обеспечение соблюдения лицензионных требований по промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- взаимодействие с федеральными органами исполнительной власти в области промышленной безопасности опасных производственных объектов для защиты интересов Общества и так далее.

На втором уровне управления осуществляют следующие функции:

- учет технических устройств на опасных производственных объектах;
- проведение проверки знаний персонала, обслуживающего опасные производственные объекты;

- взаимодействие с федеральными органами исполнительной власти при осуществлении ими контрольно-надзорных мероприятий;
- осуществление производственного контроля в подразделениях;
- ведение технической документации на объекты и оборудование;
- проведение технического освидетельствования и обслуживания технических устройств, зданий и сооружений;
- подготовка опасных производственных объектов к замене технических устройств и осуществление контроля при работах при замене технических устройств;
- предоставление данных (количественные и качественные характеристики опасных производственных объектов) для проведения страхования опасных производственных объектов.

1.3 Описание технологического процесса и технологической схемы производственного объекта

1.3.1 Технологическая линия нефти

Технологическая схема ДНС с УПСВ Зимнего месторождения представлена в Приложении Б, Рисунок Б.1. Продукция скважин – газожидкостная смесь (далее ГЖС) - с давлением 0,3...0,6 МПа и температурой 10...400С поступает через задвижки от кустов скважин на узел дополнительных работ (далее УДР) и далее в сепараторы первой ступени С-1, С-2, С-3, С-4, где происходит отделение газа от жидкости. При изменении количества поступающей жидкости на объект возможна работа четырех, трех, двух или одного аппарата.

Давление жидкости и температура на входе ДНС контролируется по манометру МП4-У и дистанционно Метран 100ДИ. В качестве сепараторов первой ступени приняты нефтегазовые сепараторы С-1, С-2 объемом $V=25\text{м}^3$ и С-3, С-4 объемом $V=50\text{м}^3$. Вход эмульсии в нефтегазосепараторы

осуществляется со скоростью обеспечивающей расслоение газожидкостного потока и создания благоприятных условий отделения газа. Во входных сепараторах осуществляется частичная дегазация продукции скважин при давлении 0,3...0,6 МПа и температуре 10...400С. Отделившийся газ с входных сепараторов поступает в газовый сепаратор (далее ГС-1) $V=1,3\text{м}^3$ через ЗКЛ С-1, С-2, С-3, С-4, в нём осуществляется очистка газа от механических примесей и капельной жидкости. Газ от ГС-1 поступает по трубопроводу $\text{Ø}159\text{x}8$ на путевые подогреватели ПП-1,6.00.00 П-1, 2, 3, по трубопроводу $\text{Ø}108\text{x}6$ на печи ПТБ-5-40Э П-5/1, П-5/2, далее в газопровод на ГПЭС. Излишки газа поступают на запал факела высокого давления (далее ФВД) и факела низкого давления (далее ФНД) через трубопровод $\text{Ø}57\text{x}4$.

Для интенсификации процесса деэмульсации, в трубопровод по входу жидкости в сепараторы С-1, С-2, С-3, С-4 (на расстоянии 30 м до С-1, С-2, С-3, С-4), через ЗКЛ № 1, 2 от установки дозирования химреагента № 1 (далее УДХ № 1) подается деэмульгатор СНПХ-4315ДЛ, DECLEAVEF-1375.

Дистанционный контроль и автоматическое регулирование уровня жидкости в сепараторах нефтегазовых С-1, С-2, С-3, С-4 поддерживается клапанными сборками КРУ 1, КРУ 2, КРУ 10, КРУ 11, установленными на выходе нефти из сепараторов. Сепараторы оборудованы сигнализаторами предельного уровня.

Давление в С-1, С-2, С-3, поддерживается регулирующим клапаном КРД-1 установленным на выходе газа из сепаратора ГС-1. Дополнительно давление в сепараторах С-3, С-4 поддерживается регулирующими клапанами КРД-13, КРД-14 установленным на выходе газа из сепаратора.

Температура и давление в сепараторах первой ступени контролируются местными манометрами, датчиками давления Метран 100ДИ и термометрами.

Уровень жидкости в сепараторах нефтегазовых С-1, С-2, рекомендуется поддерживать в диапазоне 0,5...1,6 м, а в сепараторах нефтегазовых С-3, С-4 рекомендуется поддерживать в диапазоне 0,7...1,8 м.

Для определения загазованности на площадках сепараторов С-1, С-2, С-3, С-4 установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 6шт.

Установка предварительного сброса воды (далее УПСВ) включает путевые подогреватели ПП-1,6 (П-1, П-2, П-3), печи ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2), отстойники нефти О-1, О-2, О-3, резервуары вертикальные стальные РВС-1, РВС-2, РВС-3, насосную пластовой воды (далее НПВ).

Нефтяная эмульсия после первой ступени сепарации через задвижки, трубопровод Ø219x8 и регулирующие клапаны КРУ-1, КРУ-2, КРУ-10, КРУ 11 подаётся в путевые подогреватели ПП-1.6 (П-1, П-2, П-3), печи ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2) и нагревается до температуры от 20...550С.

Для определения загазованности на площадке ПП-1,6 (П-1, П-2, П-3) установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 7шт, а на печах ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2) в количестве 10 шт.

Далее нефтяная эмульсия с путевых подогревателей ПП-1.6 (П-1, П-2, П-3) и печей ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2) по трубопроводу Ø219x8, направляется в отстойники нефти О-1, О-2, О-3, где происходит подготовка нефти и предварительный сброс воды из нефтяной эмульсии. Предусмотрена возможность работы двух или одного аппаратов (в случае необходимости). В отстойниках нефти (О-1, О-2, О-3) межфазный уровень поддерживается с помощью регулирующих клапанов КРУ-3, КРУ-4, КРУ-9, уровень нефти в нефтяной камере отстойника нефти О-3 поддерживается с помощью регулирующего клапана КРД-5, давление в отстойниках нефти О-1, О-2, О-3 регулируется регуляторами давления КРД-2, КРД-3, КРД-11. Подтоварная вода из отстойника, подаётся в РВС-1.

Для определения загазованности площадки отстойников нефти (О-1, О-2, О-3) установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 7шт.

Обезвоженная нефть с обводнённостью до 3% через задвижки по трубопроводу Ø 219x8 с помощью регулирующего клапана КРД-2, КРД-3,

КРД-5 поступает из отстойников нефти (О-1, О-2, О-3) в концевые сепараторы КСУ-1, КСУ-2 ($V=25$ м³) через задвижки, по трубопроводу \varnothing 219x8, где осуществляется полное разгазирование нефти, при давлении, до 0,005 МПа. Уровень жидкости в концевых сепараторах КСУ-1, КСУ-2 регулируется с помощью клапанов регуляторов уровня КРУ-7, КРУ-8. Газ, выделившийся в концевых сепараторах КСУ-1, КСУ-2 поступает на факел низкого давления (ФНД) по трубопроводу \varnothing 159x8.

Дегазированная, обезвоженная нефть поступает из концевых сепараторов КСУ-1, КСУ-2 в резервуар вертикальный стальной РВС-1, РВС-2, РВС-3.

В качестве резервуара вертикального стального (РВС-1) используется резервуар объемом 1000 м³. РВС-1 оборудован монтажными, световыми люками в количестве 2шт, люками-лазами в количестве 2шт и замерным люком в количестве 1шт, а также резервуар оснащен приемо-раздаточными патрубками Ду-250 в количестве 4шт, Ду-150 в количестве 1шт и сифонным краном Ду-80. Уменьшение потерь нефти при больших и малых «дыханиях» резервуара РВС-1 достигается за счет клапанов КДС2-УХЛ 1500/150 в количестве 2шт, с огнепреградителями. Для улучшения качества выводимой продукции резервуар (РВС-1) оборудован внутренней начинкой: коллекторами вывода товарной нефти отметка + 3,75м; + 4,95м; + 6,80м, коллектором вывода уловленной нефти отметка + 6,4м, двухлучевым устройством вывода пластовой воды отметка + 1м. Устройство для ввода потока жидкости расположен на высоте + 4м и выполнен в тарельчатом виде. Это позволяет уменьшить скорость потока жидкости и увеличить разделение воды от остатков нефти. Для тушения пожара содержимого резервуара подслоным способом, в стационарном режиме, применяется высоконапорный генератор пены ВПГ-30У. Выработанная генератором пена подается в слой нефти через ввод в нижнем поясе боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды. Для охлаждения резервуара предусмотрено кольцо орошения Ду-100 с подключением к

насосной станции противопожарного водоснабжения. Также в резервуаре (РВС-1) предусмотрен контроль и сигнализация верхнего, верхнего аварийного уровней, контроль уровня раздела фаз нефть-вода, температуры и давления.

В качестве резервуара вертикального стального (РВС-2, РВС-3) используется резервуар объемом 3000 м³. Резервуар (РВС-2, РВС-3) оборудован монтажными, световыми люками в количестве 5шт, люками-лазами в количестве 2шт и замерным люком в количестве 1шт. Также резервуар оснащен приемо-раздаточными патрубками Ду-250 в количестве 3шт, Ду-100 в количестве 2шт, Ду-200 в количестве 1шт и сифонным краном Ду-80. Уменьшение потерь нефти при больших и малых «дыханиях» резервуара (РВС-2, РВС-3) достигается за счет клапанов КДС2-УХЛ 1500/250 в количестве 2шт, с огнепреградителями. Для улучшения качества выводимой продукции резервуар нефти (РВС-2) оборудован внутренней начинкой: двухлучевым устройством ввода потока жидкости (маточником), отметка + 1,8м, коллекторами вывода товарной нефти, на отметке + 4,85м и + 6,90м, устройством вывода пластовой воды на отметке + 0,25м. Коллектор ввода жидкости в нижней части перфорирован отверстиями в шахматном порядке. Это позволяет уменьшить скорость вводимой эмульсии. Ввод эмульсии в резервуары осуществляется вниз под слой подтоварной воды, уровень которой поддерживается с помощью межфазного уровнемера на уровне + 3...6м, что способствует более глубокому расслоению эмульсии. Визуальный контроль в РВС-2 осуществляется через послонные пробоотборники, находящиеся на отметках + 2,97м, + 3,97м, + 4,98м, + 5,98м, + 6,97м, а в РВС-3 находящиеся на отметках + 3,02м, + 4,05м, + 4,51м, + 5,53м, + 6,56м. Для тушения пожара содержимого резервуара подслоным способом в стационарном режиме применяется высоконапорный генератор пены ВПГ-30У. Выработанная генератором пена подается в слой нефти через ввод в нижнем поясе боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды. Для охлаждения резервуара

предусмотрено кольцо орошения Ду-100 с подключением к насосной станции противопожарного водоснабжения.

Товарная нефть из РВС-1, РВС-2, РВС-3 поступает в насосную внешней откачки нефти (далее НВОН) для ее транспортировки через оперативный узел учета нефти (далее УУН) на приемо-сдаточный пункт (далее ПСП).

Существует схема подачи нефти после концевых сепараторов КСУ-1, КСУ-2 на прием насосов внешней откачки нефти через задвижки № ЗД5, ЗД7).

Технологическим процессом предусмотрена перекачка товарной нефти между РВС-1, РВС-2, РВС-3 при помощи насосов ЦНС 60*66 и ЦНС 60*99 (1раб+1рез).

Все сосуды, работающие под избыточным давлением, а именно С-1, С-2, С-3, С-4; ГС-1; О-1, О-2, О-3; КСУ-1, КСУ-2 защищены от повышения давления предохранительными устройствами. Сброс с предохранительных клапанов, установленных на С-1, С-2, С-3, С-4; ГС-1; осуществляется на факел высокого давления (ФВД), сброс с предохранительных клапанов КСУ-1, КСУ-2 на факел низкого давления (ФНД). Сброс с предохранительных клапанов, установленных на О-1, О-2, О-3 предусмотрено в дренажную ёмкость типа ЕП, ЕД-1 ($V=40$ м³).

На ДНС с УПСВ предусмотрен узел налива со стояком, для налива и вывоза нефти автотранспортом (далее АСН). Нефть на АСН поступает по трубопроводу $\varnothing 57 \times 114$ от БРД, давление в линии регулируется с помощью регулирующего клапана КРД12.

Сбор утечек жидкости от насосов НВОН, осуществляются в ёмкость дренажную типа ЕП, ЕД-2, ($V=12,5$ м³).

Подогреватели нефти ПП-1,6-1,2,3 представляют собой цилиндрическую емкость (сосуд), смонтированную на сваях. В корпусе печи размещены 2 топки оборудованные горелками и дымовыми трубами. У данного подогревателя в качестве топлива используется попутный газ. Газ

подаётся к горелкам с запальниками, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Нефть, поступающая в продуктовый змеевик, нагревается от промежуточного теплоносителя. К горелкам печей подводится газ, который проходит очистку в газовом сепараторе ГС-1. В качестве промежуточного теплоносителя используется пресная вода. В верхней части сосуда имеется расширительный бачок, через который осуществляется пополнение теплоносителя. Путьевые подогреватели ПП-1,6 поставляются оснащёнными средствами контроля и системой автоматического регулирования подачи газа к горелкам. Аварийный сброс с путьевых подогревателей ПП-1,6-1,2,3 предусмотрен в аварийную ёмкость ЕА-1.

Печи ПТБ-5-40Э (П5/1, П5/2) поставляются оснащёнными средствами контроля и системой автоматического регулирования подачи газа к горелкам. Аварийный сброс с печи ПТБ-5-40Э предусмотрен в дренажную ёмкость ЕД-4, сброс давления газа из ГРПШ производится на свечи рассеивания.

Отстойники нефти (О-1, О-2, О-3) – это горизонтальные аппараты объёмом 100 м³ (О-1, О-2) и 200 м³ (О-3), в которых под действием деэмульгатора в режиме динамического отстоя идет отделение основной массы воды от нефти. Снабжен устройством ввода нефтяной эмульсии (два параллельных перфорированных трубопровода внизу аппарата), устройством вывода нефти (два параллельных перфорированных трубопровода, вверху аппарата), устройством вывода пластовой воды (патрубок внизу аппарата с устройством для предотвращения образования воронки). Отстойник нефти О-3 является трёхфазным сепаратором нефти, оснащён перегородкой высотой + 2,24м, через которую переливается отстоявшаяся нефть. Выделяемый газ подаётся через задвижки и регулирующий клапан КРД11 в линию ФВД, после регулирующего клапана КРД-1, имеется возможность подачи газа с О-3 в концевые сепараторы КСУ-1, КСУ-2. Отстойник нефти (О-3) снабжен устройством вывода пластовой воды (патрубок внизу аппарата с устройством для предотвращения образования воронки) и аналогичным устройством

вывода нефти. Температура и давление в отстойниках нефти (О-1, О-2, О-3) контролируется местным манометром и термометром. Также отстойники нефти (О-1, О-2, О-3) оборудованы сигнализатором предельного уровня.

В качестве концевой сепаратора КСУ-1, КСУ-2 используется аппарат объемом 25 м³.

Откачка товарной нефти производится насосами ЦНС 180x425с (1раб, 1рез.), насосная выполнена в блочном исполнении. Насосные агрегаты ЦНС 300x420 (1раб, 1рез.), установлены на улице. На приеме каждого насоса установлен сетчатый фильтр. Перепад давления на фильтрах контролируется по показаниям манометров, установленных до и после фильтра, а также датчиком перепада давления. Контроль давления во входном и напорном коллекторах насосов также осуществляется датчиками давления. Показания параметров работы (НВОН) передаются на автоматизированное рабочее место (далее АРМ) оператора технологических установок в операторной.

Система автоматизации насосных агрегатов перекачки нефти обеспечивает:

- местный, дистанционный и автоматический режимы управления;
 - автоматическую защиту насосных агрегатов по температуре подшипников;
 - автоматическую защиту насосных агрегатов по давлению на выкиде насоса;
 - дистанционный контроль и сигнализацию давления на приеме насосных агрегатов;
 - сигнализацию верхнего предельного уровня в расширительной камере сбора утечек сальников;
 - дистанционный контроль и сигнализацию перепада давления на фильтре насосных агрегатов;
 - автоматический контроль уровня загазованности в насосном блоке, по показанию сигнализаторов СТМ-10, установленных у каждого агрегата.
- В случае повышения концентрации горючих паров до 10% от нижнего

концентрационного предела распространения пламени (далее НКПРП) автоматически включается вытяжной вентилятор, оператору выдается сообщение о загазованности блока, с наружной стороны насосной включается сигнализация. При достижении содержания газа 50% от НКПРП отключаются насосные агрегаты;

- автоматическое отключение при открытом кожухе полумуфты;
- автоматическое отключение аварийных вентиляторов и насосных агрегатов при пожаре;
- дистанционное отключение насосных агрегатов откачки нефти (Н-1/1, Н-1/2);
- дистанционное управление регулирующим клапаном - на трубопроводе выхода нефти с насосных агрегатов.

После насосов внешней перекачки Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3, Н-1/4 товарная нефть поступает на узел учёта нефти (УУН). Узел учета нефти (УУН) предназначен для определения количества и физико-химических параметров (качества) перекачиваемой товарной нефти.

УУН включает в себя следующие функциональные блоки:

- блок фильтров (БФ),
- блок измерительных линий с линией контроля качества (БИЛ с БКК),
- блок трубопоршневой установки (ТПУ).

В измерительных линиях используются массовые преобразователи расхода Micro Motion с сенсорами типа CMF 300 с диаметром условного прохода Ду-100 мм и производительностью одной линии 55...190 т/ч. Поверка массовых преобразователей осуществляется трубопоршневой установкой (ТПУ) – «Сапфир».

Система автоматизации УУН обеспечивает:

- дистанционное показание и регистрацию температуры нефти в трубопроводе перед УУН;
- дистанционное показание и регистрацию давления нефти в трубопроводе до и после УУН;

- дистанционный контроль и регистрацию количества нефти, поступающей на УУН;
- дистанционный контроль и сигнализацию перепада давления на фильтре.

Блок контроля качества параметров нефти (БКК) расположен в блоке блока измерительных линий (БИЛ). В состав его входят: входной фильтр, влагомеры сырой нефти, автоматический пробоотборник, ручной пробоотборник, устройство для определения свободного газа УОСГ, индикатор фазового состояния.

После УУН нефть по напорному нефтепроводу транспортируется на ПСП.

Система автоматизации БКК обеспечивает:

- дистанционное показание и регистрацию температуры нефти в трубопроводе перед БКК;
- дистанционное показание и регистрацию давления нефти в трубопроводе с БКК;
- дистанционное показание и регистрацию расхода нефти через БКК.

1.3.2 Технологическая линия попутного нефтяного и топливного газа

Технологическая схема «Установки подготовки газа» ДНС с УПСВ Зимнего месторождения представлена в Приложении В Рисунок В.1. Попутный нефтяной газ из сепараторов первой ступени С-1, С-2, С-3, С-4 по трубопроводу Ø159х8 направляется в сепаратор газовый (ГС-1) вертикального типа, где проходит очистку от капельной жидкости, каплеуловителями струнного типа и очистку от механических примесей. На выходе газа из ГС-1 установлен сетчатый отбойник. Конденсат из ГС-1 периодически дренируется в ёмкость дренажную подземную типа ЕП, ЕД-1 (V=40 м³) путем открытия задвижки ЗКЛ № 3 в ручном режиме.

В качестве сепаратора газового (ГС-1) принят нефтегазовый сепаратор с рабочим объемом 1,3 м³. В сепараторе газовом при давлении 0,3-0,60 МПа от газа отделяется жидкая фаза.

Температура и давление в ГС-1 контролируются местными термометрами, датчиком давления и манометрами. Газ с дренажной емкости ЕД-1 сбрасывается на свечу. Газ от ГС-1 поступает на путевые подогреватели П-1,2,3, печи ПТБ-5-40Э № 1, № 2, а также в газопровод на блок подготовки газа (БПГ-1 и БПГ-2), излишки газа поступают на запал факелов (ФВД, ФНД), продувку линии и на факел высокого давления (ФВД).

Для исключения попадания жидкости на факел низкого и высокого давления, газ проходит через факельные расширители (Р-1, Р-2, Р-4), где происходит отделение капельной жидкости. Жидкость из расширителей (Р-1, Р-2, Р-4) сливается в конденсатосборники (К-1, К-2), откуда насосами (12НА-9х4) откачивается на выход из отстойников нефти (О-1, О-2, О-3).

Топливный газ для газопоршневой электростанции (далее ГПЭС) подается от ДНС с УПСВ через задвижку (ЗКЛ № 306/1) в газопровод подачи газа на ГПЭС, на котором имеется расширитель (Р-3), где происходит отделение капельной жидкости и конденсата. Жидкость из расширителя (Р-3) сливается в емкость для сбора конденсата (К-3), объемом 12,5 м³, где установлен датчик предупредительный, нижнего уровня, отключающий насос при достижении нижнего уровня конденсата в емкости (К-3). При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации. Конденсат из К-3 насосом откачивается на ДНС с УПСВ. На выкиде насоса установлен электроконтактный манометр отключающий насос по минимальному давлению на выкиде. Информация по максимальному и минимальному давлению на выкиде насоса выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

Газ после расширителя (Р-3) направляется во входной сепаратор газовый (ГС-2), объемом 25 м³ горизонтального типа и в сепаратор газовый (СВ-1),

объемом 11м³ вертикального типа, где дополнительно проходит очистку от капельной влаги и механических примесей. При достижении максимального предупредительного уровня конденсата во входном сепараторе газовом (ГС-2), идет сигнал на открытие задвижки ЭД 3, далее происходит сброс конденсата в емкость сбора (К-4). При достижении минимального предупредительного уровня идет сигнал на закрытие задвижки ЭД 3. В операторную ДНС с УПСВ выводится световая сигнализация при срабатывании датчиков предупредительных нижнего, верхнего и аварийного верхнего уровней конденсата во входном сепараторе газовом (ГС-2). На трубопроводе выхода газа из входного сепаратора газового (ГС-2) установлен датчик избыточного давления для измерения давления с выводом информации в операторную ДНС с УПСВ.

При достижении максимального предупредительного уровня конденсата в сепараторе газовом (СВ-1), идет сигнал на открытие задвижки ЭМК, далее происходит сброс конденсата в емкость сбора (К-4) или в (ЕД-01). При достижении минимального предупредительного уровня идет сигнал на закрытие задвижки ЭМК. В операторную ДНС с УПСВ выводится световая сигнализация при срабатывании датчиков предупредительных нижнего, верхнего и аварийного верхнего уровней конденсата в сепараторе газовом (СВ-1).

Для защиты сепараторов от превышения давления от рабочих параметров, на них установлены блоки предохранительных клапанов. Предохранительные клапаны установлены через переключающие устройства, позволяющие осуществлять ремонт и смену клапанов для тарировки.

Для продувки сепаратора входного (ГС-2) при ремонте или ревизии предусмотрены задвижка № 335/1, а в сепараторе газовом (СВ-1) задвижка № 405 для сброса газа на свечу.

Емкость сбора конденсата (К-4), объемом 12,5м³, предназначена для сбора конденсата из входного сепаратора газового (ГС-2), сепаратора газового (СВ-1), центробежного газожидкостного сепаратора (СЦВГ) и блока

подготовки газа №1. На емкости сбора конденсата (К-4) установлен датчик предупредительный нижнего уровня, отключающий насос при достижении нижнего уровня конденсата. При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации. Конденсат из емкости сбора (К-4) насосом откачивается на ДНС с УПСВ. На выкиде насоса установлен электроконтактный манометр, отключающий насос по минимальному давлению на выкиде. Информация по максимальному и минимальному давлению на выкиде насоса выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

Емкость сбора конденсата (К-3), объемом 12,5м³, предназначена для сбора конденсата из расширителя (Р-3). На емкости сбора конденсата (К-3) установлен датчик предупредительный нижнего уровня, отключающий насос при достижении нижнего уровня конденсата. При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации. Конденсат из емкости сбора (К-3) насосом откачивается на ДНС с УПСВ. На выкиде насоса установлен электроконтактный манометр, отключающий насос по минимальному давлению на выкиде. Информация по максимальному и минимальному давлению на выкиде насоса выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

Емкость сбора конденсата (ЕД-01), объемом 4м³, предназначена для сбора конденсата из сепаратора газового (СВ-1) и блока подготовки газа № 2. На емкости сбора конденсата (ЕД-01) установлен датчик предупредительный нижнего, верхнего, аварийного верхнего уровней. При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

После входного газового сепаратора (ГС-2) очищенный от жидкости газ идет в блок подготовки газа № 1, а с сепаратора газового (СВ-1) в блок

подготовки газа № 2. В блоках подготовки газа (БПГ-1 и БПГ-2) осуществляется тонкая очистка газа, а также редуцирование и поддержание давления газа на уровне 0,03...0,05 МПа, необходимом для работы автономной газопоршневой электростанции «Зимнее».

Блоки подготовки газа № 1 и № 2 оснащены сигнализаторами загазованности СТМ-10, которые управляют системой вентиляции блок - бокса. При достижении концентрации метана в воздухе 10% от объема нижней границы взрывоопасной концентрации сигнализатор загазованности подает сигнал на включение вентилятора блок - бокса. В случае сохранения уровня загазованности в течение 15 сек. выводится световой сигнал на табло «ГАЗ» при входе в БПГ и на АРМ оператора ДНС с УПСВ, включается наружная сирена. При концентрации метана объемом 50% отключается подача электроэнергии в блоки подготовки газа. Система поддержания заданной температуры в БПГ-1 и БПГ-2 состоит из измерителя-регулятора Т21ВМ и четырех электрообогревателей ОВЭ-4. Система охранно-пожарной сигнализации включает в себя прибор приемно-контрольный охранно-пожарный С2000-4, два тепловых датчика ИП101-07е, ручной извещатель пожара ИП-535-07е, табло «ПОЖАР» при входе в БПГ и звуковую сирену.

Учет попутного нефтяного газа осуществляется автоматизированной система учета (далее АСУ ПНГ). Учет газа производится на основании руководящего документа РД 39-083-91 «Единая система учета нефтяного газа и продуктов его переработки от скважин до потребителя», «Правил поставки газа в Российской Федерации» утв. Постановлением от 5 февраля 1998 г. N 162 в редакции Постановления Правительства РФ от 07.12.2005 N 738 с изменениями на 23 июля 2015 года, ГОСТ 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа».

Узел учета газа (далее УУГ) предназначены для автоматизированного измерения с нормированной точностью количества газа, поступающего на ДНС с УПСВ со скважин Зимнего месторождения. Узлы учёта газа состоят

из измерительной линии (далее ИЛ), средств измерения (далее СИ), средств обработки информации (далее СОИ).

Состав узлов учета газа (УУГ):

- узел учета газа на ФВД,
- узел учета газа на ФНД,
- узел учёта газа на ФНД СПГ-763,
- узел учета газа на путевой подогреватель ПП-1,6 с ГС-1,
- узел учета газа на путевой подогреватель ПП-1,6 с О-3,
- узел учета газа на ГПЭС в БПГ-1, БПГ-2,
- узел учета газа на запалы и дежурные горелки,
- узел учета газа на продувку ФНД,
- узел учёта газа на печь ПТБ-5 (№1),
- узел учёта газа на печь ПТБ-5 (№2),
- узел учёта газа на трубопроводах ГФУ.

Измерительные линии (ИЛ) представляют собой трубопровод Ду-20...Ду-150, на который, смонтированы средства измерений, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Средства измерений измерительной линии УУГ

Узел учета газа на ФВД			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер Flowsic 100	JUMO dTRANSp02 404385/1	JUMO 902820/10	По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на ФНД			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер Flowsic 100	JUMO dTRANSp02 404385/1	JUMO 902820/10	По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на печи ПП-1,6 с ГС-1			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Датчик расхода газа многопараметрический Dymetic			По пробам в ХАЛ

Продолжение Таблицы 1

Узел учёта газа на печь ПТБ-5/1			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Датчик расхода газа многопараметрический Dumetic			По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на ГПЭС БПГ-1			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер Flowsic 600	ROSEMOUNT 3051	ROSEMOUNT 644H	По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на ГПЭС БПГ-2			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер Dumetic-1223M-T-150-2400	Метран-150ТА	Метран-276-24	По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на запалы и дежурные горелки			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Метран-350-Р	Метран-100-Вн-ДИ	ТСПУ-Ех 2212	По пробам в ХАЛ
Узел учета газа на продувку ФНД			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Метран-350-Р	Метран-100-Вн-ДИ	ТСПУ-Ех 2212	По пробам в ХАЛ
Узел учёта газа на печь ПТБ-5/2			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер ДРГ.М-400	Метран-150TG	ТСМУ Метран-286-05	По пробам в ХАЛ
Узел учёта газа на печь ПП-1,6 с О-3			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Расходомер ДРГ.М-400	ROSEMOUNT 3051S	ROSEMOUNT 644H	По пробам в ХАЛ
Узел учёта газа на ФНД СПГ-763			
Тип преобразователей расхода	Тип преобразователей давления	Тип преобразователя температуры	Определение физико-химических свойств газа
Метран-350-Р	Метран-100-Ех-ДИ	Метран-274-08	По пробам в ХАЛ

В состав системы обработки информации УУГ входят:

- стойка АСУ ПНГ,
- АРМ оператора.

Стойка АСУ ПНГ смонтирована в операторной ДНС с УПСВ «Зимнего» месторождения. В стойке установлены три измерительно-вычислительных комплекса (далее ИВК) «АБАК», блоки питания и вспомогательное оборудование. Измерения и вычисления по УУГ на печи, УУГ на ФВД, УУГ на ГПЭС в БПГ производятся в ИВК «АБАК» № 1. Измерения и вычисления по узлам учета газа: УУГ на ФНД, УУГ на запалы и дежурные горелки, УУГ на продувку ФНД производятся в ИВК «АБАК» № 2. С ИВК «АБАК» информация по учету газа передается по интерфейсу RS485 в АРМ оператора АСУ ПНГ, где она представлена в удобном виде для оперативного контроля за процессом работы узлов учета газа и в виде отчетов, которые могут быть распечатаны на принтере.

1.3.3 Технологическая линия подтоварной воды

Пластовая вода, из отстойников нефти (О-1, О-2, О-3) через комплекс задвижек по трубопроводу Ø114x8 и Ø159x8 через регулирующие клапаны КРУ-3, КРУ-4, КРУ-9, поступает в РВС-1, РВС-2, РВС-3.

Содержание примесей в сточной (пластовой) воде, поступающей на очистку, составляет в мг/л,

- нефти (500-1000 мг/л),
- твердых примесей (200 мг/л).

Содержание примесей в сточной (пластовой) воде после очистки мг/л, не более:

- нефти (50 мг/л),
- твердых примесей (50 мг/л).

Очистка товарных показателей достигается в вертикальных резервуарах (РВС-1, РВС-2, РВС-3), где при динамическом отстаивании

происходит разделение очищаемой жидкости на нефть и воду. Резервуары оборудованы устройством распределения потока жидкости. Коллектор ввода очищаемой жидкости и коллектор вывода обеспечивают равномерное распределение потоков жидкости внутри резервуара в процессе динамического отстаивания. Лоток коллектора ввода плавно уменьшает скорость очищаемой жидкости, выходящей из отверстий перфорированных труб, и направляет ее вниз. При этом глобулы нефти выносятся потоком жидкости к границе раздела фаз «нефть-вода», что способствует процессу всплывания нефтепродуктов.

Резервуары (РВС-1, РВС-2, РВС-3), эксплуатируются в течение суток непрерывно в динамическом режиме, то есть, при одновременном непрерывном поступлении жидкости, отстаивании и сливе нефти и воды из резервуара. Отделившаяся в процессе отстаивания вода, непрерывно отводится из резервуаров (РВС-1, РВС-2, РВС-3), через устройства для отвода пластовой воды. В связи с высокой минерализацией и загрязненностью нефтью пластовых и производственных сточных вод, их схожестью по своим вымывающим свойствам с сеноманскими водами, все сточные воды после очистки используются в системе ППД. Из отстойника пластовой воды резервуара (РВС-1) очищенная пластовая вода по содержанию нефти до 50 мг/л и взвешенным веществам до 50 мг/л через задвижки № 224 и 230/2 поступает на прием насосов пластовой воды ЦНСн 300-120 (Н-2/1, Н-2/2) (1раб+1рез) и далее через узел учета воды (АММА-ВВТ-SIKV-6,5*3-02-00) перекачивается в систему ППД. Регулирование расхода подтоварной воды в систему ППД, происходит по методу регулирования числом вращения ротора эл. двигателей, за что отвечает станция управления СУ ЧР АД (ВД) 630А, «Электон-05».

1.3.4 Дренажная линия

Для дренажа жидкости из сепараторов (С-1, С-2, С-3), сепаратора газового (ГС-1), отстойников нефти (О-1, О-2, О-3) и концевых сепараторов (КСУ-1, КСУ-2) предусмотрена дренажная система через со сбором жидкости в дренажную емкость ЕД-1 объемом 40 м³. Откачка жидкости из ёмкости производится автоматическим погружным насосом по сигналу датчика уровня. Утечки с сальников насосов Н-1/1, Н-1/2 сливаются в емкость ЕД-2 объемом 12,5 м³. Откачка жидкости с емкости производится в автоматическом режиме насосом по сигналу датчика уровня. Утечки с сальников насосов Н-2/1, Н-2/2 сливаются в емкость ЕД-4 объемом 12,5 м³. Откачка жидкости с емкости производится в автоматическом режиме насосом по сигналу датчика уровня. Сброс теплоносителя с путевых подогревателей (П-1, П-2, П-3) производится в емкость аварийную ЕД-4, объемом 12,5 м³. Откачка производится насосом в автоматическом режиме по сигналу датчика уровня.

Система автоматического регулирования и управления дренажных емкостей обеспечивает:

- измерение и регистрацию уровня жидкости в емкостях;
- измерение и регистрацию давления на выкиде насосов емкостей;
- предупреждение «Пожара».

1.3.5 Реагентное хозяйство

В состав реагентного хозяйства входит установка дозирования деэмульгатора и установка дозирования ингибитора коррозии (УДХ2Б-10).

Установка дозирования деэмульгатора предназначена для подачи концентрированного деэмульгатора в технологический процесс.

Установка выполняет следующие функции:

- прием концентрированного деэмульгатора из бочек в бак с помощью собственного шестеренного насоса НМШ;
- подогрев реагента в баке $V=2,1 \text{ м}^3$ до температуры $+ 10 \text{ }^\circ\text{C}$;
- дозированную подачу деэмульгатора в нефтяную эмульсию через узлы подачи реагента.

Режим работы – непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Установка дозирования ингибитора коррозии, предназначена для подачи концентрированного ингибитора коррозии в технологический процесс.

Установка выполняет следующие функции:

- прием концентрированного ингибитора коррозии из бочек в бак с помощью собственного шестеренного насоса;
- подогрев реагента в баке $V=2,0 \text{ м}^3$ до температуры $+ 10 \text{ }^\circ\text{C}$;
- дозированную подачу ингибитора коррозии в пластовую воду через узел подачи реагента.

Режим работы – непрерывный, без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Установка используется по мере необходимости.

1.3.6 Производственно-дождевая и бытовая канализации

Объекты установки предварительного сброса воды расположены на площадке ДНС с УПСВ

На площадке выполнены следующие системы канализации:

- производственно-дождевая,
- бытовая.

Производственные и дождевые стоки по самотечным трубопроводам поступают в дренажно-канализационную емкость подземного типа ЕД-4 ($V=12,5 \text{ м}^3$). Из дренажно-канализационной емкости стоки насосом НВД

50/80, производительностью 50 м³/час, подаются в резервуары (РВС-1, РВС-2, РВС-3), а также на вход отстойников нефти (О-1, О-2, О-3).

Бытовые стоки из зданий, расположенных на площадке ДНС с УПСВ по самотечным трубопроводам поступают в емкость сбора бытовых стоков ЕД-5. Из емкости ЕД-5 бытовые стоки подаются насосом типа НВД-50/80 на вход отстойников (О-1, О-2, О-3).

1.3.7 Водоснабжение

На питьевые нужды обслуживающего персонала используется вода из артезианских скважин, после предварительной очистки через установку «ВИСМА» находящуюся на объекте водозабор ДНС с УПСВ Зимнего месторождения. Водозабор ДНС с УПСВ Зимнего месторождения состоит из следующих технических устройств:

- операторная,
- установка «ВИСМА»,
- резервуары чистой воды (РЧВ № 1 и РЧВ № 2),
- водозаборные скважины № 1 и № 2,
- технологические трубопроводы.

На противопожарные нужды вода поступает из артезианских скважин без очистки в резервуар противопожарного водоснабжения (ПВ-1, ПВ-2) объемом 300м³ каждый.

2 Анализ безопасности производственного объекта

2.1 Анализ безопасности оборудования

На опасном производственном объекте пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения используется большое количество оборудования, машин и механизмов к которым относятся сосуды, работающие под избыточным давлением, подъемные сооружения, резервуары, насосное оборудование, технологические трубопроводы, факельные системы, блоки подготовки газа, путевые подогреватели, печи, средства измерений и так далее. Вышеперечисленное оборудование соответствует основным требованиям к безопасности машин и оборудования указанным в Приложении № 1 к техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» от 18.10.2011 № 823.

Решение об использовании того или иного оборудования проводится после проведения анализа на этапе разработки проектной документации опасного производственного объекта. К минимальным критериям выбора оборудования относятся:

- возможность использования оборудования в необходимой климатической зоне;
- возможность использования оборудования во взрывоопасных зонах;
- возможность безопасного управления и контроля параметров;
- возможность использования оборудования со средами, используемыми в технологическом процессе;
- производительность оборудования;
- цена.

В комплекте с каждой единицей оборудования завод изготовитель (продавец) предоставляет комплект эксплуатационной документации, куда входит паспорт, руководство по эксплуатации, сертификаты соответствия.

В зависимости от используемого оборудования эксплуатирующая организация разрабатывает комплект производственных инструкций, а также инструкций по охране труда по видам работ. Ежегодно ответственными лицами по осуществлению производственного контроля, совместно с лицами ответственными за безопасную эксплуатацию оборудования разрабатываются графики технического обслуживания (ТО) и планово-предупредительного ремонта (ППР), наружного и внутреннего осмотра, гидравлического испытания, проведения экспертизы промышленной безопасности и технического диагностирования исходя из специфики оборудования и требований, изложенных в эксплуатационной документации завода изготовителя.

Для осуществления безопасной эксплуатации, а также исключения рисков инцидента и аварий на производственном объекте Общества все производственное оборудование оснащено системами позволяющими, контролировать параметры рабочей среды и технологического процесса, оповещать при недопустимых отклонениях рабочих параметров, предоставляющими доступ к оперативному управлению техническими устройствами удаленно. К ним относятся:

- 1) Нефтегазосепараторы (С-1, С-2, С-3, С-4). Дистанционный контроль и автоматическое регулирование уровня жидкости в сепараторах нефтегазовых С-1, С-2, С-3, С-4 поддерживается клапанными сборками КРУ 1, КРУ 2, КРУ 10, КРУ 11, установленными на выходе нефти из сепараторов. Сепараторы оборудованы сигнализаторами предельного уровня жидкости. Для определения загазованности на площадках сепараторов С-1, С-2, С-3, С-4 установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 6шт.
- 2) Площадка путевых подогревателей нефти ПП-1,6 (П-1, П-2, П-3) и печей ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2). Путевые подогреватели ПП-1,6 поставляются оснащенными средствами контроля и системой автоматического регулирования подачи газа к горелкам. Аварийный

сброс с путевых подогревателей (П-1, П-2, П-3) предусмотрен в аварийную емкость ЕА-1. Печи ПТБ-5-40Э (П5/1, П5/2) поставляются оснащенными средствами контроля и системой автоматического регулирования подачи газа к горелкам.

Аварийный сброс с печи ПТБ-5-40Э предусмотрен в дренажную емкость ЕД-4, сброс давления газа из ГРПШ производится на свечи рассеивания. Для определения загазованности на площадке путевых подогревателей нефти ПП-1,6 (П-1, П-2, П-3) установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 7 шт., а на печах ПТБ-5-40Э (П-5/1, П-5/2) в количестве 10 шт.

3) Отстойники нефти (О-1, О-2 $V=100 \text{ м}^3$, О-3 $V=200 \text{ м}^3$). В отстойниках нефти О-1, О-2, О-3 межфазный уровень поддерживается с помощью регулирующих клапанов КРУ-3, КРУ-4, КРУ-9, уровень нефти в нефтяной камере отстойника нефти О-3 поддерживается с помощью регулирующего клапана КРД-5, давление в отстойниках нефти О-1, О-2, О-3 регулируется регуляторами давления КРД-2, КРД-3, КРД-11. Для определения загазованности площадки отстойников нефти (О-1, О-2, О-3) установлены сигнализаторы загазованности СТМ-10 в количестве 7 шт.

4) Концевые сепараторы (КСУ-1, КСУ-2) $V=25 \text{ м}^3$. Уровень жидкости в концевых сепараторах КСУ-1, КСУ-2 регулируется с помощью клапанов регуляторов уровня КРУ-7, КРУ-8.

Все сосуды, работающие под избыточным давлением, а именно С-1, С-2, С-3, С-4; ГС-1; О-1, О-2, О-3; КСУ-1, КСУ-2 защищены от повышения давления предохранительными устройствами. Сброс с предохранительных клапанов, установленных на С-1, С-2, С-3, С-4; ГС-1; осуществляется на факел высокого давления (ФВД), сброс с предохранительных клапанов КСУ-1, КСУ-2 на факел низкого давления (ФНД). Сброс с предохранительных клапанов, установленных

на О-1, О-2, О-3 предусмотрено в дренажную ёмкость типа ЕП, ЕД-1 ($V=40 \text{ м}^3$).

5) Резервуар вертикальный стальной (РВС-1 $V=1000 \text{ м}^3$, РВС-2, РВС-3 $V=3000 \text{ м}^3$). Для тушения пожара содержимого резервуара подслоным способом, в стационарном режиме, применяется высоконапорный генератор пены ВПГ-30У. Выработанная генератором пена подается в слой нефти через ввод в нижнем поясе боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды. Для охлаждения резервуара предусмотрено кольцо орошения Ду-100 с подключением к насосной станции противопожарного водоснабжения. Также в резервуаре (РВС-1) предусмотрен контроль и сигнализация верхнего, верхнего аварийного уровней, контроль уровня раздела фаз нефть-вода, температуры и давления.

б) Насосная внешней откачки нефти (НВОН). На приеме каждого насоса установлен сетчатый фильтр. Перепад давления на фильтрах контролируется по показаниям манометров, установленных до и после фильтра, а также датчиком перепада давления. Контроль давления во входном и напорном коллекторах насосов также осуществляется датчиками давления. Показания параметров работы (НВОН) передаются на автоматизированное рабочее место оператора технологических установок в операторной. Система автоматизации насосных агрегатов перекачки нефти обеспечивает:

- местный, дистанционный и автоматический режимы управления;
- автоматическую защиту насосных агрегатов по температуре подшипников;
- автоматическую защиту насосных агрегатов по давлению на выкиде насоса;
- дистанционный контроль и сигнализацию давления на приеме насосных агрегатов;

- сигнализацию верхнего предельного уровня в расширительной камере сбора утечек сальников;
- дистанционный контроль и сигнализацию перепада давления на фильтре насосных агрегатов;
- автоматический контроль уровня загазованности в насосном блоке, по показанию сигнализаторов СТМ-10, установленных у каждого агрегата. В случае повышения концентрации горючих паров до 10% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (далее НКПП) автоматически включается вытяжной вентилятор, оператору выдается сообщение о загазованности блока, с наружной стороны насосной включается сигнализация. При достижении содержания газа 50% от НКПП отключаются насосные агрегаты;
- автоматическое отключение при открытом кожухе полумуфты;
- автоматическое отключение аварийных вентиляторов и насосных агрегатов при пожаре;
- дистанционное отключение насосных агрегатов откачки нефти (Н-1/1, Н-1/2);
- дистанционное управление регулирующим клапаном - на трубопроводе выхода нефти с насосных агрегатов.

7) Узел учета нефти (УУН). Узел учета нефти оснащен:

- датчиками дистанционного показания и регистрации температуры нефти в трубопроводе перед УУН;
- датчиками дистанционного показания и регистрацию давления нефти в трубопроводе до и после УУН;
- датчиками дистанционного контроля и регистрации количества нефти, поступающей на УУН;
- датчиками дистанционного контроля и сигнализации перепада давления на фильтре.

Все параметры системы автоматизации передаются на автоматизированное рабочее место оператора технологических установок.

8) Сепаратор газовый (ГС-1). На выходе газа из ГС-1 установлен сетчатый отбойник. Конденсат из ГС-1 периодически дренируется в ёмкость дренажную подземную типа ЕП, ЕД-1 ($V=40 \text{ м}^3$) путем открытия задвижки ЗКЛ № 3 в ручном режиме. Для защиты сепаратора от превышения давления от рабочих параметров, на нем установлен блок предохранительных клапанов. Предохранительные клапаны установлены через переключающее устройство, позволяющее осуществлять ремонт и смену клапанов для тарировки.

9) Сепаратор газовый (ГС-2). При достижении максимального предупредительного уровня конденсата во входном сепараторе газовом (ГС-2), идет сигнал на открытие задвижки ЭД 3, далее происходит сброс конденсата в емкость сбора (К-4). При достижении минимального предупредительного уровня идет сигнал на закрытие задвижки ЭД 3. В операторную ДНС с УПСВ выводится световая сигнализация при срабатывании датчиков предупредительных нижнего, верхнего и аварийного верхнего уровней конденсата во входном сепараторе газовом (ГС-2). На трубопроводе выхода газа из входного сепаратора газового (ГС-2) установлен датчик избыточного давления для измерения давления с выводом информации в операторную ДНС с УПСВ. Для защиты сепаратора от превышения давления от рабочих параметров, на нем установлен блок предохранительных клапанов. Предохранительные клапаны установлены через переключающее устройство, позволяющее осуществлять ремонт и смену клапанов для тарировки.

10) Сепаратор газовый (СВ-1). При достижении максимального предупредительного уровня конденсата в сепараторе газовом (СВ-1), идет сигнал на открытие задвижки ЭМК, далее происходит сброс

конденсата в емкость сбора (К-4) или в (ЕД-01). При достижении минимального предупредительного уровня идет сигнал на закрытие задвижки ЭМК. В операторную ДНС с УПСВ выводится световая сигнализация при срабатывании датчиков предупредительных нижнего, верхнего и аварийного верхнего уровней конденсата в сепараторе газовом (СВ-1). Для защиты сепаратора от превышения давления от рабочих параметров, на нем установлен блок предохранительных клапанов. Предохранительные клапаны установлены через переключающее устройство, позволяющее осуществлять ремонт и смену клапанов для тарировки.

11) Емкость сбора конденсата (К-4, К-3 $V=12,5 \text{ м}^3$). На емкости сбора конденсата (К-4, К-3) установлены датчики предупредительного нижнего уровня, отключающий насос при достижении нижнего уровня конденсата. При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации. Конденсат из емкости сбора (К-4, К-3) насосом откачивается на ДНС с УПСВ. На выкиде насоса установлен электроконтактный манометр, отключающий насос по минимальному давлению на выкиде. Информация по максимальному и минимальному давлению на выкиде насоса выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

12) Емкость сбора конденсата (ЕД-01 $V=4 \text{ м}^3$). На емкости сбора конденсата (ЕД-01) установлен датчик предупредительный нижнего, верхнего, аварийного верхнего уровней. При срабатывании датчика предупредительного верхнего, аварийного верхнего и нижнего уровня информация выводится в операторную ДНС с УПСВ в виде световой сигнализации.

13) Блок подготовки газа № 1 и № 2 (БПГ № 1, БПГ № 2). Блоки подготовки газа оснащены сигнализаторами загазованности СТМ-10,

которые управляют системой вентиляции блок - бокса. При достижении концентрации метана в воздухе 10% от объема нижней границы взрывоопасной концентрации сигнализатор загазованности подает сигнал на включение вентилятора блок - бокса. В случае сохранения уровня загазованности в течение 15 сек. выводится световой сигнал на табло «ГАЗ» при входе в БПГ и на АРМ оператора ДНС с УПСВ, включается наружная сирена. При концентрации метана объемом 50% отключается подача электроэнергии в блоки подготовки газа.

2.2 Анализ пожарной безопасности

В соответствии с требованиями статьи 27 Федерального Закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» помещения производственного и складского назначения, не зависимо от их функционального назначения, должны быть подразделены на следующие категории:

- повышенной взрывопожароопасности (А),
- взрывопожароопасные (Б),
- пожароопасные (В1 – В4),
- умеренно пожароопасные (Г),
- пониженной пожароопасности (Д).

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности подразделяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также от объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов. Проведя анализ взрывопожарной характеристики производственных зданий, помещений и наружных установок «Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего м/р», получили следующие результаты указанные в Таблице 2.

Таблица 2 - Взрывопожарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (Приказ МЧС РФ от 25.03.2009 N 182)	Класс взрывопожароопасности по ПУЭ
Технологические сооружения:		
1. Площадка сепараторов		
Сепаратор I ступени	Ан	В-1г
Отстойник нефти	Ан	В-1г
Концевой сепаратор	Ан	В-1г
Сепаратор газовый	Ан	В-1г
2. Узел учёта нефти		
Блок измерительных линий	А	В-1а
Блок ТПУ	А	В-1а
3. Блок подготовки газа № 1, 2		
4. Насосная нефти	А	В-1а
5. Сборник утечек	Ан	В-1г
6. Блок дозирования метанола	А	В-1г
7. Дренажная емкость	Ан	В-1г
8. Площадка подогревателей		
Блок нагрева	Ан	В-1г
Площадка для арматуры	Ан	В-1г
9. Реагентное хозяйство		
Установка дозирования деэмульгатора	А	В-1а
Установка дозирования ингибитора коррозии	А	В-1а
10. Склад-навес		
11. Площадка слива нефтепродуктов	Ан	В-1г
12. Аварийная емкость	Ан	В-1г
13. Факельное хозяйство		
Факел низкого давления	Ан	В-1г
Факел высокого давления	Ан	В-1г
Сепаратор факельный	Ан	В-1г
Конденсатосборник	Ан	В-1г
14. Технологические резервуары (РВС-1, РВС-2, РВС-3)		
15. Бокс биоочистки	Д	-
16. Насосная пластовой воды	В-4	-
17. Емкость уловленной нефти	Ан	В-1г
18. Емкость шлама	Ан	В-1г
19. Емкость для стоков	Ан	В-1г
20. Площадка учета газа	Ан	В-1г
21. Площадка печей ПТБ-5	Ан	В-1г
22. Блок местной автоматики	Д	-

При проведении замеров, ремонтных работ, ударов молнии и при развитии пожара на территории объекта возможен взрыв парогазовой смеси в газовом пространстве емкостей. В таблице 3 рассмотрено воздействие ударных волн на здания и сооружения.

Таблица 3 – «Уровень воздействия ударной волны на здания и сооружения» [20]

Объект	ΔP, кПа, соответствующее степени разрушения			
	Полное	Сильное	Среднее	Слабое
Жилые и промышленные здания:				
- кирпичные многоэтажные [20]	30...40	20...30	10...20	8...10
- кирпичные малоэтажные [20]	35...45	25...35	15...25	8...15
- деревянные [20]	20...30	12...20	8...12	6...8
Промышленные с тяжелым металлическим и железобетонным каркасом [20]	60...100	50...60	40...50	20...40
Промышленные бескаркасные конструкции и с легким металлическим каркасом [20]	60...80	40...60	30...40	20...30

«При полном разрушении обрушивается большая часть стен, колонн и перекрытий» [20]. Восстановить данные разрушения не возможно. Несет за собой смертельную опасность для людей.

«Сильные разрушения характеризуются частичным повреждением стен, колонн и перекрытий; легкие элементы (двери, перегородки, крыши) разрушаются полностью или частично» [20]. По результату сильных разрушений использование зданий и сооружений невозможно. Несет за собой смертельную опасность для людей.

«При среднем характере разрушений основные ограждающие и несущие конструкции деформируются (прогибаются), а разрушаются в основном, второстепенные конструкции» [20]. Имеется возможность восстановления, после капитального ремонта зданий и сооружений.

«Слабые разрушения характеризуются повреждением или серьезными деформациями отдельных легких элементов ограждения (окна, двери, крыши домов)» [20]. Восстановление требует текущего ремонта.

Объем разрушений в случае плотной застройки зависит от характера строений и их этажности. На территории с плотностью застройки более 50 %, давление ударной волны на здания уменьшается в районе 20-40 % по сравнению с давлением на здания, стоящие на таком же расстоянии от центра взрыва, но расположенные на открытой местности. При плотности застройки менее 30 % экранирующее действие зданий незначительно.

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

Система сбора и транспорта нефти герметизирована. Вся аппаратура, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное, оснащена предохранительными клапанами согласно, требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020г. № 536.

Для предотвращения пожаров, а также быстрой их ликвидации в случае возникновения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1. На установке должен быть составлен план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, утвержденный руководителями в установленном порядке.
2. Помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами должны быть изолированы от помещений без повышенной опасности.
3. Для предотвращения разлива нефти вокруг резервуаров должно быть предусмотрено обвалование.
4. Помещения, где размещается технологическое оборудование, оснащается огнетушителями. Для тушения электропроводки и

электрооборудования применяются углекислотные огнетушители или порошковые (при тушении электрооборудования напряжением до 1000 В).

5. ДНС и УПСВ должны быть оснащены средствами пожаротушения в соответствии с требованиями «Правил противопожарного режима в РФ» Постановление Правительства РФ от 16.09.2020г. № 1479 по перечню, согласованному с противопожарной службой.

6. Ручные средства пожаротушения должны быть размещены в доступных местах, обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком "НЕ ЗАГРОМОЖДАТЬ".

7. Противопожарные устройства должны быть исправными и готовыми к применению в любое время суток.

8. Сети противопожарного водопровода должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать требуемый по нормам расход воды на нужды пожаротушения. Проверка их работоспособности должна осуществляться не реже двух раз в год (весной и осенью).

9. Пожарные гидранты должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время должны быть утеплены и очищаться от снега и льда.

10. Электроснабжение предприятия должно обеспечивать бесперебойное питание электродвигателей пожарных насосов.

11. Резервуары с противопожарным запасом воды должны быть оборудованы устройством для забора воды пожарными машинами диаметром не менее 77 мм.

12. Место установки пожарной техники оборудуется площадкой 12м x 12м с твердым покрытием.

13. Для проезда передвижных средств пожаротушения на территории ДНС и УПСВ должен быть обеспечен подъезд ко всем пожароопасным объектам.

14. Канализационные колодцы необходимо проверять на загазованность газоанализатором не реже трех раз в год, а результаты заносить в соответствующий журнал.
15. Молниеотводы и защитное заземление установки должно быть постоянно в исправном состоянии и соответствовать предъявляемым к ним требованиям.
16. Применение воздухонагревательных и отопительных приборов должно быть письменно согласовано с главным энергетиком предприятия. Воздухонагревательные и отопительные приборы в производственных помещениях нельзя загромождать посторонними предметами. Их следует размещать так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки. Вентиляторы должны быть оборудованы дистанционным управлением.
17. Территория УПСВ на ДНС должна быть ограждена продуваемой оградой из несгораемых материалов высотой не менее 2 м. Проход на станцию должен быть под контролем дежурного персонала. Въезд автотранспорта без специального пропуска и искрогасителя запрещен.
18. Территория УПСВ на ДНС должна содержаться в чистоте. Горючий хлам, мусор, отходы производства должны систематически убираться с производственной территории в безопасное в пожарном отношении место, не допускается скопление разлитого нефтепродукта в лотках, колодцах и на технологических площадках.
19. Обслуживающий персонал должен быть обучен приемам безопасного ведения технологических процессов и ликвидации возможных аварий.
20. На территории ДНС с УПСВ запрещается применять открытый огонь и курить. Курение допускается только в определенных руководством местах, оборудованных согласно требованиям и нормам пожарной безопасности.

21. Огневые работы разрешается проводить только в исключительных случаях по письменному разрешению, утвержденному техническим руководителем предприятия (организации).

Система пожаротушения на производственном объекте. Наружное пожаротушение осуществляется по следующей схеме: вода из артезианских скважин поступает в резервуары противопожарного запаса воды, откуда пожарными насосами, расположенными в противопожарной насосной станции, подается в кольцевой противопожарный водопровод.

Противопожарный расход воды определен из условия охлаждения аварийного резервуара РВС-3000 и составляет 35,76 л/сек. Противопожарный запас воды определен из условия хранения шестичасового запаса воды (передвижная система тушения) и составляет 772 м³, а с учетом 25% дополнительного расхода запас составляет 965 м³. Данный запас рассчитан на тушение одного пожарного участка.

Для хранения противопожарного запаса воды на площадке ДНС с УПСВ предусмотрены резервуары вертикальные стальные объемом 300 м³ каждый. Резервуары теплоизолированы и оборудованы теплообогревом (для возможности применения в период отрицательных температур). Температура воды в резервуарах не должна опускаться ниже + 5°C. Резервуары оборудованы задвижками и соединительными головками для забора воды через рукавную систему, передвижной техникой. Резервуары оборудованы уровнемерным комплексом СУР-6, который включает первичный прибор ДПУ-6 и вторичный прибор ПВС-5 который позволяет контролировать уровень воды и температуру воду.

Восстановление противопожарного запаса воды предусматривается в течение 96 часов.

Наружное пожаротушение технологических площадок ДНС с УПСВ предусмотрено из пожарных гидрантов, установленных на кольцевом противопожарном водоводе, на расстоянии не более чем через 100 м друг от друга.

Резервуары нефти оборудованы стационарной установкой охлаждения, которая состоит из горизонтального секционного кольца орошения (оросительного перфорированного трубопровода), размещаемого в верхнем поясе стенок резервуара, сухих стояков и горизонтальных трубопроводов, соединяющих секционное кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода. Противопожарное оборудование хранится в блок-боксе хранения пожарного инвентаря.

Охлаждение сепараторов, расположенных на площадке сепарационной установки, предусматривается из лафетных стволов переносного исполнения ПЛС-П20Б. Лафетные стволы должны обеспечивать быстрое маневрирование водяной струей в горизонтальной плоскости в пределах 360° и в вертикальной плоскости - в пределах от минус 15° до плюс 75° . Лафетные стволы переносного исполнения подключаются к пожарному гидранту через пожарные рукава.

Расход раствора пенообразователя на тушение аварийных резервуаров РВС-3000 составляет, 24 л/сек. Объем запаса раствора пенообразователя определен из условия тушения в течение 15 мин и обеспечения трехкратного расхода раствора на один пожар, что составляет 65 м^3 . Пенообразователь хранится в двух стационарных емкостях по 5 м^3 , установленных в насосной пожаротушения. Пенообразователь представляет собой смесь фторсодержащих поверхностно-активных веществ со стабилизирующими добавками. Для транспортировки бочек с пенообразователем используется тележка-штабелер грузоподъемностью 1т, которая хранится в блок-боксе пожарного инвентаря.

2.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала

«В течение всей трудовой жизни (деятельности) на человека воздействуют опасные и вредные факторы производственной среды. Под

вредными производственными факторами подразумевают факторы рабочей среды, которые могут способствовать развитию патологий, снижению работоспособности, повышению частоты инфекционных заболеваний» [16]. «Под опасными производственными факторами подразумевают факторы рабочей среды, которые при определенных условиях могут привести к травме или иному воздействию, которое может ухудшить состояние здоровья» [16].

Исходя из специфики технологического процесса, и используемого в технологическом процессе оборудования, проведем анализ опасных и вредных факторов производственной среды Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения согласно «ГОСТ 12.0.003-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». В технологическом процессе задействованы следующие профессии:

- машинист технологических насосов,
- оператор технологических установок.

Исходя из специфики технологического процесса, и уровня квалификации машинист технологических насосов выполняет следующие трудовые функции:

- «- обеспечение работы ТН и оборудования насосных станций по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно;
- проверка технического состояния ТН и оборудования насосных станций по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно;
- обслуживание ТН и оборудования насосных станций по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно;

- выполнение работ по обеспечению заданного режима работы ТН насосных станций по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно;
- подготовка к выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию после ремонта ТН насосных станций по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно» [13].

В перечень обслуживаемого оборудования машиниста технологических насосов входят насосные станции по перекачке рабочего агента с производительностью насосов от 1000 до 3000 м³/ч включительно, а также входящие в его состав элементы (запорная и регулирующая арматура, прокладки, уплотнительные кольца системы смазки и охлаждения, фильтра, манометры и так далее).

Исходя из специфики технологического процесса, и уровня квалификации оператор технологических установок выполняет следующие трудовые функции:

- «- обеспечение режимов технологических процессов на установках по переработке нефти, нефтепродуктов;
- ведение технологического процесса и контроль исправного состояния рабочего и резервного оборудования на технологических установках;
- регулирование производительности блока (отделения) установки;
- выявление и устранение отклонений технологического процесса от заданного режима;
- контроль выхода и качества продукции, расхода реагентов и энергоресурсов и качества поступающего сырья;
- контроль исправности и работоспособности систем управления технологическим процессом, приборов контроля и автоматики;
- остановка и пуск единичного оборудования, блока (отделения) установки и установки в целом;

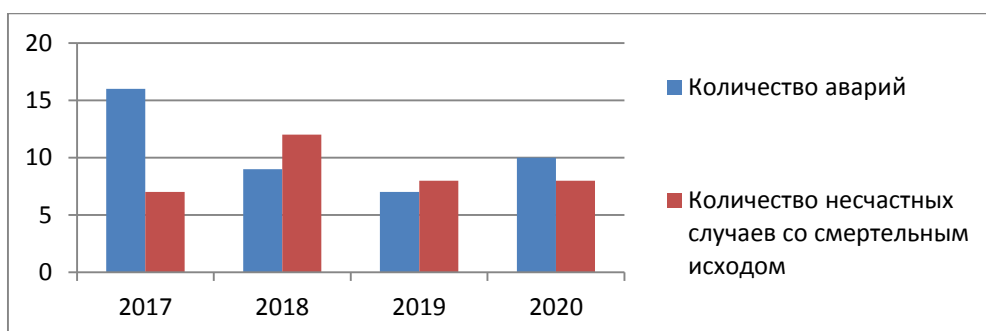
- контроль работ повышенной опасности, выполняемых персоналом организации и работниками подрядных организаций» [14].

В перечень контролируемого оборудования оператора технологических установок входят сепараторы нефтегазовые, сепараторы газовые, концевые сепарационные установки, узел учета нефти (в том числе блок измерительных линий, блок контроля качества нефти), резервуары вертикальные стальные, отстойники нефти, дренажные емкости, и входящие в их состав оборудование средства измерений. На основе вышеупомянутых данных проведем анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала, данные приведены в Приложении Ж, Таблица Ж.1.

2.4 Анализ основных причин аварий и инцидентов на предприятиях нефтяной и газовой промышленности

В период с 2017г. по 2020г. на территории Российской Федерации зафиксировано 42 происшествия связанных с авариями на опасных производственных объектах нефтяной и газовой промышленности, из которых 35 несчастных случая со смертельным исходом.

Диаграмма 1 – Динамика аварийности и производственного травматизма со смертельным исходом на опасных производственных объектах нефтяной и газовой промышленности в 2017 – 2020 годах



Наиболее крупные по ущербу аварии в 2017г. произошли:

«10 апреля 2017 года на нефтяном месторождении им. А. Алабушина (недропользователь — ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»). В процессе производства ремонтных работ подрядной организацией ООО «Коми Куэст Интернешнл» по извлечению аварийного оборудования (шаблона) на скважине подрядной организацией произошло нефтегазоводопроявление с последующим возгоранием. Продолжительность горения скважины составило 32 дня. Экономический ущерб от аварии составил 749 702 тыс. руб., экологический ущерб — 4 031 тыс. руб. Технической причиной возникновения аварии послужило нарушение технологии проведения ремонтных работ, связанное с отсутствием постоянного долива в скважину жидкости глушения, при этом продолжительность горения скважины была обусловлена необученностью персонала действиям, предусмотренным планами мероприятий по локализации и ликвидации аварий при нефтегазоводопроявлениях» [2].

«10 августа 2017 года на Ван-Ёганском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа (недропользователь — ПАО НК «Роснефть») при проведении буровых работ подрядной организацией ООО «Интегра-Бурение» произошло нефтегазоводопроявление с последующим возгоранием. Продолжительность горения нефтегазового флюида из скважины составила 18 дней. Последствиями аварии стало полное разрушение буровой установки, не предназначенной в дальнейшем к эксплуатации, и полная ликвидация вновь пробуренной скважины. Экономический ущерб от аварии составил 631 млн. 449 тыс. руб., из них экологический ущерб составил 28 тыс. 403 руб., а затраты на ликвидацию и локализацию последствий аварии составили 28 млн. 224 тыс. руб. В результате аварии пострадали 8 человек от ожогов из числа подрядной организации, в том числе один — смертельно. В ходе расследования причин аварии установлено, что подрядная организация была допущена к проведению буровых работ без оформленной должным образом лицензии на осуществление деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных и

химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности с указанием места работ на Ван-Еганском месторождении Ханты-Мансийского автономного округа и отсутствовала регистрация опасного производственного объекта по месту проведения работ. Технической причиной аварии стало несоблюдение буровым подрядчиком технологии бурения скважины, связанное с недоливом бурового раствора в устье скважины во время подъема бурильного инструмента» [2].

«В 10 случаях аварии были допущены недропользователями (ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2 аварии), ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «Сахалин Энерджи Инвест Компани», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Густореченское», ОАО «Башнефть Добыча», ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газнефтесервис») в процессе эксплуатации нефтепромыслового оборудования на опасных производственных объектах. Причинами аварий в указанных случаях стали нарушения порядка проведения работ повышенной опасности, отсутствие контроля за безопасной эксплуатацией нефтепромыслового оборудования и сооружений, разгерметизации нефтепромысловых трубопроводов» [2].

«Наиболее крупная авария произошла 27 июля 2017 года на опасном производственном объекте «Система промысловых трубопроводов Метелинского месторождения» IV класса опасности ООО «Башнефть-Добыча». Из-за отказа трубопровода ДНС «Метели» — ДНС «Кунгак» нефтесодержащая жидкость попала в реку Аяз. Экономический ущерб от аварии составил 55 млн. 566 тыс. руб., из них экологический ущерб составил 4 млн. 72 тыс. руб., а затраты на ликвидацию и локализацию последствий аварии составили 51 млн. 494 тыс. руб. Причиной возникновения аварии послужили сквозная коррозия на нефтепромысловом трубопроводе и отсутствие со стороны недропользователя контроля за безопасной эксплуатацией нефтепровода» [2].

Наиболее крупные по ущербу аварии в 2018г.:

«Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий явились:

- в одном случае (11 %) — внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств;
- в 8 случаях (89 %) — ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных работ, а также организации работ по обслуживанию оборудования» [3].

«Авария, причиной которой явились внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств, произошла 19 января 2018 года в ООО «Башнефть-Добыча» на участке промыслового трубопровода Ахтинского месторождения. В результате расследования установлено, что технической причиной аварии явилась разгерметизация трубопровода вследствие внутренней язвенной электрохимической коррозии. При этом произошло попадание нефтесодержащей жидкости в ручей. Организационной причиной аварии явилось отсутствие предпусковой внутритрубной диагностики трубопровода. Экономический ущерб от аварии составил 4 226 тыс. руб., из них экологический ущерб составил 290 тыс. руб» [3].

«Аварии, причиной которых явились ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных видов работ, а также организации работ по обслуживанию оборудования, произошли в ООО «Ульяновскнефтегаз», ООО «Кынско Часельское нефтегаз», ПАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «Варьеганнефть», ПАО «Татнефть», ООО «Юкатекс-Югра», АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» и АО «Самаранефтегаз»» [3].

«Наиболее крупная по экономическому ущербу авария произошла 9 марта 2018 года в ООО «Кынско Часельское нефтегаз» на Ново-Часельском нефтяном месторождении. Техническими причинами аварии явились потеря

реологических свойств раствора, предназначенного для предотвращения газонефтеводопроявлений, а также отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважины при проведении работ по капитальному ремонту скважины № 221-Р. Организационной причиной аварии явилось выполнение технологических операций при ремонте скважины бригадой КРС с отступлением от утвержденного плана работ. В результате аварии произошло газонефтеводопроявление, которое перешло в открытый фонтан. Продолжительность фонтанирования скважины составила 79 часов. Экономический ущерб от аварии составил 23 407 тыс. руб., из них экологический ущерб — 2 460 тыс. руб» [3].

Наиболее крупные по ущербу аварии в 2019г.:

«Анализ результатов технических расследований аварий показывает, что основными причинами возникновения аварий явились:

- в 2 случаях (29 %) — внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств;
- в 5 случаях (71 %) — ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных видов работ, а также с нарушениями в организации и технологии работ по обслуживанию оборудования» [4].

Примеры аварий, причиной которых явились внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств.

«21 февраля 2019 года в ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» при проведении технологической операции по растравливанию участка газопровода внешнего транспорта D 530 мм Стерхового месторождения после комбинированного манжетно-дискового поршня с целью создания перепада давления в системе для определения его целостности. В течение 1–2 мин давление в камере снизилось на 5–7 кгс/см² и произошло разрушение камеры и выход газа с последующим возгоранием» [4].

«В результате расследования установлено, что технической причиной аварии явилась неисправность манометра на камере приема очистного устройства, дефект сварного шва хомута затвора (непровар) камеры приема очистного устройства. Организационные причины аварии:

- отсутствие должного внимания и контроля за, подготовкой и проведением мероприятий по устранению нештатной ситуации (застревание очистного устройства);
- несанкционированные действия бригады по снижению давления в камере приема очистного устройства с нарушением требований безопасности, указанных в производственных инструкциях и должностной инструкции» [4].

«3 апреля 2019 года ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина произошла разгерметизация на системе промысловых трубопроводов Ромашкинского месторождения нефти от ГЗУ-Д-7-3с до врезки в нефтепровод ДНС-1С–УПВСН цеха по добыче нефти и газа № 8 НГДУ «Лениногорскнефть». Причиной аварии послужило следующее:

- наличие в концентрате напряжений механического дефекта (царапина, вмятина), находящегося в месте пересечения трубопровода с подземными коммуникациями объекта «Строительство линии связи до Абдрахмановская врачебная амбулатория» ПАО «Таттелеком»;
- отсутствие проектной документации на внутрипромысловый трубопровод;
- отсутствие экспертизы промышленной безопасности;
- отсутствие представителя ПАО «Татнефть» в ПАО «Таттелеком» с целью участия в шурфовании в связи прокладкой линии связи.

Экономический ущерб от аварий составил 153,61 тыс. руб» [4].

«Аварии, причиной которых явились ошибки персонала, связанные с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных видов работ, а также с нарушениями в организации работ по обслуживанию оборудования произошли в ООО «РН-Юганскнефтегаз»,

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ — Коми» и АО «Сибирская Сервисная Компания»» [4].

«Наиболее крупная авария произошла 16 января 2019 года в ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина (фонд скважин Ашальчинского месторождения нефти (НГДУ «Нурлатнефть») А43-01519-0448. При выполнении работ по замене технического манометра в групповой замерной установке ГЗУ-2, при докручивании вентиля оператор по добыче нефти и газа использовал несертифицированный инструмент самодельного производства «штурвальный ключ», вследствие чего произошел слом патрубка трубопровода, соединяющего ПСМ с общим коллектором ГЗУ-2, и выброс опасных веществ наружу. В результате аварии оператор по добыче нефти и газа погиб. Экономический ущерб от выброса опасных веществ, ликвидации аварии и простоя фонда скважин составил 5 545 тыс. рублей» [4].

Наиболее крупные по ущербу аварии в 2020г. произошли:

«29 апреля 2020 г. на ОПО «Фонд скважин нефтяного месторождения имени А. Алабушина, эксплуатируемом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», при проведении работ в соответствии с планом по освоению скважины 16 кустовой площадки № 2 бригадой № 529 УФ ООО «КРС Евразия» произошло газонефтеводопроявление с последующим возгоранием подъемного агрегата ОПР-80. В результате аварии погиб работник. Экономический ущерб составил 9 411,8 тыс. руб. Причинами аварии явились:

- несогласованное отступление от плана работ по капитальному ремонту скважин;
- отсутствие контроля за, уровнем жидкости в скважине;
- несвоевременная герметизация устья скважины при первых признаках газонефтеводопроявления;
- отсутствие производственного контроля за, соблюдением требований промышленной безопасности;
- отсутствие вспомогательного пульта управления противовыбросовым оборудованием;

- отсутствие контроля со стороны заказчика работ» [5].

«12 августа 2020 г. на ОПО «Площадка дожимной насосной станции № 3 Ем-Еговского-Пальяновского», эксплуатируемом АО «РН-Няганьнефтегаз», в результате разгерметизации шлангов передвижной замерной установки при проведении работ по сличению со стационарной установкой на ДНС-3 произошла утечка нефтесодержащей жидкости и ее возгорание из-за срыва бесконтрольного перемещения рукава высокого давления для подключения ТПУ по бугельному соединению» [5].

«Полностью сгорела дожимная насосная станция. Один человек погиб, пострадали 3 человека. Экономический ущерб от аварии составил 46 311,1 тыс. руб. Причинами аварии явились:

- монтаж рукавов высокого давления передвижной трубопоршневой «Прувер» установки» работниками ОП АО «Нефтеавтоматика» с нарушением требований, установленных заводом-изготовителем;
- газоопасные работы по подключению ТПУ проводились без оформления наряда-допуска на проведение газоопасных работ при отсутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение газоопасных работ» [5].

«9 декабря 2020 г. при проведении спускоподъемных операций при бурении скважины на ОПО «Участок ведения буровых работ», эксплуатируемом ООО «Нефтегорская буровая компания», произошел выброс газовой смеси и ее возгорание с последующим разрушением буровой вышки и части вспомогательного оборудования. В результате пожара получил термический ожог, помощник бурильщика, разрушена буровая установка 2500/160 ЭПК. Причинами аварии явились:

- нарушения технологии проведения спускоподъемных операций;
- отсутствие контроля бурового раствора на газонасыщенность после вскрытия газоносного горизонта;
- отсутствие долива бурового раствора в скважину в процессе подъема колонны бурильных труб;

- отсутствие производственного контроля требований промышленной безопасности на ОПО;
- пуск буровой установки без уведомления органа Ростехнадзора;
- отсутствие регистрации в государственном реестре ОПО «Участок ведения буровых работ»» [5].

«26 мая 2020 г. в адрес Сибирского управления Ростехнадзора поступило извещение от АО «Самотлорнефтепромхим» о групповом несчастном случае на производстве. Организация проводила буровые работы по ремонту скважины на ОПО «Фонд скважин Чкаловского месторождения» (Томская область, Александровский район). При проведении работ по ликвидации прихвата бурильного инструмента зафиксировано резкое колебание буровой установки МБУ-140 и ее падение на расположенную рядом скважину № 214 с частичным повреждением фонтанной арматуры. В результате падения установки ведущий инженер получил травмы, не совместимые с жизнью, начальник технологического отдела получил тяжелую черепно-мозговую травму. Причинами аварии явились:

- разрушение сварного шва пяты правого заднего аутригера к штоку, что привело к падению буровой установки МБУ-140;
- низкое качество технического обслуживания мобильной буровой установки МБУ-140, не проведение оценки технического состояния механизмов путем диагностирования средствами неразрушающего контроля. По результатам расследования аварии и несчастного случая комиссией предписано к проведению 11 мероприятий по устранению их причин» [5].

«В целях профилактики и недопущения несчастных случаев при производстве ремонтных работ на аналогичных участках была организована и проведена внеплановая выездная проверка в отношении предприятия недропользователя АО «Томскнефть» ВНК. По результатам проверки выявлено 7 нарушений требований промышленной безопасности,

привлечены к административной ответственности юридическое лицо и 3 должностных лица» [5].

«2 июня 2020 г. на кустовой площадке Русскинского месторождения при проведении технологической операции по освоению скважины азрированными пенными системами, в процессе демонтажа гибкого рукава технологической обвязки цементировочного агрегата от емкости 40 м³ в нее упали два работника Сургутского УПНПиКРС ПАО «Сургутнефтегаз». От полученных травм оба работника скончались. Причинами несчастного случая явились:

- нарушение режима труда и отдыха работников;
- отсутствие в плане работ параметров, определяющих момент окончания цикла освоения и начала отбора проб на обводненность;
- отсутствие инструкции по безопасному ведению работ и эксплуатации емкости очистительной объемом 40 м³ ПС 2001-40 ШОУ;
- неудовлетворительная организация производства работ по освоению скважины;
- допущено производство работ без проведения внепланового инструктажа по охране труда при вводе в эксплуатацию емкости очистительной объемом 40 м³ ПС 2001-40 ШОУ;
- нарушение технологического процесса, выразившееся в отступлении от установленного технологического порядка при утилизации, вытесненной в процессе освоения жидкости» [5].

«Из проведенного анализа наиболее крупных по ущербу аварий на объектах нефтяной и газовой промышленности в период с 2017г. по 2020г., были выявлены следующие систематические причины:

- отсутствие производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности на ОПО;
- нарушение технологического процесса проведения работ;

- применение неисправного, несертифицированного оборудования и инструмента;
- отсутствие контроля, за проведением внутритрубной диагностики, и экспертизы промышленной безопасности системы промысловых трубопроводов;
- отсутствие знаний у рабочего персонала в части проведения работ по локализации и ликвидации последствий аварий, согласно, разработанных планов» [5].

Проведен анализ происшествий и производственного травматизма на рассматриваемом объекте «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения. Согласно, данных ООО «Газпромнефть-Хантос» на ОПО ««Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения аварий, инцидентов и производственного травматизма не было. В связи с этим проведем анализ происшествий и производственного травматизма в целом по Обществу. За период с 2018 по 2021гг. в Обществе произошло 14 происшествий связанных с инцидентами и производственным травматизмом. Проведем анализ основных причин аварий на объектах Общества за период с 2018 по 2021гг., данные представлены в Приложении Е, Рисунок Е.1. На основании анализа выявлено, можно сделать вывод, что причинами происшествий стали:

- нарушения требований безопасности при проведении работ;
- неисправность технических устройств и оборудования;
- нарушения технологического процесса проведения работ.

На основании данных по происшествиям, в 2019г. руководителями Общества было принято решение о внедрении в структурные подразделения производственной безопасности сотрудников супервайзинговых компаний. Супервайзинг ПЭБ, ОТ и ГЗ включает в себя проведение контроля состояния производственной (промышленной) и экологической безопасности, охраны труда и

гражданской защиты на лицензионных участках с целью предупреждения, исключения и минимизации фактов производственного травматизма персонала Заказчика, Подрядных и Субподрядных организаций, технических инцидентов и аварий на участках опасных производственных объектов добычи, транспортировки, хранения нефти и газа, минимизацию нарушений нормативных требований в области ПЭБ, ОТ и ГЗ персоналом поднадзорных Подрядных организаций, структурных подразделений Заказчика в местах проведения ими физических работ производственно-технического и технологического характера. С внедрением данного решения в Обществе снизился уровень происшествий с 6 случаев до 2. В данный момент данная работа продолжается, и заключаются новые договора на проведение супервайзинга ПЭБ, ОТ и ГЗ на объектах Общества.

2.5 Анализ обеспеченности персонала средствами индивидуальной и коллективной защиты

Для защиты персонала от воздействия опасных и вредных факторов производственной среды либо их минимизации до допустимого уровня применяются средства индивидуальной и коллективной защиты. К средствам индивидуальной защиты относятся спецодежда, спецобувь, каска, очки, перчатки, средства защиты органов дыхания, средства защиты органов слуха и так далее. К средствам коллективной защиты относятся технические средства уменьшающие воздействие опасных и вредных факторов производственной среды (такие как, принудительная вентиляция в помещениях, звукоизолирующие устройства, устройства обогрева, виброизолирующие устройства и так далее).

Работникам занятым технологическим процессом Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения выдаются следующие

средства индивидуальной защиты указанные в таблице 4 согласно утвержденных в обществе типовых норм выдачи специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты.

Таблица 4 – Средства индивидуальной защиты, выдаваемые работникам Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения

Наименование профессии	Наименование средства индивидуальной защиты	Количество
1. Оператор технологических установок	Костюм и смешанных тканей с огнезащитной пропиткой и защитой от статического электричества	1 шт.
	Костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой и защитой от статического электричества на утепляющей прокладке	1 шт.
	Костюм противознцевалитный	1 шт.
	Головной убор	1 шт.
	Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара.
	Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском	1 пара.
	Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	12 пар
	Перчатки с полимерным покрытием утепленные	6 пар
	Жилет утепленный	1 шт.
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Очки защитные	1шт.
	Каска защитная	1 шт.
	Подшлемник под каску	1 шт.
	Маска или полумаска со сменными фильтрами	1 шт.
	Белье нательное утепленное	1 шт.
	Противошумные наушники	1 шт.
Плащ для защиты от воды	1шт.	
2. Машинист технологических насосов	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой	1 шт.
-	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке	1 шт.
-	Головной убор	1 шт.

Продолжение Таблицы 4

Наименование профессии	Наименование средства индивидуальной защиты	Количество
-	Сапоги кожаные с жестким подноском	1 пара.
-	Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском	1 пара.
-	Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
-	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
-	Перчатки с полимерным покрытием утепленные	6 пар
-	Перчатки шерстяные	6 пар
-	Очки защитные	1 шт.
-	Каска защитная	1 шт.
-	Подшлемник под каску	1 шт.
-	Маска или полумаска со сменными фильтрами	1 шт.
-	Белье нательное утепленное	1 шт.
-	Противошумные наушники	1 шт.
-	Плащ для защиты от воды	1 шт.
3. Начальник установки	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой	1 шт.
	Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке	1 шт.
	Костюм противоэнцефалитный	1 шт.
	Головной убор	1 шт.
	Ботинки кожаные с жестким подноском	1 пара.
	Ботинки кожаные утепленные с жестким подноском	1 пара.
	Сапоги резиновые с жестким подноском	1 пара
	Перчатки с полимерным покрытием	6 пар
	Перчатки с полимерным покрытием утепленные	6 пар
	Перчатки шерстяные	6 пар
	Очки защитные	1 шт.
	Каска защитная	1 шт.
	Подшлемник под каску	1 шт.
	Средство индивидуальной защиты органов дыхания (фильтрующее)	1 шт.
	Белье нательное утепленное	1 шт.
	Костюм для защиты от воды	1 шт.

К средствам коллективной защиты работников Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ относится:

- использование системы газоанализа в технологических блоках ДНС с УПСВ, площадках нефтегазосепараторов, РВС, путевых подогревателей нефти и печах ПТБ-5Э со звуковой сигнализацией;
- использование устройств приточно-вытяжной вентиляции в насосной внешней откачки нефти, газорегуляторных пунктах, блоках подготовки газа № 1 и № 2, насосной пластовой воды, блоках дозирования химического реагента, складе обогрева масла, блоках местной автоматики;
- использование в составе обшивки стен насосной внешней откачки нефти, насосной пластовой воды, блока дозирования химического реагента, блока подготовки газа №1 и № 2, а также операторной материалов со звукоизолирующими свойствами;
- обеспечение технологических блоков ДНС с УПСВ системами аварийного освещения, и эвакуации персонала.

2.6 Анализ организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности на производственном объекте

2.6.1 Основные задачи производственного контроля

Основными задачами производственного контроля в ООО «Газпромнефть-Хантос» являются:

- выявление нарушений требований безопасности и корпоративных стандартов на объектах контроля ООО «Газпромнефть-Хантос» независимо от области нарушений;
- оценка приемлемости риска, установленных нарушений требований безопасности;

- обеспечение соблюдения требований производственной безопасности на объектах контроля ООО «Газпромнефть-Хантос»;
- анализ состояния производственной безопасности на объектах ООО «Газпромнефть-Хантос», в том числе путем организации проведения соответствующих экспертиз;
- разработка мер, направленных на улучшение состояния производственной безопасности и предотвращение ущерба окружающей среде;
- контроль, за соблюдением требований производственной безопасности, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами;
- координация работ, направленных на предупреждение инцидентов, аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности к локализации аварий и ликвидации их последствий;
- контроль, за своевременным проведением необходимых испытаний и технических освидетельствований технических устройств, зданий и сооружений, применяемых на опасных производственных объектах, ремонтом и поверкой контрольных средств измерений;
- контроль, за соблюдением технологической дисциплины;
- контроль, за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- беспрепятственный допуск представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда и расследования несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- контроль, за обеспечением пожарной безопасности на объектах Общества;
- контроль соблюдения требований паспортов проекта «Каркас безопасности».

2.6.2 Организация и осуществление производственного контроля

Ответственность за общее руководство организацией работ на производственных объектах за соблюдением требований промышленной безопасности возлагаются на генерального директора Общества. Функции лица, ответственного за организацию и осуществление производственного контроля в целом по Обществу, осуществляет технический директор Общества. На операционного директора, заместителей генерального директора, директора по геологии и разработке, начальника отдела специальных программ, начальника управления по работе с персоналом, начальника управления маркшейдерско-землеустроительных работ - главного маркшейдера, руководителя проектного офиса «Бажен», руководителя проектного офиса «Зима», руководителя проектного офиса «Иртыш» и руководителей структурных подразделений Общества возлагаются обязанности по организации и осуществлению производственного контроля по видам деятельности, определенными их должностными обязанностями и инструкциями. Руководителями структурных подразделений, руководителями направлений, главными специалистами аппарата управления Общества (производственно-технических отделов, служб и так далее) производственный контроль осуществляется участием в комиссии производственного контроля (КПК), постоянно-действующей комиссии (ПДК) по промышленной безопасности и охране труда, и путем проведения целевых проверок структурных подразделений.

Подразделение производственной безопасности осуществляет оперативное руководство и координацию работ по производственному контролю 4 уровня.

Работниками, ответственными за осуществление производственного контроля на производственных объектах, эксплуатируемых Обществом,

назначаются заместители генерального директора, руководители и специалисты структурных подразделений (по направлениям деятельности), соответствующих следующим требованиям:

- высшее техническое образование, соответствующее профилю производственного объекта;
- стаж работы не менее 3 лет на соответствующей работе, на опасном производственном объекте;
- обязаны иметь удостоверение, подтверждающее прохождение аттестации по промышленной безопасности.

Работники, ответственные за осуществление производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности, охраны труда, пожарной безопасности на производственных объектах, эксплуатируемых ООО «Газпромнефть-Хантос», руководствуются в своей работе следующими НПА:

- требованиями федеральных законов и иных нормативных правовых актов, а также нормативных технических документов, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность;
- положением о производственном контроле ООО «Газпромнефть-Хантос»;
- должностными инструкциями;
- планом работ по осуществлению производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности на ОПО;
- планом мероприятий по обеспечению промышленной безопасности на ОПО;
- планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах I, II или III классов опасности.

Производственный контроль организуется и осуществляется на четырёх уровнях:

- 1 уровень производственного контроля - проводится работником на базовом объекте контроля перед началом работы (смены), а также в ходе работы (смены);
- 2 уровень производственного контроля - осуществляется перед началом работы (смены), а также в ходе работы (смены) Руководителем базового объекта контроля, непосредственными Руководителями работ, а также специалистами Сервисных подразделений ООО «Газпромнефть-Хантос», курирующими подразделение ООО «Газпромнефть-Хантос», в состав которого входит базовый объект контроля;
- 3 уровень производственного контроля - осуществляется блоком операционного директора, начальниками цехов обеспечения добычи, ведущими инженерами по организации производства работ, мобильными суперинтендантами приравненным к ним руководителями подразделений, выполняющим определенные функциональные обязанности, связанные с эксплуатацией опасных производственных объектов и объектов обеспечивающих жизнедеятельность подразделений.
- 4 уровень производственного контроля - осуществляется при проведении работы Комиссии производственного контроля ООО «Газпромнефть-Хантос» (далее КПК).

Организацию и проведение профилактической работы на производственных объектах осуществляют специалисты подразделений, цехов (участков), эксплуатирующих производственные объекты, а также сотрудники управления производственной безопасности Общества.

2.6.3 Порядок планирования и проведение внутренних проверок соблюдения требований промышленной безопасности, а также подготовка и регистрация отчетов об их результатах

Внутренние проверки соблюдения требований промышленной безопасности планируются и осуществляются так, чтобы обеспечивался

эффективный контроль, за деятельностью всех структурных подразделений Общества, деятельность которых связана с обеспечением промышленной безопасности опасных производственных объектов. Проверки проводятся на всех уровнях производственного контроля в порядке и сроки, установленные Положением о производственном контроле. На уровне аппарата управления Общества (4 уровень производственного контроля) проверки проводятся в соответствии с утвержденным Планом работы по осуществлению производственного контроля в подразделениях ООО «Газпромнефть-Хантос» и план - графиком проведения комплексных и целевых проверок соответствия нормативным требованиям РФ и стандартам ООО «Газпромнефть-Хантос» в области промышленной безопасности, пожарной безопасности, экологической безопасности, охраны труда, состояния работы по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, предупреждению аварийности, травматизма в структурных подразделениях и подрядных организациях на год. Результаты проверок оформляются актами - предписаниями с указанием в них предложений и рекомендаций по устранению выявленных нарушений. Акты-предписания после утверждения доводятся установленным порядком до структурных подразделений и подрядных организаций для организации работы по устранению выявленных нарушений.

На уровне цехов проверки осуществляются в соответствии с графиками проверок, которые ежегодно разрабатываются цехами, лабораториями и утверждаются руководителями структурных подразделений. Результаты проверок оформляются записью в журнале проверки состояния условий труда нарушений, которые были не устранены немедленно в ходе проверки или в течение рабочей смены, или устранение которых не входит в компетенцию цеха.

Проверки подразделяются на оперативные, целевые и комплексные. Такие проверки проводятся лицами, ответственными за осуществление производственного контроля, в целях обеспечения гарантированного

выполнения всех мероприятий и работ по обеспечению промышленной безопасности, а также объективного подтверждения факта их своевременного и качественного выполнения. По результатам проверки производственных объектов, эксплуатируемых структурным производственным подразделением, лица, ответственные за осуществление производственного контроля, выдают руководителю структурного производственного подразделения Акт-предписание. В Акте-предписании должны быть отражены выявленные недостатки со ссылкой на нормативные документы, исполнение которых нарушено, а также мероприятия по устранению выявленных недостатков с указанием сроков устранения, согласованных с руководителем ОПО (начальником цеха). Разногласия по срокам устранения между исполнителями и лицом, ответственным за осуществление производственного контроля, разрешаются операционным директором. Отчет о выполнении акта-предписания руководитель производственного объекта представляет в структурное подразделение, выдавшее акт-предписание ежемесячно, не позднее 25 числа текущего месяца по форме, определенной подразделением производственной безопасности. Акты-предписания и отчеты об их выполнении должны храниться в структурных подразделениях, проводивших проверку, а материалы по комплексным проверкам - в подразделении производственной безопасности.

2.6.4 Порядок сбора, анализа и доведения до работников занятых на производственных объектах информации о состоянии промышленной безопасности

Разработка процедур идентификации, сбора, регистрации, хранения, ведения данных о состоянии промышленной безопасности опасных производственных объектов возлагается на Управление производственной безопасности Общества. Неотъемлемым составным элементом указанных зарегистрированных данных является информация о соответствии технических устройств, оборудования и другой продукции, применяемых в

ООО «Газпромнефть-Хантос», установленным требованиям промышленной безопасности. Сроки хранения данных по всем опасным производственным объектам о состоянии их промышленной безопасности определяются приказом ООО «Газпромнефть-Хантос». Доведение информации о состоянии промышленной безопасности на опасном производственном объекте до работников, занятых эксплуатацией ОПО, осуществляется на нескольких этапах:

- после каждой проведенной проверки путем ознакомления с актами-предписаниями руководителей проверяемого подразделения или подрядной организации и работников, принимающих участие в проверке;
- на ежемесячных совещаниях с участием представителей структурных подразделений (цехов, участков) и подрядных организаций;
- при подведении итогов за период работы по структурным подразделениям и подрядным организациям.

2.6.5 Порядок подготовки и представления сведений об организации производственного контроля в территориальный орган Ростехнадзора

В соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 11.12.2020г. № 518 «Об утверждении требований к форме представления сведений об организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности», ООО «Газпромнефть-Хантос» представляет сведения об организации производственного контроля в территориальные органы Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Сведения об организации производственного контроля ежегодно формируются Управлением производственной безопасности, в установленном порядке, в письменной форме и в срок до 1 апреля представляются в территориальный орган Ростехнадзора. Несет ответственность за исполнение данного мероприятий генеральный директор

Общества. В состав сведений об организации производственного контроля включается следующая информация:

- программа мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в Обществе на текущий год, а также сведения о выполнении Программы мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в Обществе за предыдущий год;
- организация системы управления промышленной безопасностью;
- фамилия работника, ответственного за осуществление производственного контроля, его должность, образование, стаж работы по специальности, дата последней аттестации по промышленной безопасности;
- результаты проверок, устранение нарушений, выполнение предписаний Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и соответствующих федеральных органов исполнительной власти;
- готовность к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте;
- копии полисов, обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного производственного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном производственном объекте;
- состояние технических устройств, зданий и сооружений, применяемых на опасном производственном объекте;
- аварии, инциденты и несчастные случаи, происшедшие на опасных производственных объектах;
- подготовка и аттестация руководителей, специалистов и других работников, занятых на опасных производственных объектах, в области промышленной безопасности.

2.6.6 Выявленные проблемы в организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований

промышленной безопасности

Деятельность общества по осуществлению производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте проводится в соответствии с требованиями федерального закона от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также Положения о производственном контроле Общества. Однако имеются некоторые проблемы, которые в результате могут оказать негативное влияние на результат и качество осуществления производственного контроля, это:

1) Ограничения связанные с неблагоприятной эпидемиологической обстановкой в стране (Covid-19). Данная ситуация негативно влияет на снижение количества проверок, соблюдения требований промышленной безопасности со стороны руководящего состава предприятия, специалистов группы производственного контроля, служб супервайзинга, государственных органов надзора.

2) Удаленность объекта, в том числе и его автономия. Несет за собой целую цепочку неблагоприятных факторов, а именно:

- отсутствие возможности, своевременного проведения экспертизы промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте;
- отсутствие возможности, своевременного проведения поверки средств измерений;
- возможна проблема с доставкой, либо заменой технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте;
- проблемы с доставкой сил и оборудования по локализации, ликвидации последствий аварий;
- проблемы с перебазировкой персонала, получившего травмы на производстве и так далее.

3) Частая смена руководящего состава опасного производственного объекта (отсутствие закрепленного персонала). Несет за собой следующие неблагоприятные факторы:

- снижение должного контроля, за состоянием технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, проведении экспертизы промышленной безопасности;
- снижение контроля за, выполнением мероприятий по предупреждению аварий и инцидентов на опасном производственном объекте;
- большие временные затраты на знакомство руководителя с объектом и его сотрудниками;
- большие временные затраты на подготовку документов (приказы, распоряжения и так далее);
- снижение эффективности деятельности персонала «Как единое целое».

4) Малая осведомленность рабочего персонала касательно требований промышленной безопасности при эксплуатации опасного производственного объекта.

Все эти проблемы, одна или в комплексе, образуют неблагоприятное воздействие на качество осуществления производственного контроля, соблюдения требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте, тем самым повышая риск возникновения производственного травматизма, аварий и инцидентов на производственном объекте, наложение штрафных санкций со стороны государственных органов контроля, за не соблюдение требований промышленной безопасности.

2.6.7 Пути решения проблемы в организации осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности

Для решения проблем связанных с осуществлением производственного контроля состояния требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте необходимо выполнить ряд мероприятий:

- 1) Обеспечить пересмотр положения о производственном контроле, с учетом ограничений связанных с неблагоприятной эпидемиологической обстановкой в стране (Covid-19).
- 2) Обеспечить заключение договоров с организациями, осуществляющими авиаперевозки, о необходимости выделения воздушных бортов для перевозки технических устройств, средств измерений, персонала.
- 3) Рассмотреть возможность (рассчитать затраты) отсыпки дорожного полотна, до ближайшего населенного пункта, где имеется транспортная магистраль.
- 4) Закрепить за опасным производственным объектом руководителя соответствующего опыта работы и образования на постоянной основе, с учетом сменности вахт.
- 5) Обеспечить обучение рабочего персонала осуществляющего эксплуатацию опасного производственного объекта требованиям промышленной безопасности.
- 6) Проводить мероприятия социального характера на привлечение внимания рабочего персонала структурных подразделений Общества, а также подрядных и субподрядных организаций к вопросам охраны труда, промышленной, пожарной безопасности и охране окружающей среды. Внедрить программу расчета показателей вовлеченности сотрудников к вопросам безопасности. Проводить награждение и вручение памятных подарков.

3 Разработка рекомендаций по повышению эффективности системы производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности

3.1 Выбор объекта исследования и его обоснование

Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения относится к опасным производственным объектам. В его состав входят следующие технические устройства:

- технологические линии трубопроводов нефти и газа,
- нефтегазосепарационные установки,
- отстойники нефти,
- концевые сепарационные установки;
- насосная станция внешней откачки нефти,
- насосная станция пластовой воды,
- насосная станция пожаротушения,
- путевые подогреватели нефти,
- печи ПТБ-5-40Э,
- пункт налива нефтепродуктов,
- факельные установки высокого и низкого давления,
- резервуары вертикальные стальные,
- установки дозирования химического реагента,
- емкости для сбора конденсата
- блок контроля качества нефти
- блок измерительных линий.

При обслуживании объекта на оператора воздействуют опасные и вредные факторы производственной среды и технологического процесса что, несомненно, несут за собой урон его здоровью. Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала представлен в Приложении Ж, Рисунок Ж.1.

3.2 Анализ средств обеспечения безопасности технологического процесса

Для обеспечения безопасности производства и сокращения производственного травматизма руководителями компании начали активно внедряться следующие мероприятия:

1) Концепция «безлюдного производства». Концепция «безлюдного производства» основана на автоматизации производственных процессов при помощи физических, технологических средств, а также автоматических систем планирования, управления, контроля и учета. Автоматизация производственного процесса позволяет сократить количество персонала задействованного в технологическом процессе, повысить производительность труда, исключить негативное воздействие опасных и вредных факторов производственной среды на организм человека, а также уменьшить вероятность возникновения ошибки при принятии решений.

2) Оптимизация технологического процесса (оборудования). В частности по установке подготовки газа использование закрытой системы сбора конденсата из технологических линий газопровода. Перевод из ручного режима дренирования конденсата, в автоматизированный, с использованием средств автоматизации и контроля, удаленно. С внедрением данных технологических решений будет исключено негативное воздействие опасных и вредных факторов производственной среды на организм человека, снизится риск инцидента и аварий на производственном объекте, а также риск получения производственной травмы при следовании к месту обслуживания оборудования и обратно.

3.3 Реализация мероприятий по обеспечению безопасности производства

Разработка выше упомянутых мероприятий по повышению эффективности системы производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности осуществлена на основе поиска патентных решений. В технологический процесс необходимо внедрить системы управления, учета и контроля дистанционного характера.

К данным системам относятся:

- комплекс датчиков (в него входят датчики давления, температуры, уровня, расхода, учета, плотности и так далее);
- системы управления производственными процессами (управление оборудованием, управление сырьем, организация документооборота).

Наиболее перспективное и широко применяемое в нефтяной и газовой промышленности оборудование отечественного производства относится компании АО ПГ «Метран» находящейся в городе Челябинск. АО ПГ «Метран» является основным производственным активом корпорации Emerson. С 2004 года корпорация Emerson стала единственным инвестором АО ПГ «Метран» выкупив 76 % акций компании, а в 2009 году и все 100 %.

В ходе последних событий в мире, на Российскую экономику очень большое влияние оказывают страны Европейского союза, а также США. Это обусловлено экономическим давлением со стороны данных стран, а именно введением санкций. В настоящее время вся Российская экономика испытывает этап «импортозамещения» - перехода с зарубежного импорта товара на Отечественный, произведенный внутри страны. Благо что, большое количество оборудования автоматизации технологического процесса принадлежит отечественным компаниям, однако и в них применяются электронные компоненты, импортированные из других стран. В связи с вышеупомянутыми событиями данный сектор экономики начал испытывать дефицит электронных компонентов, что привело к снижению количества

выпускаемой продукции на рынок и ростом цен на товар. Этап «импортозамещения» может продлиться не один год. Что, несомненно, затрагивает концепцию «безлюдного производства».

Для реализации концепции «безлюдного производства» выбрано следующее научно-техническое решение.

Патент № 203151 «Устройство комплектное низковольтное распределения и управления со встроенными системами контроля, управления и диагностирования» относится «к устройствам, предназначенным для ввода и распределения электроэнергии потребителям собственных нужд, защиты и управления электроприводами исполнительных механизмов различного назначения от модулей станции ввода/вывода и диагностики электроприводной арматуры»[18].

«Целью настоящего технического решения является создание низковольтного комплектного устройства, которое будет иметь систему управления исполнительными механизмами, позволяющую осуществлять автоматизацию технологического процесса, контроль состояния оборудования автоматики и реализовывать функции диагностирования электроприводной арматуры»[18].

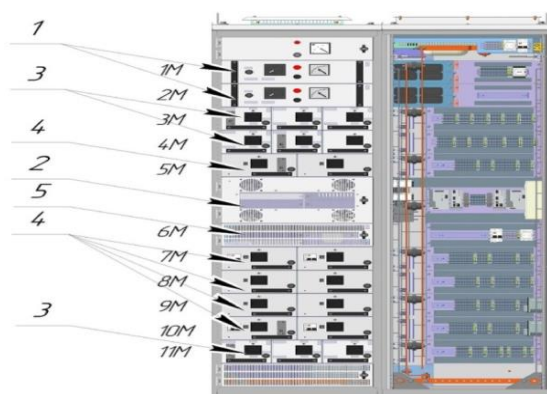
В первом случае данное устройство даст возможность диагностировать и мониторить в режиме реального времени параметры, состояния органов насосного оборудования, насосной станции внешней откачки нефти, насосной станции пластовой воды. Датчиками, будет производиться контроль, следующих параметров оборудования:

- температуры на подшипниковых узлах,
- температуры масла в системе охлаждения,
- температуры перекачиваемой среды,
- вибрации,
- давления на входе и выходе насосного оборудования.

Во втором случае данное устройство имеет функцию диагностики цепей управления оборудования (автоматики), в частности диагностику

работоспособности цепей электроприводной арматуры. Что, несомненно, является большим достоинством. Электроприводные задвижки играют важную роль в технологическом процессе подготовки нефти, в частности выполняют функцию запорно-регулирующей арматуры. Данной запорно-регулирующей арматурой, возможно, управлять удаленно, с рабочего места оператора технологических установок (перекрывать поток жидкости в трубе полностью или частично).

«Устройство комплектное низковольтное распределения и управления, со встроенными системами контроля, управления и диагностирования содержит 11 модулей, каждый типоразмера 1М по высоте (М = 150 мм), и 1/3, 1/2, 1 по ширине. На уровнях 1М, 2М размещен вводный блок 1, предназначенный для ввода питания и распределения электроэнергии внутри шкафа НКУ. Станция ввода-вывода (СВВ) 2 – крейт с дискретными модулями – управляет функциональными блоками 3 и 4. На уровнях 3М, 4М, 11М размещены блоки 3 типоразмера 1/3, на уровнях 5М, 7М, 8М, 9М, 10М размещены блоки 4 типоразмера 1/2. На уровне 6М устанавливается коммутатор 5 (Рисунок 3)» [18].



«1 – вводный блок, 2 – станция ввода-вывода, 3, 4 – функциональные блоки,
5 – коммутатор»

Рисунок 3 - Устройство комплектное низковольтное распределения и управления, со встроенными системами контроля, управления и диагностирования

«СВВ 2 реализует функции управления и сбора сигналов с помощью дискретных модулей:

1. Два модуля подключения питания 6, обеспечивающие электропитание модулей, установленных в СВВ 2.

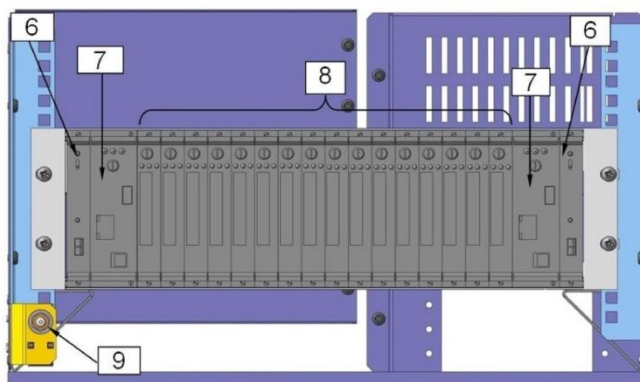
2. Два интерфейсных модуля 7, обеспечивающих:

- связь СВВ 2 с процессором автоматизации, находящимся во внешней стойке управления АСУ;
- синхронизацию таймеров текущего времени с внешней стойкой управления АСУ;
- выполнение оперативного программного самоконтроля и диагностики;
- осуществление загрузки прикладных параметров во внешнюю стойку управления АСУ;
- представления информации о неисправностях интерфейсного модуля и каналов подключения к нему.

3. Дискретные модули управления 8 функциональными блоками, обеспечивающие:

- ввод дискретных сигналов от датчиков состояния технологических процессов (датчики давления, температуры и пр.) с возможной диагностикой цепей подключения датчиков;
- вывод дискретных сигналов от датчиков состояния технологических процессов с контролем значений выходных сигналов и защитой от короткого замыкания;
- управление исполнительными механизмами по командам, получаемым по цифровой связи (выдача аппаратных команд управления и прием сигналов обратной связи);
- диагностику технического состояния шкафа НКУ за счет использования одного из модулей управления 8.

- Отсек СВВ 2 оснащен датчиком положения двери 9 для реализации функции безопасности – управляющему персоналу выдается сигнал о несанкционированном доступе к внутреннему оборудованию шкафа (Рисунок 4)»[18].



«6 – модуль подключения питания, 7 – интерфейсный модуль, 8 – дискретные модули управления, 9 – датчик положения двери»

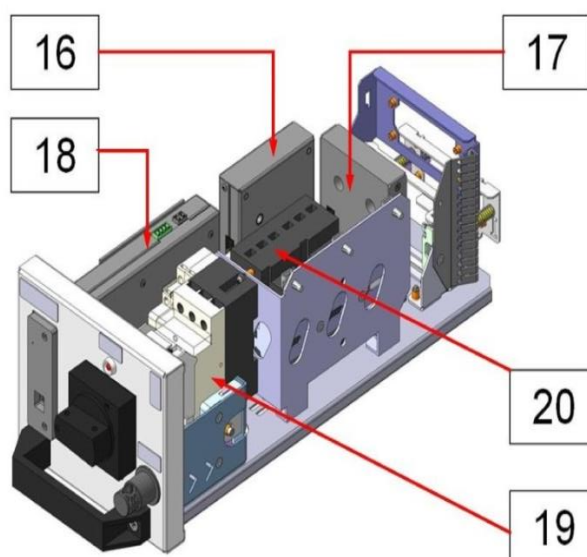
Рисунок 4 – Станция ввода-вывода

«Для реализации функции диагностирования в функциональных блоках 3 типоразмера 1/3 шкафа НКУ размещаются измерительные модули встроенной системы электроприводной арматуры (далее – ТС ВСДЭА), состоящие из:

- блока преобразователей напряжения 16 (БПН), предназначенного для согласования силы переменного тока питания электропривода с параметрами аналогово-цифрового преобразователя блока обработки и хранения 18;
- блока преобразователей тока (БПТ) 17, предназначенного для согласования уровня напряжения переменного тока трех фаз питания электропривода с параметрами аналогово-цифрового преобразователя блока обработки и хранения 18;
- блока обработки и хранения (БОХ) 18, предназначенного для преобразования аналоговых сигналов, поступающих от БПН и БПТ, в

цифровой код; для обработки, записи и хранения результатов измерения на карте microSD (внутри БОХ); для формирования сигнала «Неисправность» типа «сухой контакт» при обнаружении обрыва цепи питания электропривода запорной арматуры ; для обеспечения связи с внешним компьютером по локальной вычислительной сети или USB;

- автоматического выключателя 19, обеспечивающего защиту цепей питания от скачков напряжения и токов короткого замыкания;
- контактора 20, позволяющего дистанционно включать и выключать силовые электрические цепи (Рисунок 5)»[18].



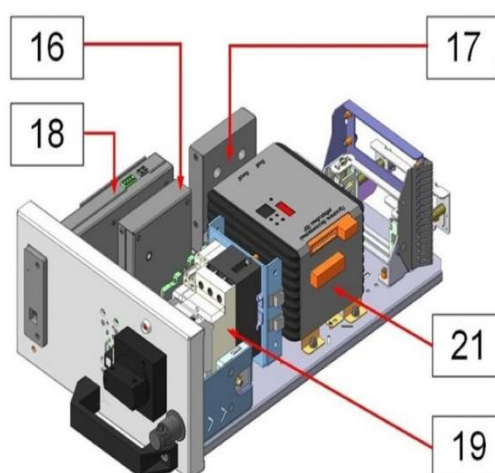
«16 – блок преобразователей напряжения, 17 – блок преобразователей тока, 18 – блок обработки и хранения, 19 – автоматический выключатель, 20 – контактор»

Рисунок 5 – Функциональный блок 3

«В функциональных блоках 4 типоразмера 1/2 шкафа НКУ размещаются ТС ВСДЭА, состоящие из:

- блока преобразователей напряжения 16 (БПН), предназначенного для согласования силы переменного тока питания электропривода с параметрами аналогово-цифрового преобразователя блока обработки и хранения 18;

- блока преобразователей тока (БПТ) 17, предназначенного для согласования уровня напряжения переменного тока трех фаз питания электропривода с параметрами аналогово-цифрового преобразователя блока обработки и хранения 18;
- блока обработки и хранения (БОХ) 18, предназначенного для преобразования аналоговых сигналов, поступающих от БПН и БПТ, в цифровой код; для обработки, записи и хранения результатов измерения на карте microSD (внутри БОХ); для формирования сигнала «Неисправность» типа «сухой контакт» при обнаружении обрыва цепи питания электропривода запорной арматуры ; для обеспечения связи с внешним компьютером по локальной вычислительной сети или USB;
- автоматического выключателя 19 обеспечивающего защиту цепей питания от скачков напряжения и токов короткого замыкания;
- бесконтактного пускателя 21, служащего для коммутации силовых цепей при многократной частоте срабатываний исполнительных механизмов (усиленный режим управления цепью) (Рисунок 6)» [18].



«16 – блок преобразователей напряжения, 17 – блок преобразователей тока, 18 – блок обработки и хранения, 19 – автоматический выключатель, 21 – бесконтактный пускатель»

Рисунок 6 - Функциональный блок 4

«Для объединения всех расположенных в функциональных блоках 3 и 4 ТС ВСДЭА в общую сеть передачи данных на уровне 6М устанавливается коммутатор ВСДЭА 5. Электропитание диагностического оборудования осуществляется по PoE от коммутатора ВСДЭА 5, электропитание коммутатора ВСДЭА 5 осуществляется от силовой шины шкафа. Коммутатор ВСДЭА 5 соединен патчкордами со всеми блоками 3 и 4. От коммутатора ВСДЭА 5 до кроссовой оптической коробки проложен оптический патчкорд» [18].

«Применение описанных технических решений позволило создать устройство, имеющее систему управления исполнительными механизмами, которая позволяет осуществлять автоматизацию технологического процесса, контроль состояния оборудования автоматики и реализовывать функции диагностирования электроприводной арматуры в одном конструктиве»[18].

4 Охрана труда

«Охрана труда (ОТ) - это система обеспечения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности. ОТ реализуется за счет правовых, социально-экономических, организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и прочих мероприятий» [11].

«Основной целью охраны труда, сформулированной в Трудовом кодексе Российской Федерации, является сохранение жизни и здоровья работников в процессе их трудовой деятельности» [1].

«Социальной сущностью охраны труда является сохранение здоровья и трудовой активности работников на высоком уровне. Кроме того, это понятие подразумевает под собой также общественную защиту потерпевших во время выполнения трудовых функций работников и их членов семей» [1].

Обеспечение охраны труда в Российской Федерации базируется на следующих нормативно-правовых документах:

- Конституция РФ,
- Трудовой кодекс РФ,
- ГОСТы. Система стандартов безопасности труда (ССБТ),
- Санитарные правила (СП), нормы (СН), правила и нормы (Сан-ПиН), гигиенические нормативы (ГН),
- Строительные нормы и правила (СНиП),
- Межотраслевые документы,
- Правила безопасности на предприятии.

«Система управления охраной труда (СУОТ) на предприятии – совокупность действий по охране труда, методов и средств управления, направленная на обеспечение безопасных условий труда, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда» [1].

«Основной целью управления является достижение требуемой степени безопасности системы «человек-среда» посредством обеспечения, как

безопасности производственной среды, так и поведения человека. Поставленная цель достигается путем применения безопасных предметов и средств труда, средств производства, продуктов труда, технологий и производственных процессов и так далее» [1].

Руководство ООО «Газпромнефть-Хантос» считает систему управления охраной труда в Обществе необходимым элементом эффективного управления производством и заявляет о своей ответственности за обеспечение надежности производственного оборудования, обеспечении комфортных и безопасных условий труда, успешное управление производственными рисками, связанными с воздействием на жизнь и здоровье работников, оборудование, имущество и окружающую среду.

Основными функциями системы управления охраной труда в Обществе являются:

- организация и координирование работ в сфере охраны труда;
- обеспечение контроля, а также сбор, обработка и передача информации о состоянии условий и охраны труда по структурным подразделениям Общества (с учетом всех месторождений);
- постоянный мониторинг и анализ нормативной базы в области охраны труда (внесение изменений в ЛНА);
- обеспечение снижения уровней профессиональных рисков с учетом условий труда;
- разработка на ежегодной основе планов мероприятий по совершенствованию (улучшению) условий и охраны труда;
- применение мер поощрения для работников, осуществляющих деятельность в области охраны труда.

Основными задачами системы управления охраной труда в Обществе являются:

- определение целей и задач (политики), системы управления охраной труда Общества и оценка ее эффективности;

- обеспечение подготовки (обучение) сотрудников структурных подразделений Общества в области охраны труда;
- обеспечение сотрудниками Общества безопасной эксплуатации производственного (технологического) оборудования в соответствии с требованиями завода изготовителя (разработка производственных инструкций, инструкций по охране труда);
- обеспечение работников необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- обеспечение контроля надежности производственного (технологического) оборудования (контроль состояния, своевременное проведение ТО, экспертизы ПБ, технического диагностирования, освидетельствования и так далее);
- проведение специальной оценки условий труда на каждом рабочем месте;
- выявление фактов и их документальное оформление по нарушениям требований охраны труда сотрудниками Общества, подрядными и субподрядными организациями;
- обеспечение комфортных условий труда и отдыха (реализация спортивно-массовых мероприятий);
- ведение пропаганды в области охраны труда, вовлечение сотрудников в данное направление;
- обеспечение расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Ответственность за осуществление деятельности в области охраны труда в целом по Обществу лежит на генеральном директоре Общества. Часть своих полномочий генеральный директор Общества делегирует Заместителю генерального директора по производственной безопасности Управления производственной безопасности Общества, который функционально является представителем руководства по системе управления охраной труда.

Структурная схема системы управления охраной труда в Обществе изображена на рис. 7

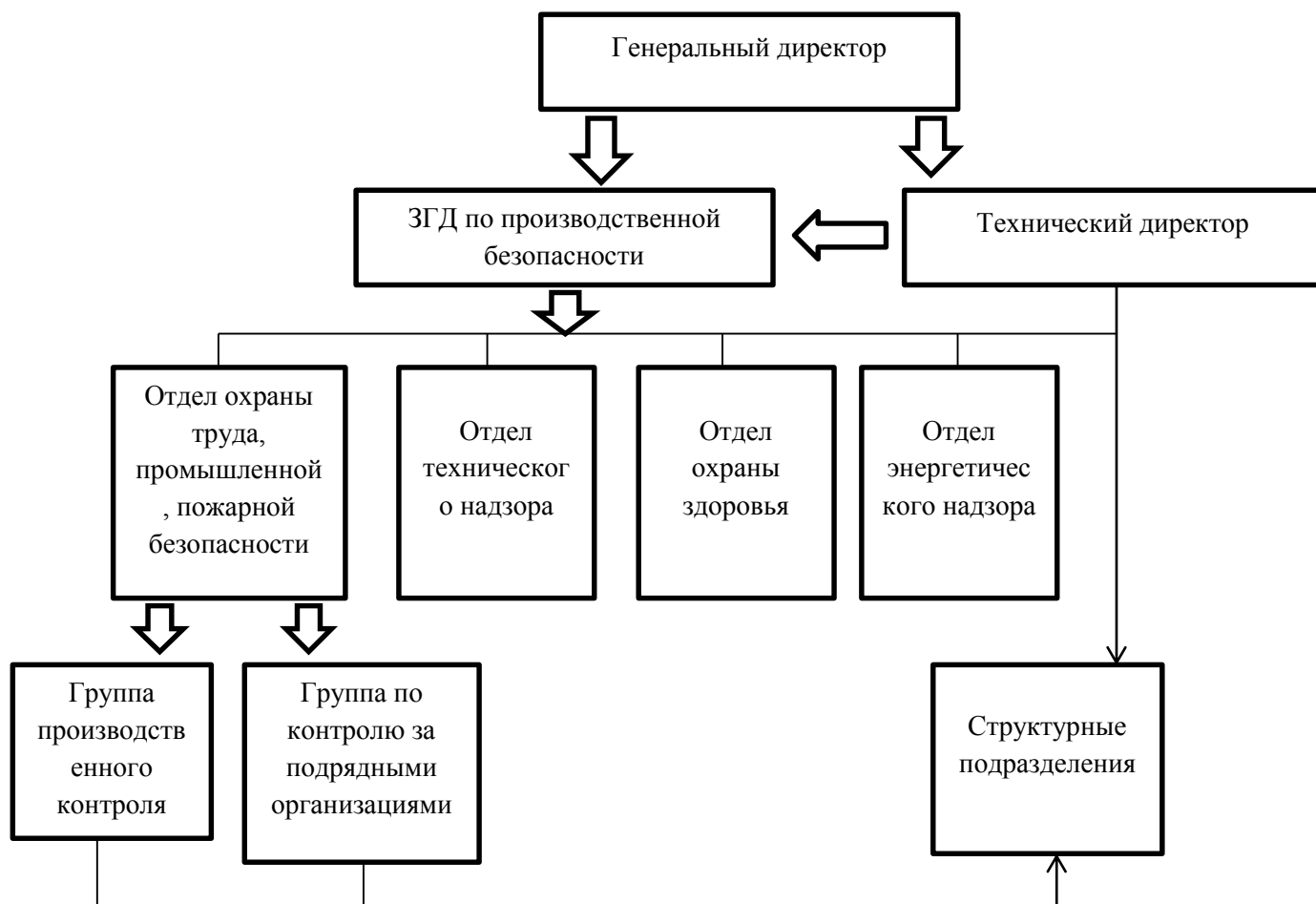


Рисунок 7. Структурная схема системы управления охраной труда

Система управления охраной труда в Обществе направлена на обеспечение безопасных условий труда сотрудников Общества, подрядных и субподрядных организаций осуществляющих деятельность на лицензионных участках. В Обществе принята политика высокой культуры безопасности «цель-ноль» (ноль - происшествий; ноль – смертельных случаев; ноль – экологических происшествий). Обязанность за соблюдением требований охраны труда на рабочих местах возложена на линейных руководителей (мастеров, механиков, ведущих инженеров, начальников участка и так далее). Ежемесячно ответственные лица по рабочим местам передают руководителям информацию о проведенных мероприятиях в области охраны

труда, о состоянии рабочих мест и необходимости проведения специальной оценки условий труда. В соответствии с утвержденными графиками работы выездной комиссии ПДК (ПК), проверяется соответствие предоставленной информации структурных подразделений о состоянии условий труда на рабочих местах, а также о проведенных мероприятиях в области охраны труда, соответствие условий труда работников санитарно-гигиеническим нормативам, наличие или отсутствие нарушений требований охраны труда.

Рассмотрим документированную процедуру проведения технического расследования причин аварий на опасном производственном объекте «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения.

«Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ» [15].

«Инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса»[15].

«По каждому факту возникновения аварии на опасном производственном объекте проводится техническое расследование ее причин. Техническое расследование причин аварии проводится специальной комиссией, возглавляемой представителем федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориального органа»[15].

«В состав указанной комиссии также включаются:

- представители субъекта Российской Федерации и (или) органа местного самоуправления, на территории которых располагается опасный производственный объект;
- представители организации, эксплуатирующей опасный производственный объект;
- представители страховщика, с которым организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, заключила

договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- другие представители в соответствии с законодательством Российской Федерации»»[15].

Регламентированная процедура проведения технического расследования причин аварий на опасном производственном объекте «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения представлена на Рисунке 8.

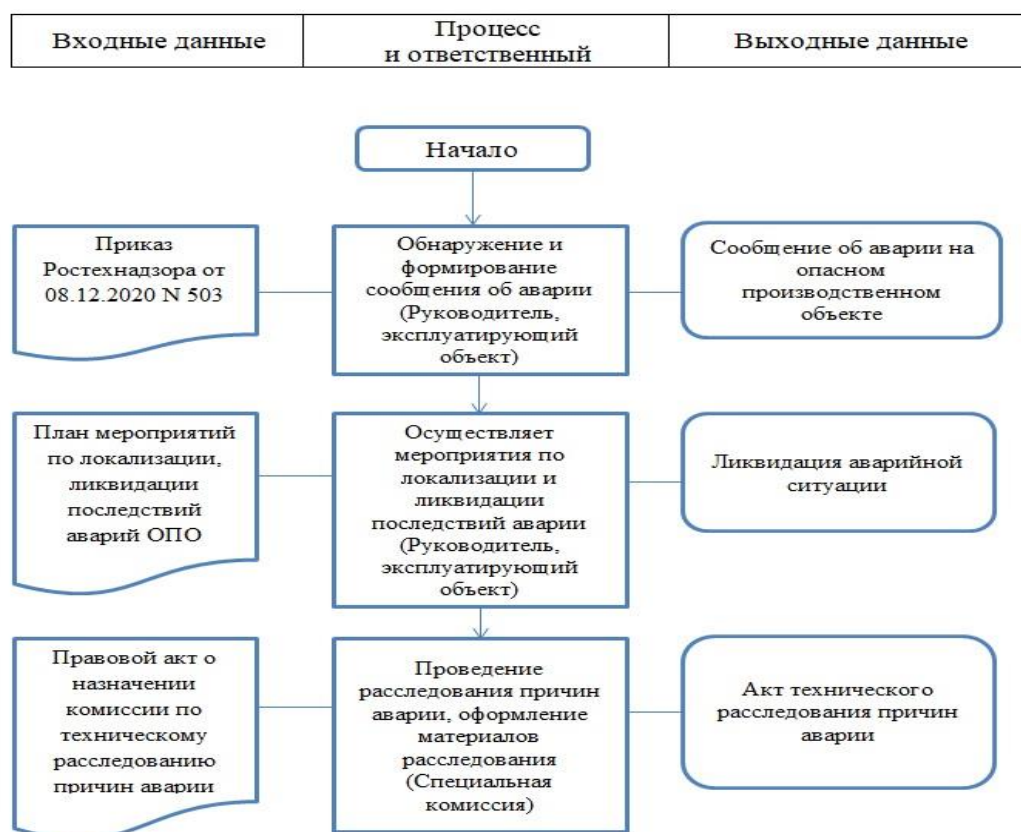


Рисунок 8 - Регламентированная процедура проведения технического расследования причин аварий на опасном производственном объекте «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения

5 Охрана окружающей природной среды и экологическая Безопасность

5.1 Возможные негативные воздействия деятельности предприятия на окружающую природную среду

В результате производственной деятельности организации образуются отходы различной степени опасности. Отходы производства и потребления - вещества или предметы, которые образованы в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления, которые удаляются, предназначены для удаления или подлежат удалению в соответствии с Федеральным законом от 24.06.1998г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления». Учету подлежат все виды отходов.

«Отходы в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду подразделяются на пять классов опасности:

- I класс - чрезвычайно опасные отходы,
- II класс - высоко опасные отходы,
- III класс - умеренно опасные отходы,
- IV класс - малоопасные отходы,
- V класс - практически неопасные отходы» [17].

К опасным отходам относятся отходы, обладающие хотя бы одним из опасных свойств:

- радиоактивность,
- инфекционность,
- взрывоопасность,
- огнеопасность,
- окислительную способность,
- токсичность.

При эксплуатации объекта образуются следующие виды опасных отходов:

- лом и отходы стальных изделий незагрязненные (тара от реагентов (бочки)) согласно, паспорта безопасности относятся к 4 классу опасности;
- нефтешлам, после проведения очистки резервуаров и емкостей с нефтепродуктами, согласно, паспорта безопасности относятся к 3 классу опасности;
- прочие шламы, содержащие нефть и нефтепродукты, согласно, паспорта безопасности относятся к 3 классу опасности;
- ткань и ветошь обтирочная, загрязненная, согласно, паспорта безопасности относятся к 3 классу опасности.

В процессе производственной деятельности на площадке ДНС и УПСВ образуются производственно-дождевые стоки и пластовая вода. В связи с высокой минерализацией и загрязненностью нефтью пластовых и производственных сточных вод и невозможностью сброса их в поверхностные водоемы без очистки, а также их схожестью по своим «вымывающим» свойствам с сеноманскими водами все сточные воды используются в системе поддержания пластового давления.

При эксплуатации оборудования в атмосферу также выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов. К основным источникам негативного воздействия на окружающую природную среду относится и факельная установка (ФВД и ФНД), где производится сжигание попутного нефтяного газа.

5.2 Мероприятия по снижению негативного воздействия деятельности предприятия на окружающую природную среду

Одной из приоритетных задач компании является охрана окружающей природной среды и минимизация негативного воздействия при осуществлении деятельности предприятия. В настоящее время организация

достигла 96% утилизации попутного нефтяного газа, контроль, за параметрами утилизации ведут специалисты структурного подразделения цеха сбора, добычи и транспорта газа. Попутный нефтяной газ после очистки, передается в ООО «Газпромнефть-Энергосистемы» для использования в технологическом процессе получения электричества.

В соответствии с СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» – временное накопление каждого вида отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств, количественного соотношения компонентов и степени опасности для здоровья населения и среды обитания человека.

В зависимости от технологической и физико-химической характеристики отходов допускается их временно хранить:

- в производственных или вспомогательных помещениях;
- в нестандартных складских сооружениях (под надувными, ажурными и навесными конструкциями);
- в резервуарах, накопителях, танках и прочих наземных и заглубленных специально оборудованных ёмкостях;
- на открытых приспособленных для хранения отходов площадках.

В таблице 5 приведены перечни основных видов отходов, их объемы и направления утилизации.

Таблица 5 - Объемы и направления утилизации отходов, образующихся при эксплуатации объекта

Узел, цех, установка, сооружение	Наименование отходов	Класс опасности, Код отхода ¹⁾	Периодичность (режим подачи отходов)	Способ хранения отходов	Способ утилизации отходов
Резервуары и емкости	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	1 раз в 2 года;	Скапливается в емкостях	Полигон ЮЛТ Приобского месторождения
Установка ввода реагента	Лом и отходы стальных изделий незагрязненные	4 34 110 04 51 5	По мере применения реагентов	Бетонная специализированная площадка	Специализированное предприятие
Дренажно-канализационная емкость	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	1 раз в 2 года;	Скапливается в емкостях	Полигон ЮЛТ Приобского месторождения
Площадки АБК и ОБП	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный	7 33 100 01 72 4	Периодическая уборка	Специализированные герметичные контейнеры с крышками	Специализированное предприятие
Твердые покрытия площадок АБК, ОБП	Смет с территории предприятия практически неопасный	7 33 390 02 71 5	Периодическая уборка	Специализированные герметичные контейнеры с крышками	Специализированное предприятие
Технологическое оборудование	Обтирочный материал, загрязненный при строительных и ремонтных работах	8 92 000 00 00 0	По мере производства ремонтных работ	Специализированные герметичные контейнеры с крышками	Специализированное предприятие

Производственный контроль в целях предупреждения негативного воздействия на окружающую природную среду осуществляется постоянно действующей комиссией производственного контроля Общества.

В целях охраны, рационального использования и предупреждения загрязнения почвы, водоемов и воздушного бассейна при эксплуатации «Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» предусматривается:

- полностью герметизированная система сбора и подготовки нефти;
- сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100% контролю физическими методами. После полной готовности участка или всего трубопровода производится испытание его на прочность и проверка на герметичность;
- для защиты трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается наружная антикоррозионная изоляция;
- объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности;
- технологическое оборудование выбрано в блочном исполнении в соответствии с заданными технологическими параметрами, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей.
- технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации, вентиляции;
- все аппараты, где возможно повышение давления выше рабочего, снабжены предохранительными клапанами. Предохранительные клапаны установлены через переключающие устройства, позволяющие осуществлять смену клапанов. При срабатывании предохранительных клапанов газ сбрасывается в факельный газопровод и сжигается на факеле;
- оборудование вытяжной вентиляции и электропечи, обслуживающие взрывоопасные помещения, предусмотрены во взрывозащищенном исполнении;

- пуск систем вытяжной периодической вентиляции от газоанализатора и от кнопки у основного входа в помещение. Приемные отверстия для удаления воздуха размещаются в зоне наибольшего скопления взрывоопасных паров и газов;
- воздуховоды систем вентиляции выполняются из негорючих материалов;
- устья труб для выброса воздуха, содержащего взрывоопасные газы, располагают на высоте не менее 1 м над высшей точкой кровли, с учетом максимального рассеивания вредных и взрывоопасных веществ в атмосфере и не ближе 10м от возможных источников воспламенения;
- в целях поддержания расчетных температур в помещениях, а также экономии тепла и электроэнергии системы отопления и вентиляции оборудуются приборами контроля и управления;
- для снижения аэродинамического шума, все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжается мягкими вставками на всасывании и нагнетании;
- система автоматизации обеспечивает регулирование основных технологических параметров, аварийную и предупредительную сигнализацию их нарушения и отключение аварийных участков.

Снижение загрязнения воздушного бассейна в период неблагоприятных метеорологических условий является обязательной частью деятельности предприятия по охране атмосферного воздуха, в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ.

6 Защита в аварийных и чрезвычайных ситуациях

6.1 Анализ возможных аварийных ситуаций условий их возникновения и развития на производственном объекте

Процессы подготовки нефти и газа являются взрывопожароопасными. Из анализа свойств, обрабатываемых на ОПО веществ, можно сделать вывод, что разгерметизация оборудования ведет к выбросу горючих жидкостей, воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию объекта с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источников воспламенения. Основными взрывопожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются нефть с попутным нефтяным газом, деэмульгаторы и метанол.

Отсутствие в производственном процессе веществ с особо опасными свойствами (в частности сероводорода и т.п.), достаточно высокая химическая стабильность используемых на установке веществ, позволяет исключить возможность взрывов внутри основного технологического оборудования. Причины возникновения аварийных ситуаций на промышленном объекте можно условно объединить в следующие взаимосвязанные группы:

- 1) Разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры, и отказы (неполадки) систем противоаварийной защиты объекта.
- 2) Ошибочные действия персонала, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала.
- 3) Внешние воздействия природного и техногенного характера.

Причины, связанные с разрушением (разгерметизацией) технологического оборудования, трубопроводов, арматуры и отказами систем противоаварийной защиты (ПАЗ) объекта. К основным причинам,

приводящим к разрушениям и отказам оборудования и трубопроводов и систем ПАЗ, относятся:

- нарушение прочности технологического оборудования и трубопроводов, вследствие коррозии и эрозии оборудования и трубопроводов;
- физический износ, механическое повреждение или температурная деформация оборудования и трубопроводов;
- причины, связанные с типовыми процессами;
- прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, газа и т.п.).

Нарушение прочности оборудования и трубопроводов может быть вызвано заводскими дефектами, дефектами сварочно-монтажных работ, хрупкостью металла, физическим износом, температурной деформацией, коррозионными процессами. Опасности, связанные с физическим износом и коррозией, особенно актуальны, так как нефтяной флюид обладает повышенной коррозионной активностью, особенно в условиях эксплуатации оборудования при резких перепадах температур и высокой обводненности нефтегазожидкостной смеси.

Применительно к условиям Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения возможными причинами разрушения технологического оборудования, связанные с нарушением его прочности, являются:

1) Для емкостного оборудования:

- коррозия корпуса,
- разрушение сварных и фланцевых соединений,
- разрушение запорной арматуры.

2) Для насосных агрегатов:

- дефект корпуса,
- механические неисправности отдельных деталей и узлов насосов,
- заводской брак,

- старение,
- коррозия,
- разрушения при повышенной вибрации.

3) Для трубопроводов:

- коррозионное растрескивание,
- разрушение сварных и фланцевых соединений,
- разрушение несущих опор,
- разрушение запорной и регулирующей арматуры.

Внешние механические повреждения оборудования и трубопроводов на открытых площадках возможны вследствие транспортных аварий, проведения погрузо-разгрузочных работ, воздействия на трубопроводы и оборудование поражающих факторов техногенных аварий на соседних объектах и технологических узлах. В большинстве случаев, данные аварии являются следствием недостаточной квалификации персонала, несоблюдения правил технической эксплуатации и технической безопасности, отсутствием контроля со стороны лиц, ответственных за проведение работ.

Причины, связанные с основными (типовыми) процессами. Среди процессов, протекающих на декларируемом объекте, в качестве основных, следует выделить: массообменные (сепарация пластовой нефти и попутного газа), гидродинамические и газодинамические процессы транспорта жидкости и газа по технологическим трубопроводам.

1) Массообменные процессы. К массообменным процессам на декларируемом объекте следует, в первую очередь, отнести сепарационные процессы - процессы разделения газожидкостной смеси (пластовой нефти), поступающей на производственную площадку, в сепарационных аппаратах и отстойниках. По характеру процесса опасность возникновения внутренних взрывов маловероятна. Под влиянием внешних факторов (механических повреждений, пожаре и др.) может произойти разгерметизация аппарата с залповым выбросом значительного количества опасных веществ и образованием за

пределами аппарата взрывоопасных газовоздушных смесей (ГВС) и разливов нефти. При несвоевременной локализации существует вероятность возникновения дефлаграции газовоздушной среды, пожара пролитой жидкой фазы, и распространение аварии по принципу «домино» с вовлечением дополнительных масс опасных веществ.

2) Гидродинамические и газодинамические процессы. Гидродинамические процессы связаны с насосным оборудованием и транспортом жидкостей по трубопроводам. Газодинамические процессы связаны с транспортом газа по трубопроводам. Опасность гидродинамических процессов в насосном оборудовании связана с возможностью реализации кавитации, которая способна привести к частичной или полной разгерметизации системы и выбросу значительных количеств опасных веществ, которые при наличии источника инициирования могут воспламениться. Опасность транспортировки нефти и транспортировки газа связана с постоянными динамическими нагрузками в системе. Перепады давления, динамические и статические нагрузки создают условия для деформационного старения металла. Большое количество арматуры создают дополнительную опасность разгерметизации.

Причинами разгерметизации трубопроводных систем могут быть:

- остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, которые могут вызвать поломку элементов запорных устройств, образование трещин, разрывы трубопроводов; разрушение под воздействием температурных деформаций; гидравлические удары;
- вибрация;
- превышение давления.

Особого внимания требует эксплуатация факельных систем. Можно выделить несколько основных причин возникновения аварийных ситуаций:

- проникновение воздуха в газовый коллектор и образование в нем взрывоопасной газозвушной смеси. Воздух в коллектор может попасть через верхний открытый срез ствола факельной трубы, что обусловлено малой скоростью сбрасываемого газа и нарушением режима продувки факельной системы. Воздух в факельные трубопроводы часто попадает также при образовании вакуума в системе и нарушениях герметичности аппаратуры и газопроводов. Иногда взрывоопасные газовые смеси образуются при продувке технологической аппаратуры от воздуха и сбросе продувочных газов на факел. При падении давления в системе и малой скорости истечения газа из факельной горелки происходит проскок пламени в газовый коллектор;
- выброс взрывоопасных газов в атмосферу через лопнувший трубопровод или из разрушенного аппарата факельной системы. Разрушение трубопроводов может быть вызвано превышением давления, например, при замерзании воды в системе или под воздействием динамических ударов при залповом сбросе газов с высоким давлением;
- гидравлические удары в трубопроводах, вызванные скоплением большого количества жидкости (конденсата) в заниженных участках трубопроводах и аппаратуре;
- прочие аварии и аварийные ситуации, вызванные отсутствием средств контроля и автоматического регулирования количества, давления и температуры газовых смесей, сбрасываемых на факел; несовершенством конструкции и неисправностями соответствующих элементов и узлов факельной системы.

Применительно к условиям Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения возможными причинами разрушения технологического оборудования, связанными с применяемыми технологическими процессами, являются:

1) Для насосных агрегатов:

- кавитация при понижении давления на всасывающем трубопроводе;
- гидравлический удар при быстром закрытии или открытии запорных и регулирующих устройств или при внезапной остановке насоса;
- повышение давления жидкости.

2) Для трубопроводов:

- вибрации;
- остаточное напряжение в материале труб в сочетании с напряжением, возникающем при монтаже и ремонте, что может вызвать поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин, разрыв трубопровода;
- разрушения под воздействием температурных деформаций;
- гидравлические удары;
- превышения давления и тому подобное.

Прекращение подачи энергоресурсов может привести к нарушению нормального режима работы, насосов, отказу систем аварийной сигнализации и автоматического управления, и как следствие, к нарушению нормального режима технологических операций и созданию аварийной ситуации. При полном прекращении электроснабжения и срабатывании аварийных программ из технологических систем через предохранительные клапаны и другие устройства сбрасывается огромное количество горючих газов, с которыми аварийные системы утилизации или сжигания газовых сбросов не справляются. По этой причине при внезапном прекращении электроснабжения возможны аварии с разрушением факельных систем.

Причины, связанные с ошибками, запаздыванием, бездействием персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированными действиями персонала:

- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- ошибочные действия при ремонтных работах на объекте;
- запаздывание при принятии решений по задействию нужного уровня системы защиты;
- бездействие и ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Ростехнадзора;
- выдача должностными лицами указаний или распоряжений, принуждающих подчинённых нарушать правила безопасности и охраны труда;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- в нарушении работы, отключении систем взрывозащиты оборудования, систем автоматики и безопасности электрооборудования;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

Уровень автоматизации технологического процесса требует от обслуживающего персонала высокой квалификации и повышенного внимания. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования и резервуаров опасными веществами.

Неправильные действия обслуживающего персонала, несоблюдение ими правил и инструкций по эксплуатации являются одной из причин

вынужденных остановок емкостных аппаратов, двигателей и агрегатов. Мелкие незамеченные или своевременно не устраненные дефекты в работе оборудования могут вызвать впоследствии значительные неисправности и повреждения. Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования, ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными режимами, с освобождением и заполнением оборудования и резервуаров опасными веществами. В случае неправильных действий персонала существует возможность разгерметизации систем и возникновения аварийной ситуации.

К причинам, связанным с внешними воздействиями природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды от статического электричества;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- сезонная подвижка, посадка и пучение грунта;
- снежные заносы и аномальное понижение (повышение) температуры воздуха;
- попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних технологических установках;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта, аварии воздушных судов;
- преднамеренные действия (диверсия).

Анализ условий возникновения аварий и их развития, а также способы предупреждения, локализации (ликвидации) последствий аварий указаны в Приложении Г, Таблица Г.1.

6.2 Состав и дислокация сил и средств, для локализации и ликвидации последствий аварий

Состав и дислокация сил и средств, задействованных в локализации и ликвидации аварий ОПО пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Состав и дислокация сил и средств для локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО

Наименование сил и средств	Дислокация сил и средств	Состав сил и средств
Нештатное аварийно-спасательное формирование ООО «Газпромнефть-Хантос»	Ханты-Мансийский р-н	Согласно, приложения 4, 5 Плана по локализации и ликвидации последствий аварий
Круглосуточный пожарный пост	В 53 км севернее районного центра Уват.	1. Штатная численность – 2 человека. 2. Транспорт: 1 автоцистерна.
ЛПДС «Демьянское»	Тюменская обл., Уватский р-н, п. Демьянское	1. Штатная численность – 4 человека. 2. Транспорт: 2 автоцистерны.
ОП п. Демьянское	Тюменская обл., Уватский р-н, п. Демьянское	1. Штатная численность – 4 человека. 2. Транспорт: 2 автоцистерны.
ОП с. Першино	Тюменская обл., Уватский р-н, с. Першино	1. Штатная численность – 2 человека. 2. Транспорт: 1 автоцистерна.
ПЧ № 140 «23 ОФПС по Тюменской области»	Тюменская область, с. Уват, ул. Дорожная, 4 а	1. Штатная численность – 2 человека. 2. Транспорт: 1 автоцистерна.

6.3 Организация взаимодействия сил и средств по локализации и ликвидации последствий аварий

Цель взаимодействия: совместными усилиями руководства ООО «Газпромнефть-Хантос» и привлекаемыми организациями к локализации и ликвидации аварий снизить степень риска, вероятность возникновения аварий, обусловленных техногенными и природными факторами, разгерметизацией оборудования, а также актами терроризма. При возникновении аварии обеспечить максимальную защиту персонала предприятия и другого населения, территории и материальных средств от последствий аварии, катастроф и стихийных бедствий.

В состав сил и средств, привлекаемых для проведения работ, связанных с локализацией и ликвидацией аварий, входят как сотрудники организации, так и сторонние организации.

Взаимодействие осуществляется по вопросам:

- сбора и обмена информацией об аварии;
- оповещение об угрозе или возникновении аварии;
- направления и использование сил и средств для локализации и ликвидации аварии;
- в определении места и времени сбора выделенных в его распоряжение сил и средств;
- в распределении сил и средств по объектам (направлениям) работ;
- постановке задач, определении порядка, очередности и сроков их выполнения;
- в перераспределении сил и средств по мере выполнения задач или при изменениях обстановки;
- в определении порядка доклада о выполнении задач;
- в осуществлении информирования руководства предприятия об обстановке, ходе работ и возникающих дополнительных потребностях в материально-технических ресурсах, силах и средствах;

- согласование порядка проведения аварийно-спасательной и другой неотложной работы;
- обеспечение безопасности персонала предприятий и населения.

Взаимодействие с отделом по делам ГО и ЧС осуществляется по вопросам оперативного оповещения и связи со звеньями территориальных подсистем Единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС) в районах, на территории которых произошла авария. В случае крупномасштабной аварии, организуется передвижной пункт управления, который обеспечивает выделение необходимых сил и средств территориальной подсистемы РСЧС.

Взаимодействие с Управлением здравоохранения администрации субъектов РФ осуществляется в случае необходимости, оказания помощи медицинской службой персоналу, пострадавшему в результате аварии. К аварийно-спасательным работам привлекаются медицинские учреждения Уватского и Кондинского районов, которые организуют медицинскую защиту населения, рабочего персонала, несение дежурства, оказание помощи пострадавшим и их доставки в соответствующие больничные учреждения.

Взаимодействие с постом круглосуточного дежурства по вопросам предупреждения и ликвидации пожаров осуществляется на основании и в порядке, указанном в заключенном договоре «об оказании услуг по предупреждению и тушению пожаров».

Участники взаимодействия несут ответственность за своевременное выделение имеющихся в их распоряжении сил и средств, оказания помощи людям, терпящим бедствие в результате аварии.

6.4 Организация управления, связи и оповещения при аварии на опасном производственном объекте

Для обеспечения устойчивого и непрерывного управления силами и средствами в операции по предупреждению и ликвидации аварии Пункта

подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения используется система радиотелефонной связи.

Порядок функционирования системы связи и оповещения по сбору и доведению информации об аварии регламентирован соответствующими нормативно-правовыми документами.

Номера телефонов оповещаемых лиц и организаций уточняются не реже одного раза в полгода.

При производстве работ по локализации и ликвидации аварий допускается применение сотовых телефонов для прямой связи между членами бригад.

Система управления должна отвечать следующим требованиям: оперативность, устойчивость, непрерывность, эффективность, достоверность передаваемой информации.

6.5 Первоочередные действия при получении сигнала об аварии на опасном производственном объекте

При возникновении аварии на опасном объекте необходимо произвести аварийную остановку технологического процесса. Первоочередные действия персонала Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения при аварии утверждены в должностных инструкциях.

При угрозе или возникновении аварии на опасном производственном объекте первоочередные действия предусматривают:

- немедленный вызов НАСФ;
- немедленный вызов пожарной службы;
- аварийная остановка технологического процесса;
- оповещение персонала и вывод персонала, не занятого в работах по локализации и ликвидации аварии, в безопасную зону;
- оповещение в соответствии с утвержденной схемой оповещения;

- при возникновении пожара – применение, при наличии возможности, первичных средств пожаротушения, при отсутствии такой возможности – принятие мер по безопасности персонала.

6.6 Мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населения

Вблизи опасного производственного объекта Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения жилой застройки нет. Ближайшие населенные пункты находятся на большом удалении от границ опасного объекта.

Мероприятия по обеспечению безопасности персонала включают в себя:

- выполнение технологических процессов в соответствии с действующими правилами и инструкциями;
- применение производственного оборудования, удовлетворяющего требованиям нормативной документации и не являющегося источником травматизма и профессиональных заболеваний;
- применение надежно действующих и регулярно поверяемых контрольно-измерительных приборов, устройств противоаварийной защиты, средств получения и передачи информации;
- применение герметичной быстродействующей запорной и регулирующей арматуры и средств локализации опасных и вредных производственных факторов;
- рациональное размещение производственного оборудования и организации рабочих мест;
- профессиональный отбор, обучение работников, проверка их знаний и навыков безопасности труда;
- применение средств индивидуальной защиты, выдаваемых работникам предприятием;

- осуществление технических и организационных мер по предотвращению взрыва и противопожарной защите;
- оснащение первичными средствами пожаротушения в соответствии с проектом и установленными нормами.

В зависимости от рода выполняемых работ при угрозе поражения, персонал использует противогазы, респираторы, защитные комплекты.

Первоочередные меры по защите персонала, не принимающего участия в локализации и ликвидации аварий – эвакуация в безопасную зону.

Основными мероприятиями при проведении работ по локализации и ликвидации аварий по защите здоровья и жизни людей, работающих или находящихся в опасной зоне, являются:

- организация охраны и ограничение доступа в район аварии;
- организация дежурства бригад скорой помощи и пожарных в районе аварии;
- ограждение зоны аварии;
- соблюдение мер противопожарной безопасности;
- оказание помощи пострадавшим, их эвакуации и лечения;
- организация мониторинга окружающей среды в зоне аварии;
- приведение в готовность приемных отделений больниц для приема пострадавших.

Медицинское обеспечение организуется в целях своевременного оказания медицинской помощи рабочим, служащим, а также эвакуации их в лечебные учреждения. При этом важно своевременно и правильно оказать пострадавшему первую помощь. До оказания первой помощи необходимо выяснить характер повреждения (ушиб, ожог, отравление и т.д.) и, по возможности, степень его тяжести, ограничиваясь расспросом пострадавшего и осмотром поврежденного участка.

7 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

7.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий и охраны труда

Руководителями предприятия по производственной безопасности совместно с руководителями структурных подразделений ежегодно разрабатывается план мероприятий по улучшению условий и охраны труда в компании. Мероприятия поставлены на достижение следующих целей:

- снижение производственного травматизма (цель – ноль);
- снижение воздействия опасных и вредных производственных факторов на здоровье сотрудников;
- минимизация финансовых издержек;
- рост производительности труда;
- омоложение трудового коллектива за счет привлечения молодых специалистов (внедрение мероприятий поддержки молодых специалистов).

Пример мероприятий на текущий календарный год представлен в Таблице 7.

Таблица 7 – План мероприятий по улучшению условий и охраны труда Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения

Наименование рабочего места	Наименование мероприятия	Цель мероприятия	Срок выполнения	Структурные подразделения привлекаемые для выполнения
Оператор технологических установок	Автоматизация систем управления, учета и контроля.	1. Снижение воздействия опасных и вредных производственных факторов	Ноябрь 2022	1. Специалисты цеха подготовки и перекачки нефти. 2. Специалисты

Продолжение Таблицы 7

Наименование рабочего места	Наименование мероприятия	Цель мероприятия	Срок выполнения	Структурные подразделения привлекаемые для выполнения
		на здоровье сотрудников. 2. Снижение производственного травматизма, риска инцидентов и аварий. 3. Рост производительности труда.		управления производственной безопасности. 3. Специалисты отдела автоматизации. 4. Специалисты управления энергоснабжения.
	Модернизация системы дренирования газопровода		Август 2022	1. Специалисты цеха подготовки и перекачки нефти. 2. Специалисты управления производственной безопасности. 3. Специалисты цеха ремонта и сервиса

При реализации данных мероприятий снизится риск получения производственной травмы, а также воздействия опасных и вредных производственных факторов на здоровье оператора технологических установок. Внедрение мероприятий даст возможность вовремя предугадать аварийную ситуацию и предотвратить ее без каких-либо неблагоприятных последствий.

6.2 Расчет размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Прежде чем приступить к расчетам, необходимо определить размер страхового тарифа, исходя из основного вида деятельности компании. Основным видом деятельности компании является «добыча нефти» код по

ОКВЭД 06.10.1. Согласно, Приложения к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 30.12.2016г. № 851н данный вид деятельности относится к «30 классу» профессионального риска. Для определения страхового тарифа, дифференцированного по классу профессионального риска воспользуемся статьей 1, Федерального закона от 22.12.2005 N 179-ФЗ "О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год". Изучив нормативно-правовой документ, размер страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний по классу профессионального риска установлен – 7,4%.

Данные для вычисления размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний приведены в Таблице 8.

Таблица 8 – Данные для расчета размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Показатель	Условное обозначение	Единица измерения	Данные по годам		
			2019	2020	2021
Страховой тариф [27]	$t_{\text{страх}}$	%	7,4		
Среднесписочная численность работающих [27]	N	чел.	1684	1625	1743
Количество страховых случаев за год [27]	K	шт.	4	2	2
Количество страховых случаев за год, исключая со смертельным исходом [27]	S	шт.	2	2	1
Число дней временной нетрудоспособности в связи со страховым случаем [27]	T	дней	350	145	220
Сумма обеспечения по страхованию [27]	O	руб.	700000	880000	1100000

Продолжение Таблицы 8

Показатель	Условное обозначение	Единица измерения	Данные по годам		
			2019	2020	2021
Фонд заработной платы за год [27]	ФЗП	руб.	70728000	72150000	83664000
Число рабочих мест на которых проведена специальная оценка условий труда [27]	q11	шт.	900	900	900
Число рабочих мест подлежащих специальной оценке условий труда [27]	q12	шт.	900	900	900
Число рабочих мест отнесенных к вредным и опасным классам условий труда по результатам специальной оценки условий труда [27]	q13	шт.	315	315	315
Число работников прошедших обязательные медицинские осмотры [27]	q21	чел.	1721	1680	1789
Число работников подлежащих направлению на обязательные медицинские осмотры [27]	q22	чел.	1721	1680	1789

«Для успешного расчета скидки или надбавки к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний необходимо найти следующие основные показатели» [27].

«Первый показатель « $a_{\text{стр}}$ » - отношение суммы обеспечения по страхованию в связи со всеми произошедшими у страхователя страховыми случаями к начисленной сумме страховых взносов. Первый показатель рассчитывается по формуле» [27]:

$$a_{\text{стр}} = \frac{O}{V}, \quad (1)$$

$$a_{\text{стр}} = \frac{2680000}{16764108} = 0,16,$$

«где O – сумма обеспечения по страхованию, произведенного за три года, предшествующих текущему, (руб.);

V – сумма начисленных страховых взносов за три года, предшествующих текущему, (руб.)» [27].

$$V = \sum \text{ФЗП} \times t_{\text{стр}}, \quad (2)$$

$$V = 226542000 \times 7,4\% = 16764108,$$

«где $\sum \text{ФЗП}$ – сумма фонда заработной платы за три года, (руб.);

$t_{\text{стр}}$ – страховой тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, (%)» [27].

«Второй показатель « $b_{\text{стр}}$ » - количество страховых случаев у страхователя, приходящихся на 1000 работающих. Данный показатель рассчитывается по формуле» [27]:

$$b_{\text{стр}} = \frac{K \times 1000}{N}, \quad (3)$$

$$b_{\text{стр}} = \frac{8 \times 1000}{5052} = 1,58,$$

«где K – количество случаев, признанных страховыми за три года, предшествующих текущему, (шт.);

N – среднесписочная численность работающих за три года, предшествующих текущему, (чел.)» [27].

«Третий показатель « $c_{\text{стр}}$ » - количество дней временной нетрудоспособности у страхователя на один несчастный случай, признанный страховым, исключая случаи со смертельным исходом. Показатель рассчитывается по формуле» [27]:

$$c_{\text{стр}} = \frac{T}{S}, \quad (4)$$

$$c_{\text{стр}} = \frac{715}{5} = 143,$$

«где Т – число дней временной нетрудоспособности в связи с несчастными случаями, признанными страховыми, за три года, предшествующих текущему, (дней);

S – количество несчастных случаев, признанных страховыми, исключая случаи со смертельным исходом, за три года, предшествующих текущему, (шт.)» [27].

«Также для определения размера скидки и надбавки к страховому тарифу необходимо рассчитать два коэффициента. Первый коэффициент «q1» - коэффициент проведения специальной оценки условий труда у страхователя. Данный коэффициент рассчитывается по формуле» [27]:

$$q1 = \frac{q11 - q13}{q12},$$

$$q1 = \frac{900 - 315}{900} = 0,65, \quad (5)$$

«где q11 – количество рабочих мест, в отношении которых проведена специальная оценка условий труда на 1 января текущего календарного года, (шт.);

q12 – общее количество рабочих мест, (шт.);

q13 – количество рабочих мест, условия труда на которых отнесены к опасным или вредным условиям труда по результатам проведения специальной оценки условий труда» [27].

«Второй коэффициент «q2» - коэффициент проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров у страхователя. Коэффициент рассчитывается по следующей формуле» [27]:

$$q2 = \frac{q21}{q22}, \quad (6)$$

$$q2 = \frac{1789}{1789} = 1,$$

«где $q21$ – количество работников, прошедших обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами на 1 января текущего календарного года, (чел.);

$q22$ – количество всех работников, подлежащих данным видам осмотра, у страхователя» [27].

«Поскольку найденные значения (а, b, с) больше значений трех аналогичных показателей по основному виду экономической деятельности страхователя, то размер надбавки рассчитывается по формуле» [27]:

$$P(\%) = \left\{ \frac{\left(\frac{a_{\text{стр}}}{a_{\text{ВЭД}}} + \frac{b_{\text{стр}}}{b_{\text{ВЭД}}} + \frac{c_{\text{стр}}}{c_{\text{ВЭД}}} \right)}{3} - 1 \right\} \times (1 - q1) \times (1 - q2) \times 100 + P(1) \quad (7)$$

$$P(\%) = \left\{ \frac{\left(\frac{0,16}{0,05} + \frac{1,58}{0,55} + \frac{143}{136,96} \right)}{3} - 1 \right\} \times (1 - 0,65) \times (1 - 1) \times 100 + 0,1 = 5\%,$$

«Где $a_{\text{стр}}$, $b_{\text{стр}}$, $c_{\text{стр}}$ – показатели «а», «b», «с», рассчитанные по данным страхователя;

$a_{\text{ВЭД}}$, $b_{\text{ВЭД}}$, $c_{\text{ВЭД}}$ – значения показателей по виду экономической деятельности которому соответствует основной ОКВЭД страхователя» [27].

«Показатель $P(1)$ рассчитывается по следующей формуле» [27]:

$$P(1) = 0,1 \times N \times 100\%, \quad (8)$$

$$P(1) = 0,1 \times 1 \times 100\% = 0,1,$$

«где N - количество погибших в групповом несчастном случае.

Рассчитываем размер страхового тарифа на следующий год с учетом надбавки по следующей формуле» [27]:

$$t_{\text{стр}}^{2022} = t_{\text{стр}}^{2021} + t_{\text{стр}}^{2021} \cdot P, \quad (9)$$

$$t_{\text{стр}}^{2022} = 7,4 + 7,4 \cdot 5\% = 7,8\%,$$

«где $t_{\text{стр}}^{2021}$ – размер страхового тарифа, предшествующий текущему году;

P – размер надбавки к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, (%)» [27].

«Рассчитываем размер страховых взносов по новому тарифу в следующем году, по формуле» [27]:

$$V^{2022} = \text{ФЗП}^{2021} \cdot t_{\text{стр}}^{2022}$$

$$V^{2022} = 83664000 \cdot 7,8\% = 6525792, \quad (10)$$

$$V^{2021} = 72150000 \cdot 7,8\% = 5627700,$$

«где ФЗП^{2021} – фонд заработной платы в текущем году, (руб.);

$t_{\text{стр}}^{2022}$ - размер страхового тарифа на следующий год с учетом надбавки, (%)» [27].

«Определяем размер экономии (роста) страховых взносов в следующем году, по формуле» [27]:

$$\text{Э} = V^{2022} - V^{2021}$$

$$\text{Э} = 6525792 - 5627700 = 898092, \quad (11)$$

«где V^{2022} - размер страховых взносов по новому тарифу в следующем году, (руб.);

V^{2021} - размер страховых взносов по новому тарифу в текущем году, (руб.)» [27].

6.3 Оценка эффективности мероприятий по охране труда

«Основными показателями социального эффекта мероприятий по улучшению условий и охраны труда являются [27]:

- уменьшение численности работников, условия труда которых на рабочих местах не соответствуют нормативным требованиям;
- снижение уровня травматизма;
- условная экономия (высвобождение) численности работающих в неблагоприятных условиях труда и увеличения фонда рабочего времени в связи с сокращением потерь по временной нетрудоспособности» [27].

«При оценке санитарно-гигиенической эффективности проводимых мероприятий по охране труда определяют, во-первых, увеличение количества производственного оборудования (ΔM), соответствующего требованиям безопасности. А также увеличение числа производственных помещений (ΔB), отвечающих требованиям безопасной их эксплуатации» [27].

«Основными показателями экономической оценки мероприятий по улучшению условий и охраны труда являются [27]:

- экономия от сокращения материальных затрат за счет снижения травматизма и заболеваемости, обусловленных производством;
- экономия от снижения дополнительных расходов на выплаты льгот и компенсаций за счет сокращения (высвобождения) численности работающих в неблагоприятных условиях труда;
- рост производительности труда за счет условной экономии (высвобождения) численности работающих (рабочих) в неблагоприятных условиях труда и увеличения фонда рабочего времени в связи с сокращением потерь по временной нетрудоспособности» [27].

В таблице 9 представлены данные для расчета показателей эффективности мероприятий по охране труда.

Таблица 9 – «Исходные данные для расчета показателей эффективности мероприятий по охране труда» [27].

Наименование показателя	Условное обозначение	Единица измерения	Значение показателя	
			1 (до реализации мероприятий)	2 (после реализации мероприятий)
Число единиц производственного оборудования, не соответствующего требованиям безопасности [27]	М _і	шт.	8	4
Общее количество единиц производственного оборудования [27]	М	шт.	32	32
Количество производственных помещений, которые не отвечают требованиям безопасной их эксплуатации [27]	Б _і	шт.	0	0
Общее число производственных помещений [27]	Б	шт	10	10
Количество рабочих мест, условия труда на которых не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям [27]	К _і	РМ	2	1
Общее количество рабочих мест [27]	КЗ	РМ	3	3
Численность занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям [27]	Ч _і	чел.	315	180
Годовая среднесписочная численность работников [27]	ССЧ	чел.	1743	1743
Число пострадавших от несчастных случаев на производстве [27]	Чнс	чел.	2	1
Количество дней нетрудоспособности в связи с несчастными случаями [27]	Днс	дн	220	90
Число случаев профессиональных заболеваний [27]	З	шт.	1	0
Количество дней временной нетрудоспособности из-за болезни [27]	Дз	дн.	180	105

Продолжение Таблицы 9

Наименование показателя	Условное обозначение	Единица измерения	Значение показателя	
			1 (до реализации мероприятий)	2 (после реализации мероприятий)
Количество случаев заболевания [27]	Кз	шт.	4	3
Численность работников, которые стали инвалидами [27]	Чи	чел.	1	0
Количество работников, уволившихся по собственному желанию из-за неудовлетворительных условий труда [27]	Чп	чел.	1	0
Плановый фонд рабочего времени в днях [27]	Фплан	дни	240	240
Время оперативное [27]	t_o	мин	110	110
Время обслуживания рабочего места [27]	$t_{ом}$	мин	30	15
Время на отдых [27]	$t_{отл}$	мин	60	60
Продолжение Таблицы 11				
Ставка рабочего [27]	$T_{чс}$	руб/час	85	85
Коэффициент доплат [27]	$k_{допл.}$	%	20	15
Продолжительность рабочей смены [27]	T	час	11	11
Количество рабочих смен [27]	S	шт	1	1
Коэффициент материальных затрат в связи с несчастным случаем [27]	μ		3	3
Страховой тариф по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [27]	$t_{страх}$	%	7,8	7,4
Нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности [27]	Ен		3	3
Единовременные затраты [27]	Зед	руб.		1000000000

«Рассчитаем показатели санитарно-гигиенической эффективности мероприятий по охране труда по формулам, представленным ниже» [27].

«Увеличение количества производственного оборудования (ΔM), соответствующего требованиям безопасности рассчитывается по формуле» [27]:

$$\Delta M = \frac{M_1 - M_2}{M} \times 100\% \quad (12)$$
$$\Delta M = \frac{8-4}{32} \times 100\% = 12,5,$$

«где M_1, M_2 – число единиц производственного оборудования, не соответствующего требованиям безопасности до и после внедрения мероприятий, (шт.);

M – общее количество единиц производственного оборудования, (шт.)» [27].

«Увеличение числа производственных помещений (ΔB), отвечающих требованиям безопасной их эксплуатации, рассчитывается по формуле» [27]:

$$\Delta B = \frac{B_1 - B_2}{B} \times 100\%, \quad (13)$$
$$\Delta B = \frac{0 - 0}{10} \times 100\% = 0,$$

«где B_1, B_2 – количество производственных помещений, которые не отвечающих требованиям безопасной их эксплуатации до и после внедрения мероприятий, (шт.);

B – общее число производственных помещений, (шт.)» [27].

«Сокращение количества рабочих мест (ΔK), условия труда, на которых не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям, рассчитывается по формуле» [27]:

$$\Delta K = \frac{K_1 - K_2}{K_3} \times 100\% \quad (14)$$
$$\Delta K = \frac{2 - 1}{3} \times 100\% = 33,3$$

«где K_1, K_2 – количество рабочих мест, условия труда на которых не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям до и после проведения мероприятий;

K_3 – общее количество рабочих мест» [27].

«Уменьшение численности занятых ($\Delta Ч$), работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям, рассчитывают по формуле» [27]:

$$\Delta Ч = \frac{Ч_1 - Ч_2}{ССЧ} \times 100\%,$$
$$\Delta Ч = \frac{315 - 180}{1743} \times 100\% = 7,7,$$
(15)

«где $Ч_1, Ч_2$ – численность занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям до и после внедрения мероприятий, (чел.);

ССЧ – годовая среднесписочная численность работников, (чел.)» [27].

«Рассчитаем показатели социальной эффективности мероприятий по охране труда по формулам, представленным ниже» [27].

«Коэффициент частоты травматизма рассчитывается по формуле» [27]:

$$K_{ч} = \frac{Ч_{нс} \times 1000}{ССЧ},$$
$$K_{ч1} = \frac{2 \cdot 1000}{1743} = 1,14,$$
$$K_{ч2} = \frac{1 \cdot 1000}{1743} = 0,57,$$
(16)

«где $Ч_{нс}$ – число пострадавших от несчастных случаев на производстве (чел.);

ССЧ – годовая среднесписочная численность работников, (чел.)» [27].

«Коэффициент тяжести травматизма рассчитывается по формуле» [27]:

$$K_T = \frac{D_{\text{НС}}}{\text{Ч}_{\text{НС}}},$$

$$K_{T1} = \frac{220}{2} = 110,$$

$$K_{T2} = \frac{90}{2} = 45,$$
(17)

«где $D_{\text{НС}}$ – количество дней нетрудоспособности в связи с несчастным случаем, (дн.);

$\text{Ч}_{\text{НС}}$ – число пострадавших от несчастных случаев на производстве (чел.)» [27].

«Изменение коэффициента частоты травматизма ($\Delta K_{\text{ч}}$), рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta K_{\text{ч}} = 100\% - \frac{K_{\text{ч}2}}{K_{\text{ч}1}} \times 100\%,$$

$$\Delta K_{\text{ч}} = 100\% - \frac{0,57}{1,14} \times 100\% = 50,$$
(18)

«где $K_{\text{ч}1}$, $K_{\text{ч}2}$ — коэффициент частоты травматизма до и после проведения мероприятий» [27].

«Изменение коэффициента тяжести травматизма ($\Delta K_{\text{т}}$), рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta K_{\text{т}} = 100\% - \frac{K_{\text{т}2}}{K_{\text{т}1}} \cdot 100\%,$$

$$\Delta K_{\text{т}} = 100\% - \frac{45}{110} \cdot 100\% = 60,$$
(19)

«где $K_{\text{т}1}$, $K_{\text{т}2}$ — коэффициент тяжести травматизма до и после проведения мероприятий» [27].

«Уменьшение коэффициента частоты профессиональной заболеваемости из-за неудовлетворительных условий труда, рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta K_3 = \frac{3_1 - 3_2}{\text{ССЧ}} \times 100\% \quad (20)$$

$$\Delta K_3 = \frac{1 - 0}{1743} \times 100\% = 0,05,$$

«где $3_1, 3_2$ – число случаев профессиональных заболеваний соответственно до и после внедрения мероприятий;

ССЧ – годовая среднесписочная численность работников, (чел.)» [27].

«Сокращение коэффициента тяжести заболевания, рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta K_{3.т.} = \frac{D_{31}}{K_{31}} - \frac{D_{32}}{K_{32}}, \quad (21)$$

$$\Delta K_{3.т.} = \frac{180}{4} - \frac{105}{3} = 10,$$

«где D_{31}, D_{32} – количество дней временной нетрудоспособности из-за болезни соответственно до и после внедрения мероприятий;

K_{31}, K_{32} – количество случаев заболевания соответственно до и после внедрения мероприятий» [27].

«Уменьшение числа случаев выхода на инвалидность в результате травматизма или профессиональной заболеваемости, рассчитаем» [27]:

$$\Delta Ч = \frac{Ч_{и1} - Ч_{и2}}{\text{ССЧ}} \times 100\%, \quad (22)$$

$$\Delta Ч = \frac{1 - 0}{1743} \times 100\% = 0,05,$$

«где $Ч_{и1}, Ч_{и2}$ – численность работников, которые стали инвалидами до и после проведения мероприятий, (чел.);

ССЧ – годовая среднесписочная численность работников, (чел.)» [27].

«Сокращение текучести кадров из-за неудовлетворительных условий труда, рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta Ч_{п} = \frac{Ч_{п1} - Ч_{п2}}{\text{ССЧ}}, \quad (23)$$

$$\Delta Ч_{п} = \frac{1 - 0}{1743} = 0,05,$$

«где $Ч_{п1}$, $Ч_{п2}$ – количество работников, уволившихся по собственному желанию из-за неудовлетворительных условий труда соответственно до и после внедрения мероприятий, (чел.)» [27].

«Расчет потери рабочего времени в связи с временной утратой трудоспособности на 100 рабочих за год, проведем по формуле» [27]:

$$\begin{aligned} ВУТ &= \frac{100 \times Д_{нс}}{ССЧ}, \\ ВУТ_1 &= \frac{100 \times 220}{1743} = 12,62, \\ ВУТ_2 &= \frac{100 \times 90}{1743} = 5,16, \end{aligned} \quad (24)$$

«где $Д_{нс}$ – количество дней нетрудоспособности в связи с несчастным случаем, (дн.);

$ССЧ$ – годовая среднесписочная численность работников, (чел.)» [27].

«Фактический годовой фонд рабочего времени на 1 основного рабочего, рассчитаем по формуле» [27]:

$$\begin{aligned} \Phi_{факт} &= \Phi_{план} - ВУТ, \\ \Phi_{факт1} &= 240 - 12,62 = 227,38, \\ \Phi_{факт2} &= 240 - 5,16 = 234,84, \end{aligned} \quad (25)$$

«где $\Phi_{план}$ – плановый фонд рабочего времени в днях, (дни);

$ВУТ_1$, $ВУТ_2$ - потери рабочего времени в связи с временной утратой трудоспособности на 100 рабочих за год, до и после внедрения мероприятий, (дни)» [27].

«Прирост фактического фонда рабочего времени на 1 основного рабочего после проведения мероприятия по охране труда, рассчитаем по формуле» [27]:

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = \Phi_{\text{факт2}} - \Phi_{\text{факт1}},$$

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = 234,84 - 227,38 = 7,46,$$
(26)

«Где $\Phi_{\text{факт1}}$, $\Phi_{\text{факт2}}$ – фактический годовой фонд рабочего времени на 1 основного рабочего до и после внедрения мероприятий, (дни)» [27].

«Относительное высвобождение численности рабочих за счет снижения количества дней невыхода на работу, рассчитываем по формуле» [27]:

$$\mathcal{E}_ч = \frac{\text{ВУТ}_1 - \text{ВУТ}_2}{\Phi_{\text{факт1}}} \times Ч_1,$$

$$\mathcal{E}_ч = \frac{12,62 - 5,16}{227,38} \times 315 = 10,3,$$
(27)

«где ВУТ_1 , ВУТ_2 - потери рабочего времени в связи с временной утратой трудоспособности на 100 рабочих за год, до и после внедрения мероприятий, (дни);

$\Phi_{\text{факт1}}$ – фактический годовой фонд рабочего времени на 1 основного рабочего до и после внедрения мероприятий, (дни);

$Ч_1$ - численность занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям, (чел.)» [27].

«Рассчитаем показатели экономической эффективности мероприятий по охране труда по формулам, представленным ниже» [27].

«Суммарные затраты времени (включая перерывы на отдых) на технологический цикл, рассчитаем по формуле» [27]:

$$t_{\text{шт}} = t_o + t_{\text{ом}} + t_{\text{отл}},$$

$$t_{\text{шт1}} = t_{o1} + t_{\text{ом1}} + t_{\text{отл1}} = 110 + 30 + 60 = 200,$$

$$t_{\text{шт2}} = t_{o2} + t_{\text{ом2}} + t_{\text{отл2}} = 110 + 15 + 60 = 185,$$
(28)

«где $t_{\text{шт1}}$ и $t_{\text{шт2}}$ — суммарные затраты времени (включая перерывы на отдых) на технологический цикл до и после внедрения мероприятий, (мин.);

t_{o1} и t_{o2} – оперативное время, (мин.);

$t_{отл1}$ и $t_{отл2}$ – время на отдых и личные надобности, (мин.);

$t_{ом1}$ и $t_{ом2}$ – время обслуживания рабочего места, (мин.)» [27].

«Прирост производительности труда за счет уменьшения затрат времени на выполнение операции, рассчитаем по формуле» [27]:

$$P_{тр} = \frac{t_{шт1} - t_{шт2}}{t_{шт1}} \times 100\%,$$
$$P_{тр} = \frac{200 - 185}{200} \times 100\% = 7,5,$$
(29)

«где $t_{шт1}$ и $t_{шт2}$ — суммарные затраты времени (включая перерывы на отдых) на технологический цикл до и после внедрения мероприятий, (мин.)» [27].

«Прирост производительности труда за счет экономии численности работников в результате повышения трудоспособности, рассчитывается по формуле» [27]:

$$P_{эч} = \frac{\mathcal{E}_ч \times 100\%}{ССЧ_1 - \mathcal{E}_ч},$$
$$P_{эч} = \frac{10,3 \times 100\%}{1743 - 10,3} = 0,59,$$
(30)

«где $\mathcal{E}_ч$ — сумма относительной экономии (высвобождения) численности работающих (рабочих) по всем мероприятиям, (чел.);

$ССЧ_1$ – среднесписочная численность работающих до проведения мероприятий, (чел.)» [27].

«Среднедневная заработная плата, рассчитывается по формуле» [27]:

$$ЗП_{дн} = T_{час} \times T \times S \times (100\% + k_{допл}),$$
$$ЗП_{дн1} = 85 \times 11 \times 1 \times 1,2 = 1122,$$
$$ЗП_{дн2} = 85 \times 11 \times 1 \times 1,15 = 1075,25,$$
(31)

«где $T_{чс1}$ и $T_{чс2}$ – часовая тарифная ставка, (руб./час);

$k_{допл1}$ и $k_{допл2}$ – коэффициент доплат за условия труда, (%);

T_1 и T_2 – продолжительность рабочей смены, (час.);

S_1 и S_2 – количество рабочих смен, (шт.)» [27].

«Материальные затраты в связи с несчастными случаями на производстве, рассчитываются по формуле» [27]:

$$P_{мз} = ВУТ \times ЗПЛ_{дн} \times x \times \mu,$$
$$P_{мз1} = ВУТ_1 \times ЗПЛ_{дн1} \times x_1 \times \mu_1 = 12,62 \times 1122 \times 3 = 42478,92, \quad (32)$$
$$P_{мз2} = ВУТ_2 \times ЗПЛ_{дн2} \times x_2 \times \mu_2 = 5,16 \times 1075,25 \times 3 = 16644,87,$$

«где $P_{мз1}$, $P_{мз2}$ — материальные затраты в связи с несчастными случаями до и после проведения мероприятий, (руб.);

$ВУТ$ — потери рабочего времени в связи с временной утратой трудоспособности на 100 рабочих за год до и после проведения мероприятия, (дни);

$ЗПЛ_{дн1}$ и $ЗПЛ_{дн2}$ — среднедневная заработная плата одного работающего, (руб.);

μ_1 и μ_2 — коэффициент, учитывающий все элементы материальных затрат по отношению к заработной плате» [27].

«Годовая экономия материальных затрат, рассчитывается по формуле» [27]:

$$\mathcal{E}_{мз} = P_{мз2} - P_{мз1}, \quad (33)$$
$$\mathcal{E}_{мз} = P_{мз2} - P_{мз1} = 16644,87 - 42478,92 = -25834,05,$$

«где $P_{мз1}$, $P_{мз2}$ — материальные затраты в связи с несчастными случаями до и после проведения мероприятий, (руб.)» [27].

«Среднегодовая заработная плата, рассчитывается по формуле» [27]:

$$ЗПЛ_{год} = ЗПЛ_{дн} \times \Phi_{план},$$
$$ЗПЛ_{год1} = ЗПЛ_{дн1} \times \Phi_{план1} = 1122 \times 240 = 269280, \quad (34)$$
$$ЗПЛ_{год2} = ЗПЛ_{дн2} \times \Phi_{план2} = 1075,25 \times 240 = 258060,$$

«где ЗПЛ_{дн1} и ЗПЛ_{дн2} — среднедневная заработная плата одного работающего, (руб.);

Ф_{план1} и Ф_{план2} – плановый фонд рабочего времени в днях, (дни)» [27].

«Годовая экономия за счет уменьшения затрат на выплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда рассчитывается по формуле» [27]:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{усл тр}} &= (Ч_1 - Ч_2) \times (\text{ЗПЛ}_{\text{год1}} - \text{ЗПЛ}_{\text{год2}}), \\ \mathcal{E}_{\text{усл тр}} &= (315 - 180) \times (269280 - 258060) = 1514700, \end{aligned} \quad (35)$$

«где Ч₁, Ч₂ – численность занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям до и после проведения мероприятий, (чел);

ЗПЛ_{год1} и ЗПЛ_{год2} — среднегодовая заработная плата работника, (руб.)» [27].

«Годовая экономия по отчислениям на социальное страхование (Э_{страх}) образуется за счет уменьшения затрат на выплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда, рассчитывается по формуле» [27]:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{страх}} &= \mathcal{E}_{\text{усл.тр}} \times t_{\text{страх}}, \\ \mathcal{E}_{\text{страх}} &= \mathcal{E}_{\text{усл.тр}} \times t_{\text{страх}} = 1514700 \times 7,8 = 11814660, \end{aligned} \quad (36)$$

«где Э_{усл.тр} - годовая экономия за счет уменьшения затрат на выплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда, (руб.);

t_{страх} — страховой тариф по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» [27].

«Общий годовой экономический эффект (Э_г) от мероприятий по улучшению условий труда представляет собой экономию приведенных затрат от внедрения данных мероприятий и рассчитывается по формуле» [27]:

$$\mathcal{E}_Г = \mathcal{E}_{мз} + \mathcal{E}_{\text{усл.тр}} + \mathcal{E}_{\text{страх}}, \quad (37)$$

$$\mathcal{E}_Г = 25834,05 + 1514700 + 11814660 = 13355194,05,$$

«где $\mathcal{E}_{мз}$ – годовая экономия материальных затрат, (руб.);

$\mathcal{E}_{\text{усл.тр}}$ – годовая экономия за счет уменьшения затрат на выплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда, (руб);

$\mathcal{E}_{\text{страх}}$ – годовая экономия по отчислениям на социальное страхование, (руб.)» [27].

«Срок окупаемости затрат на проведение мероприятий рассчитывается по формуле» [27]:

$$T_{\text{ед}} = Z_{\text{ед}}/\mathcal{E}_Г, \quad (38)$$

$$T_{\text{ед}} = Z_{\text{ед}}/\mathcal{E}_Г = 100000000/13355194,05 = 7,48,$$

«где $Z_{\text{ед}}$ – единовременные затраты на проведение мероприятий по улучшению условия труда, (руб.);

$\mathcal{E}_Г$ – общий годовой экономический эффект, (руб.)» [27].

«Коэффициент экономической эффективности затрат рассчитывается по формуле» [27]:

$$E_{\text{ед}} = 1/T_{\text{ед}}, \quad (39)$$

$$E_{\text{ед}} = 1/T_{\text{ед}} = 1/7,48 = 0,133,$$

«где $T_{\text{ед}}$ – срок окупаемости единовременных затрат, (год)» [27].

Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности на основании предложенного плана мероприятий представлена в Приложении Д, Рисунок Д.1.

Заключение

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Хантос» является передовым, цифровым предприятием XXI века. В Обществе в полном объеме соблюдаются требования Федеральных Законов и нормативно-правовых актов РФ в области охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности.

Работники «Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения» в полном объеме обеспечены средствами индивидуальной защиты, средства коллективной защиты производственного объекта имеются в наличии и находятся в исправном состоянии. Эксплуатация оборудования производится в соответствии с требованиями завода изготовителя.

Процедура осуществления производственного контроля, за соблюдением требований промышленной безопасности опасных производственных объектов соблюдается на всех ее уровнях в сроки установленные графиками ПК (ПДК). Высокая культура безопасности в обществе обеспечивает снижение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, инцидентов и аварий на производственных объектах. Культура безопасности в обществе поддерживается за счет личной ответственности каждого сотрудника структурного подразделения общества, а также подрядных и субподрядных организаций. Ежегодно руководителями предприятия по производственной безопасности совместно с руководителями структурных подразделений разрабатываются планы мероприятий по улучшению условий и охраны труда на каждом рабочем месте, где имеется риск воздействия на организм человека опасных и вредных факторов производственной среды и технологического процесса. Внедряются новые технологии позволяющие управлять производственным процессом удаленно, без посещения производственного объекта. В разделе «Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности» был предложен план мероприятий по улучшению состояния

условий и охраны труда на рабочем месте оператора технологических установок «Пункта подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ Зимнего месторождения», произведен расчет эффективности, который показал экономическую выгоду от внедрения данного мероприятия, а также улучшение условий труда за счет исключения воздействия опасных и вредных факторов производственной среды на работников. Реализация мероприятий по улучшению состояния условий и охраны труда позволят снизить коэффициент увольнения рабочего персонала в связи с неблагоприятными условиями труда, а также риск возникновения острых профессиональных заболеваний.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Борщев, В. Я. Система управления охраной труда : учебное пособие / В. Я. Борщев, А. Ю. Степанов. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2019. — 80 с. — ISBN 978-5-8265-2103-8. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/99788.html> (дата обращения: 27.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей
2. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2017 году [Электронный ресурс] : URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 14.02.2022).
3. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 году [Электронный ресурс] : URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 15.02.2022).
4. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2019 году [Электронный ресурс] : URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 15.02.2022).
5. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году [Электронный ресурс] : URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 16.02.2022).
6. ГОСТ 12.0.004-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136072> (дата обращения 28.04.2022).
7. Значения основных показателей по видам экономической деятельности на 2022 год [Электронный ресурс] : Постановление ФСС РФ от

28.05.2021 N 17. URL:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388739/ (дата обращения:
19.03.2022).

8. Инжиниринг предприятий и управление знаниями (ИП&УЗ-2019) : сборник научных трудов XXII Международной научной конференции, 25-26 апреля 2019 г. : в трех томах / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова" (ФГБОУ ВО "РЭУ им. Г. В. Плеханова") [и др.] ; под научной редакцией профессора, доктора экономических наук Ю. Ф. Тельнова. - Москва : РЭУ им. Г. В. Плеханова, 2019. – Т.3. – 354 с. : ил., табл.; ISBN 978-5-7307-1525-7 : 30 экз. URL:
http://conf-eekm.ru/wp-content/uploads/2019/05/Сборник-конференции-ИПУЗ_2019-Том-3.pdf.

9. Классификация видов экономической деятельности по классам профессионального риска [Электронный ресурс] : Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н. URL:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_211247/9966f813190312df0c0b478ccb9e10a5666d6872/ (дата обращения: 16.03.2022).

10. Методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [Электронный ресурс] : Приказ МЧС РФ от 10.07.2009 N 404. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 26.02.2022).

11. Михаилиди, А. М. Безопасность жизнедеятельности и охрана труда на производстве : учебное пособие для СПО / А. М. Михаилиди. — Саратов, Москва : Профобразование, Ай Пи Ар Медиа, 2021. — 111 с. — ISBN 978-5-4488-0964-4, 978-5-4497-0809-0. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/100492.html> (дата обращения: 27.04.2022). — Режим доступа: для авторизир. пользователей. - DOI: <https://doi.org/10.23682/100492>

12. Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 24.07.1998 N 125-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19559/ (дата обращения: 16.03.2022).

13. Об утверждении профессионального стандарта «Машинист технологических насосов нефтегазовой отрасли» [Электронный ресурс] : Приказ Минтруда России от 18.07.2019 N 499н. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 02.05.2022).

14. Об утверждении профессионального стандарта «Оператор технологических установок нефтегазовой отрасли» [Электронный ресурс] : Приказ Минтруда России от 06.07.2015 N 427н. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 02.05.2022).

15. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения: 10.02.2022).

16. Опасные и вредные факторы производственной среды : учебное пособие / Д. О. Литвинов, Е. Н. Летягина, Н. И. Смолин [и др.] ; под редакцией Д. О. Литвинов. — Саратов : Вузовское образование, 2018. — 90 с. — ISBN 978-5-4487-0224-2. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/74965.html> (дата обращения: 04.03.2022). — Режим доступа: для авторизир. пользователей. - DOI: <https://doi.org/10.23682/74965>.

17. Отходы производства и потребления [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 27.12.2019). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/ (дата обращения: 28.04.2022).

18. Пат. 203151 Российская Федерация. Устройство комплектное низковольтное распределения и управления со встроенными системами контроля, управления и диагностирования / Ослянский В.А., Остаточников В.С., Туев И.Е., Селенских М.В., Максимович Е.Ю. : патентообладатель Акционерное общество «Уральский электромеханический завод». Заявка: 2020133432, 12.10.2020. URL: <https://www1.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=c0e275720e9ca787bb844790b4b64d9e> (дата обращения: 12.05.2022).

19. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 22.12.2005 N 179-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_57243/ (дата обращения: 16.03.2022).

20. Теория горения и взрыва : учебник / Б. В. Эквист. — Москва : Издательский Дом МИСиС, 2018. — 180 с. — ISBN 978-5-906953-90-2. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/84423.html> (дата обращения: 11.03.2022). — Режим доступа: для авторизир. Пользователей.

21. Теория организации : учебное пособие / Л. С. Ружанская, А. А. Яшин, Ю. В. Солдатова ; под общ. ред. Л. С. Ружанской. - 3-е изд., стер. - Москва : ФЛИНТА, 2017. - 200 с. - ISBN 978-5-9765-2671-6. - Текст : электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/1089846> (дата обращения: 08.05.2022). – Режим доступа: по подписке.

22. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» [Электронный ресурс] : Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 N 823. URL: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 22.02.2022).

23. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или)

опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением [Электронный ресурс] : Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98122/ (дата обращения: 21.02.2022).

24. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] : от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения: 03.03.2022).

25. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» [Электронный ресурс] : от 21.12.1994 N 68-ФЗ. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения: 01.03.2022).

26. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [Электронный ресурс] : Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 533. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 02.03.2022).

27. Фрезе Т.Ю. Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности: учебно-методическое пособие по выполнению раздела выпускной квалификационной работы (бакалаврской работы)/ Фрезе Т.Ю. – Тольятти: ТГУ, 2022. – 60 с.

Приложение Б

Технологическая схема ДНС с УПСВ Зимнего месторождения

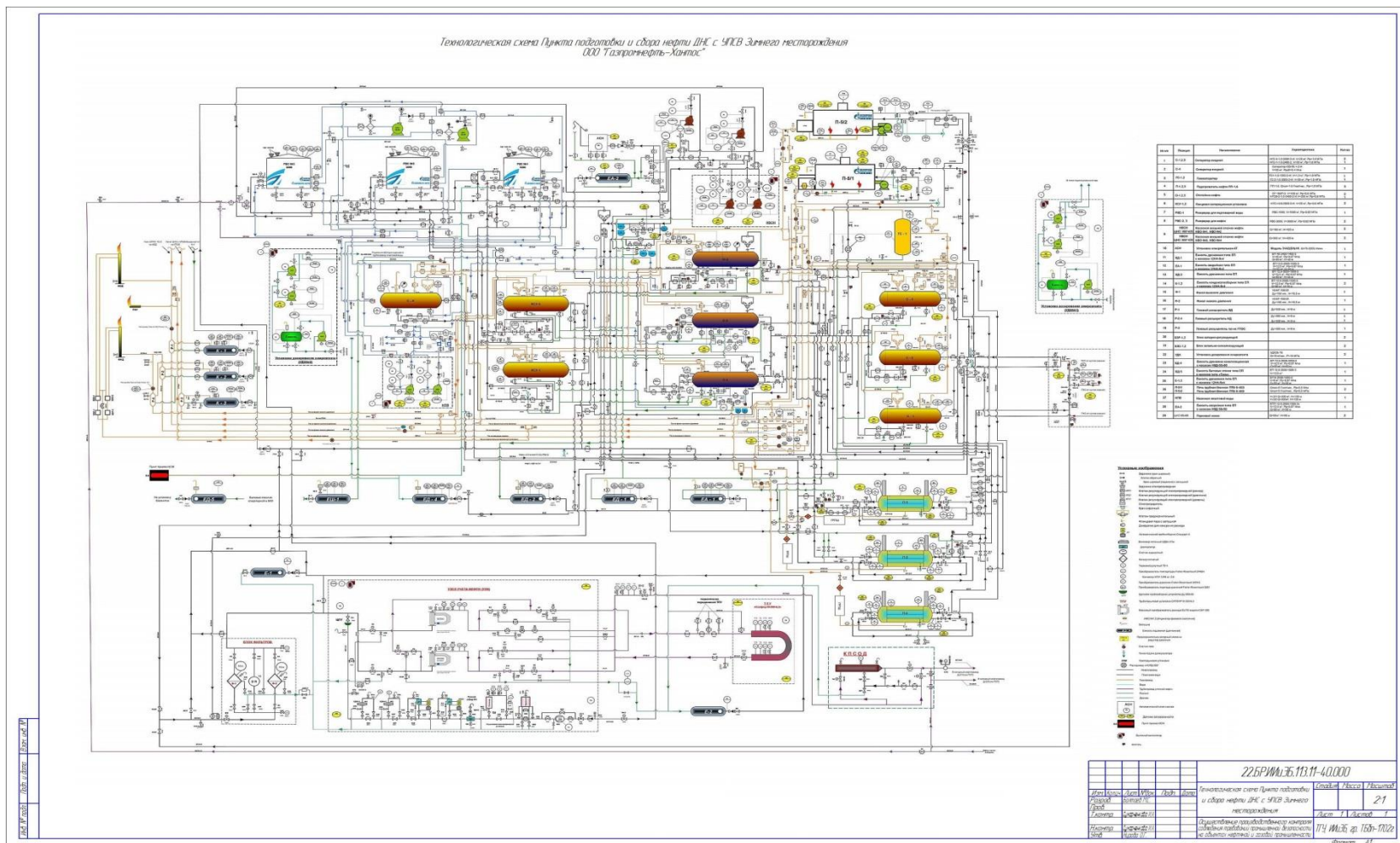


Рисунок Б.1 – Технологическая схема ДНС с УПСВ Зимнего месторождения

Приложение Г

Таблица Г.1 - Анализ условий возникновения аварий и их развития

Наименование аварии	При каких условиях возможна авария	Возможное развитие аварии	Способы и средства предупреждения аварий, локализации (ликвидации) аварии	Мероприятия по приведению производственного объекта к требованиям промышленной безопасности
Разгерметизация технологического оборудования с газом, выброс (утечка) газа в окружающую среду	<ol style="list-style-type: none"> 1. Коррозионный, механический износ, повреждение технологического оборудования. 2. Выход параметров процесса за критические значения: <ul style="list-style-type: none"> – несрабатывание приборов КИПиА и систем ПАЗ; – неправильные действия персонала. 3. Действия внешних факторов (механические, температурные воздействия, террористические и диверсионные акты). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Устранение разгерметизации, безопасное рассеивание образовавшегося облака ТВС. 2. Мгновенное воспламенение газа с образованием факела. 3. Горение образовавшегося облака ТВС (пожар-вспышка). 4. Взрыв горящего облака ТВС при ускорении фронта пламени. 	<p><u>Предупреждение:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Эксплуатация оборудования в соответствии с техническими условиями поставщиков. 2. Соблюдение технологического и противопожарного режима, правил ведения технологических процессов. 3. Систематический контроль состояния и исправности действия предохранительных клапанов, систем сигнализации и 	Не требуется

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

Наименование аварии	При каких условиях возможна авария	Возможное развитие аварии	Способы и средства предупреждения аварий, локализации (ликвидации) аварии	Мероприятия по приведению производственного объекта к требованиям промышленной безопасности
			<p>блокировок.</p> <p>4. Осуществление постоянного контроля за показаниями и исправностью стационарных сигнализаторов до взрывоопасных концентраций горючих газов на наружных площадках и в помещениях.</p> <p>5. Соблюдение графиков технического обслуживания оборудования.</p> <p>6. Обслуживание оборудования связи, пожарно-охранной сигнализации, охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.</p> <p><u>Локализация:</u></p> <p>1. Прекращение технологического</p>	

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

			<p>процесса.</p> <p>2. Освободить аппараты от газообразных продуктов на факел, жидкость из аппаратов сдренировать в дренажные емкости и продуть систему инертным газом.</p> <p>3. Оградить опасную зону. Принять меры по недопущению возгорания.</p> <p><u>Ликвидация:</u></p> <p>1. Вывод людей в безопасную зону.</p> <p>2. Вызов аварийно-спасательной службы.</p> <p>3. Восстановление поврежденных элементов и оборудования.</p>	
<p>Разгерметизация технологического оборудования с метанолом или нефтью, выброс (утечка) опасного вещества в окружающую среду</p>	<p>Коррозионный, механический износ, повреждение технологического оборудования.</p> <p>1. Выход параметров процесса за критические значения:</p>	<p>Устранение разгерметизации, безопасное рассеивание образовавшегося облака ТВС.</p> <p>1. Мгновенное воспламенение газонакапительного</p>	<p><u>Предупреждение:</u></p> <p>1. Эксплуатация оборудования в соответствии с техническими условиями поставщиков.</p> <p>2. Соблюдение технологического и противопожарного режима, правил ведения технологических процессов.</p>	<p>Не требуется</p>

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

	<p>– несрабатывание приборов КИПиА и систем ПАЗ,</p> <p>– неправильные действия персонала.</p> <p>Действия внешних факторов (механические, температурные воздействия, террористические и диверсионные акты).</p>	<p>2. облака с образованием огненного шара и (или) факела.</p> <p>3. Горение образовавшегося облака ТВС (пожар-вспышка). Взрыв горящего облака ТВС при ускорении фронта пламени.</p>	<p>3. Систематический контроль состояния и исправности действия предохранительных клапанов, систем сигнализации и блокировок.</p> <p>4. Соблюдение графиков технического обслуживания оборудования.</p> <p>5. Обслуживание оборудования связи, пожарно-охранной сигнализации, охранной сигнализации и системы видеонаблюдения.</p> <p><u>Локализация:</u></p> <p>1. Прекращение технологического процесса. Перекрытие запорной арматуры.</p> <p>2. Ограждение зоны разлива. Локализация площади пролива.</p> <p>3. Отвод разлива в сторону приемных лотков.</p> <p><u>Ликвидация:</u></p> <p>1. Вывод людей в безопасную зону.</p> <p>2. Вызов аварийно-спасательной службы.</p>	
--	--	--	--	--

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

			<p>3. Сбор и утилизация разлитого продукта и грунта. 4. Завоз свежего грунта (песка), засыпка территории. Восстановление поврежденных элементов и оборудования.</p>	
<p>Струйное горение газа (факел).</p>	<p>1. Разгерметизация технологического оборудования с газом. 2. Наличие открытого источника воспламенения. 3. Наличие искр от применяемого инструмента, статических зарядов.</p>	<p>1. Ликвидация горения. 2. Воспламенение близлежащих строений, сухой травы, древесины. 3. Термическое поражение людей.</p>	<p><u>Предупреждение:</u> 1. Обеспечение требований пожарной безопасности. 2. Соблюдение безопасных методов проведения ремонтных работ. 3. Использование во взрывоопасных зонах взрывозащищенного электрооборудования. 4. Применение заземления для снятия зарядов статического электричества. <u>Локализация:</u> 1. Прекращение технологического процесса. 2. Освободить аппараты от газообразных продуктов на факел, жидкость из аппаратов сдrenировать в дренажные емкости и продуть систему</p>	<p>Не требуется</p>

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

			<p>инертным газом.</p> <p>3. Тушение иных возгораний (сухой, древесные насаждения).</p> <p>4. Привлечение АСС и пожарной охраны.</p> <p>5. Обеспечение обслуживающего персонала и персонала АСС средствами индивидуальной защиты.</p> <p>6. Эвакуация людей, не задействованных в локализации и аварии в безопасное место.</p> <p><u>Ликвидация:</u></p> <p>1. Тушение горящего газа силами пожарной команды.</p> <p>2. Помощь пострадавшим.</p> <p>3. Восстановление поврежденных элементов и оборудования.</p>	
Пожар-вспышка	<p>1. Разгерметизация технологического оборудования с газом.</p> <p>2. Образование облака ТВС.</p> <p>3. Наличие открытого</p>	<p>1. Ликвидация горения.</p> <p>2. Перегрев технологического оборудования.</p> <p>3. Воспламенение близлежащего оборудования, сухой</p>	<p><u>Предупреждение:</u></p> <p>1. Обеспечение требований пожарной безопасности.</p> <p>2. Соблюдение безопасных методов проведения ремонтных работ.</p> <p>3. Использование во</p>	Не требуется

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

	<p>источника воспламенения (искр от применяемого инструмента, статических зарядов).</p>	<p>травы, древесины.</p> <p>4. Термическое поражение людей.</p> <p>5. Возможное развитие аварии по эффекту «домино».</p>	<p>взрывоопасных зонах взрывозащищенного электрооборудования.</p> <p>4. Применение заземления для снятия зарядов статического электричества.</p> <p><u>Локализация:</u></p> <p>1. Прекращение технологического процесса.</p> <p>2. Освободить аппараты от газообразных продуктов на факел, жидкость из аппаратов сдrenировать в дренажные емкости и продуть систему инертным газом.</p> <p>3. Тушение иных возгораний (сухой, древесные насаждения).</p> <p>4. Привлечение АСС и пожарной охраны.</p> <p>5. Обеспечение обслуживающего персонала и персонала АСС средствами индивидуальной защиты.</p> <p>6. Эвакуация людей, не задействованных в локализации аварии в безопасное место.</p> <p><u>Ликвидация:</u></p> <p>1. Тушение горящего газа</p>	<p>Не требуется</p>
--	---	--	---	---------------------

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

			<p>силами пожарной команды. 2. Помощь пострадавшим. 3. Восстановление поврежденных элементов и оборудования.</p>	
Взрыв облака ТВС	<p>1. Разгерметизация технологического оборудования. 2. Образование облака ТВС. 3. Наличие открытого источника воспламенения (искр от применяемого инструмента, статических зарядов), горение облака ТВС. 4. Ускорение фронта пламени.</p>	<p>1. Воспламенение близлежащих строений, сухой травы, древесины. 2. Воздействие избыточного давления фронта ударной волны на людей, соседнее оборудование и конструкции зданий</p>	<p><u>Предупреждение:</u> 1. Обеспечение требований пожарной безопасности. 2. Соблюдение безопасных методов проведения ремонтных работ. 3. Использование во взрывоопасных зонах взрывозащищенного электрооборудования. 4. Применение заземления для снятия зарядов статического электричества. <u>Локализация:</u> 1. Прекращение технологического процесса. 2. Освободить аппараты от газообразных продуктов на факел, жидкость из аппаратов сдrenировать в дренажные емкости и продуть систему инертным газом.</p>	Не требуется

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

			<p>3. Тушение иных возгораний (сухостой, древесные насаждения).</p> <p>4. Обеспечение обслуживающего персонала и персонала АСС средствами индивидуальной защиты.</p> <p>5. Привлечение АСС и пожарной охраны</p> <p>6. Эвакуация людей, не задействованных в локализации и аварии в безопасное место.</p> <p><u>Ликвидация:</u></p> <p>1. Тушение горящего газа силами пожарной команды.</p> <p>2. Привлечение АСС и пожарной охраны.</p> <p>3. Помощь пострадавшим.</p> <p>4. Ремонт, замена поврежденного участка трубопровода и оборудования.</p>	
Пожар пролива	<p>1. Разгерметизация технологического оборудования.</p> <p>2. Наличие открытого источника воспламенения (искр от</p>	<p>1. Перегрев емкостей, трубопроводов и аппаратов с ЛВЖ и ГЖ.</p> <p>2. Ликвидация пожара.</p> <p>3. Разрушение емкостей,</p>	<p><u>Предупреждение:</u></p> <p>1. Обеспечение требований пожарной безопасности. Соблюдение безопасных методов проведения ремонтных работ.</p> <p>2. Использование во</p>	Не требуется

Продолжение Приложения Г

Продолжение Таблицы Г.1

	<p>применяемого инструмента, статических зарядов).</p>	<p>трубопроводов и аппаратов с ЛВЖ и ГЖ, поражение людей</p>	<p>взрывоопасных зонах взрывозащищенного электрооборудования.</p> <p>3. Применение заземления для снятия зарядов статического электричества.</p> <p><u>Локализация:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Прекращение технологического процесса. 2. Тушение иных возгораний (сухостой, древесные насаждения) первичными средствами пожаротушения. 3. Привлечение АСС и пожарной охраны Обеспечение обслуживающего персонала и персонала АСС средствами индивидуальной защиты. 4. Эвакуация людей, не задействованных в локализации аварии в безопасное место. <p><u>Ликвидация:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Тушение горящего газа силами пожарной команды. 2. Привлечение АСС и пожарной охраны. 3. Помощь пострадавшим. 4. Ремонт, замена поврежденного участка трубопровода и оборудования. 	
--	--	--	---	--

Приложение Е

Анализ причин производственного травматизма и аварий на ОПО нефтяной и газовой промышленности

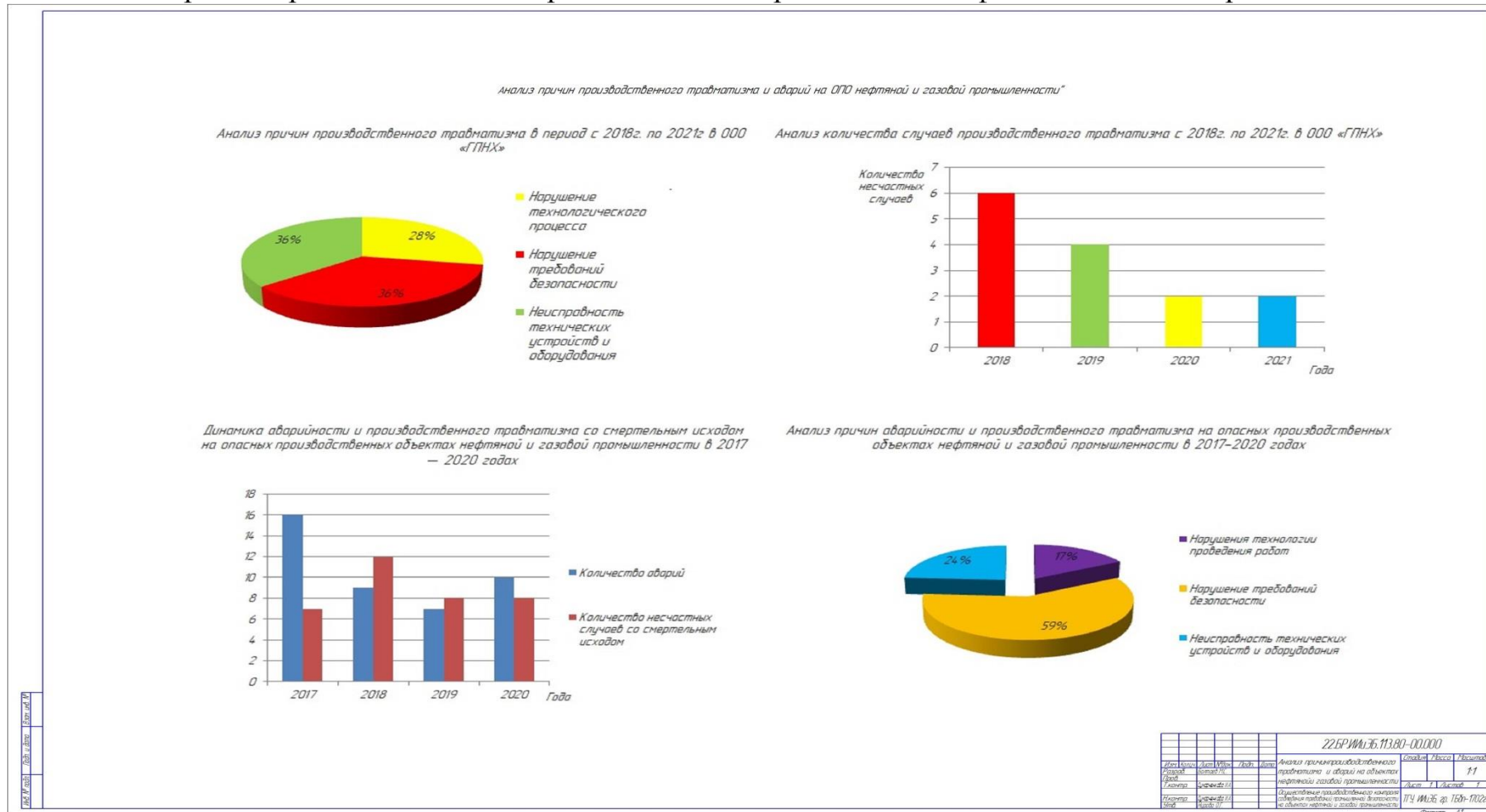


Рисунок Е.1 - Анализ причин производственного травматизма и аварий на ОПО нефтяной и газовой промышленности

Приложение Ж

Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала

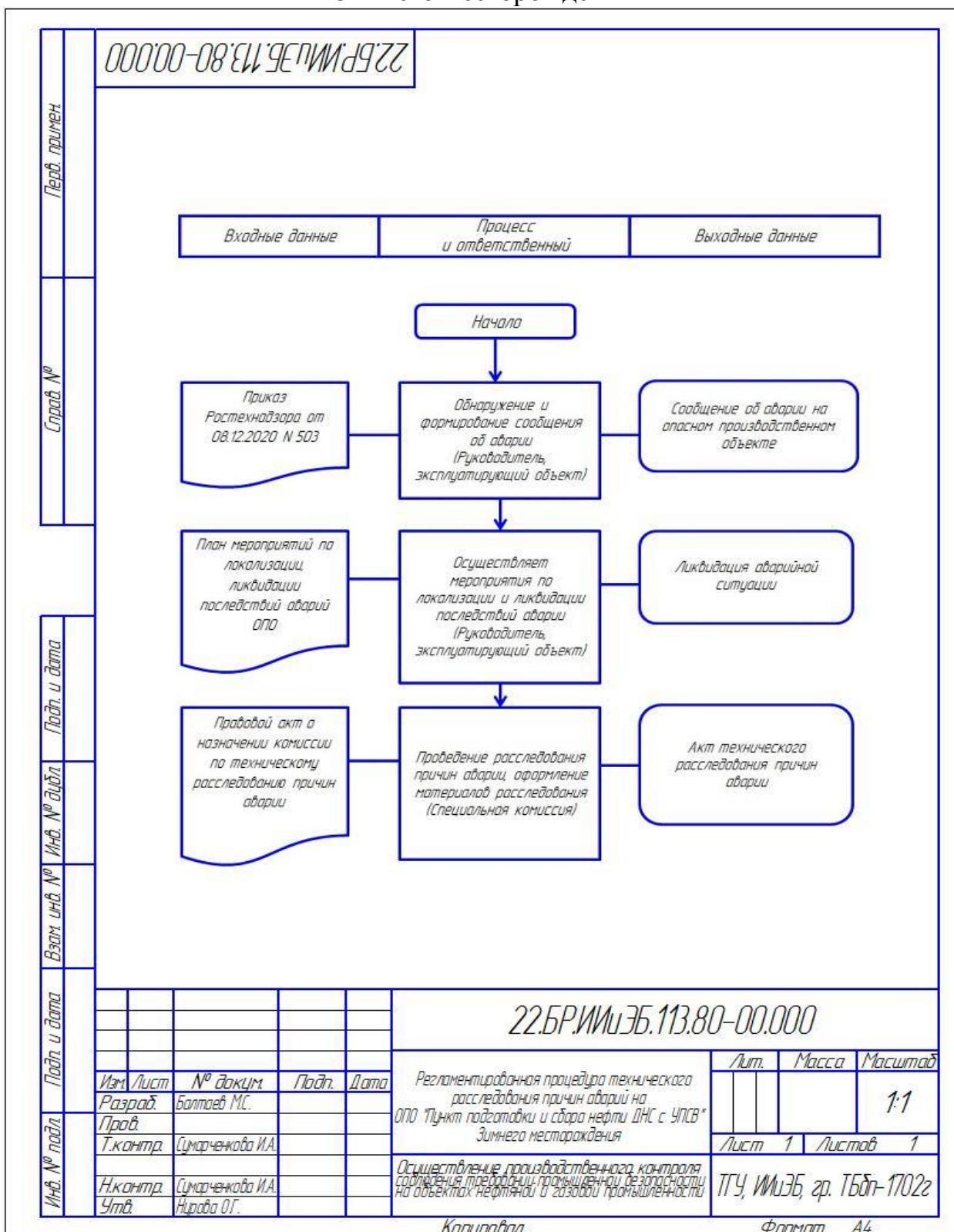
Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала				
Наименование операции	Наименование оборудования	Источник опасности	ОВПР по природе воздействия на организм и наименование группы	Возможные последствия
Техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования	Насосы, нефтегазосепараторы, отстойники нефти, фланжевые емкости, канцевые сепарационные установки	Острые края, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента и оборудования	Физический (сила и энергия механического движения)	Производственная травма (возможны порезы ладони рук и других частей тела)
Контроль показаний средств измерений, техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования, проведение работ повышенной опасности	Насосная станция внешней откачки нефти, нефтегазосепараторы, резервуары вертикальные стальные, фланжевые емкости, отстойники нефти, канцевые сепарационные установки, блок подготовки газа, путевые подогреватели, печи ПТБ-5-4.03	Ударная волна воздушной среды	Физический (сила и энергия механического движения)	Смерть или инвалидность (вспламенение, взрыв)
Контроль показаний средств измерений, осмотр оборудования, техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования	Насосная станция внешней откачки нефти, насосная станция пластовой воды, насосная станция пожаротушения	Общая вибрация	Физический (механические колебания твердых тел и их поверхностей)	Вызывает профессиональные заболевания
Контроль показаний средств измерений, осмотр оборудования, техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования	Насосная станция внешней откачки нефти, насосная станция пластовой воды, установки дозирования химического реагента, насосная станция пожаротушения	Повышенный уровень шума (от 55 до 80 дБ)	Физический (акустические колебания в производственной среде)	Вызывает профессиональные заболевания (ухудшение слуха, головная боль)
Осмотр оборудования, техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования и средств измерений, проведение работ повышенной опасности	Насосная станция внешней откачки нефти, насосная станция пластовой воды, установки дозирования химического реагента, блок подготовки газа, блок местной автоматики, операторная, насосная станция пожаротушения, материальный склад	Недостаточное освещение рабочей зоны (ниже 30лк)	Физический (световая среда)	Вызывает профессиональные заболевания (снижение остроты зрения, слепота)
Контроль показаний средств измерений, осмотр оборудования, техническое обслуживание и ремонт нефтегазового оборудования	Насосная станция внешней откачки нефти, нефтегазосепараторы, резервуары вертикальные стальные, фланжевые емкости, отстойники нефти, канцевые сепарационные установки, блок подготовки газа, путевые подогреватели, печи ПТБ-5-4.03	Химические вещества, пары которых могут выделиться в рабочей зоне при обслуживании или ремонте оборудования (пары углеводородов (бензин) более 300 мг/м ³)	Химический (токсические)	Смерть, профессиональные заболевания (удушье, отравление, повреждение, раздражение слизистой оболочки глаз, аллергические реакции)
Демонтаж, монтаж оборудования, ремонт и перестановка	Производственное оборудование (насосы, шкафы управления, подъемные сооружения, нефтегазовое оборудование, трубопроводы)	Падень и перемещение груза	Психофизиологические (физические нагрузки динамические)	Производственная травма (ушиб, вывих, травма спины, защемление)
Контроль параметров технологического процесса	Автоматизированное рабочее место в операторной	Перенапряжение, вызванное информационной нагрузкой	Психофизиологические (нервно-психические перегрузки)	Вызывает профессиональные заболевания (нервная и сердечно-сосудистая системы)

22БР.ИИ.Ж.6.113.80-00.000	
Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала	Листов 1 Из всего 1
Организованные разработчиком контроля условий работы, назначения работников и времени работы и отдыха подразделения	ПЧ ИИ.Ж.6 до ТБН-1102
Формат А4	Формат А4

Рисунок Ж.1 - Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала

Приложение 3

Регламентированная процедура технического расследования причин аварий на ОПО «Пункт подготовки и сбора нефти ДНС с УПСВ» Зимнего месторождения



Приложение И

Структурная схема системы управления промышленной безопасностью и охраной труда

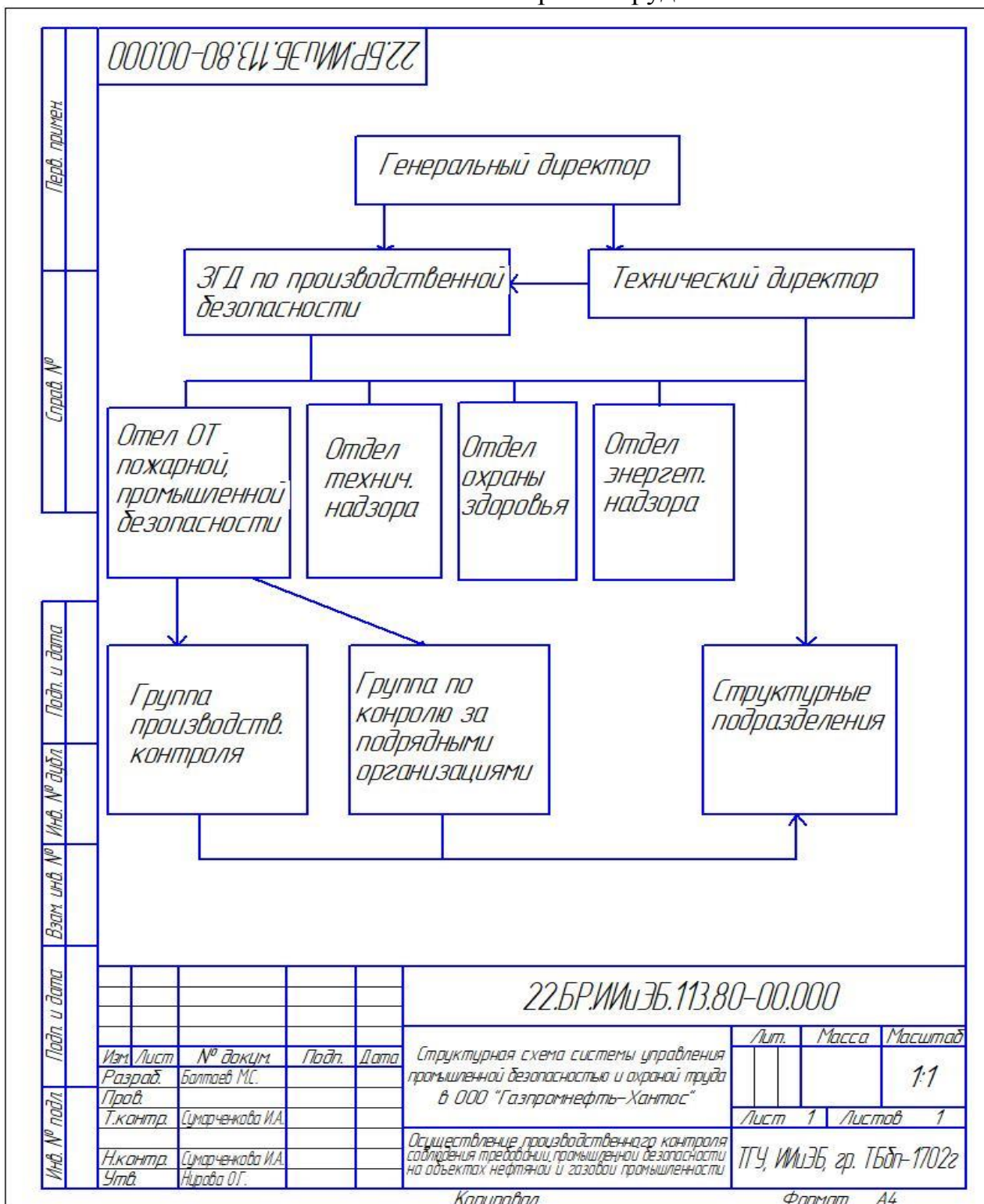


Рисунок И.1 – Структурная схема системы управления промышленной безопасностью и охраной труда