

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 «Прогнозирование параметров состояния производственной среды,  
опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли»

Студент	<u>П.А. Давыдов</u> (И.О. Фамилия)	<u>_____</u> (личная подпись)
Руководитель	<u>к.б.н., доцент Н.Г. Шерышева</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	
Консультанты	<u>к.э.н., доцент Т.Ю. Фрезе</u> (ученая степень, звание, И.О. Фамилия)	

Тольятти 2021

## Аннотация

В бакалаврской работе представлено прогнозирование параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли на примере Белозёрско - Чубовского месторождения АО «Самаранефтегаз».

В первом разделе указан фактический адрес местонахождения АО «Самаранефтегаз», основные виды деятельности, показана структура управления организацией, представлена технологическая схема сбора нефти и газа на Белозёрско - Чубовском месторождении и представлена техническая карта процесса проведения работ на камере запуска и приема очистных устройств трубопроводов.

Во втором разделе представлен анализ параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли.

В третьем разделе проанализированы 3 способа по снижению воздействия ОВПФ на работников нефтегазовой отрасли, снижению потенциально возможных аварий, несчастных случаев, травматизма и предложены способы их снижения.

В четвертом разделе рассмотрена система сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская», а также предложено решение.

В пятом разделе представлена идентификация экологических аспектов организации, выявлено антропогенное воздействие на окружающую среду.

В шестом разделе проведен анализ возможных техногенных аварий, представлены мероприятия по минимизации рисков техногенных аварий и устранению последствий аварийных ситуаций.

В седьмом разделе проведена оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.

Объем ВКР: 72 страниц, 13 рисунков, 8 таблиц, 21 источников используемой литературы, 2 Приложения.

## Содержание

Введение.....	5
Термины и определения .....	7
Перечень сокращений и обозначений.....	8
1 Характеристика организации.....	9
2 Анализ параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли.....	16
2.1 Анализ безопасности оборудования .....	16
2.2 Анализ пожарной безопасности .....	17
2.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала, отметить специфику факторов .....	18
2.4 Уровень производственного травматизма в организации .....	21
2.5 Анализ обеспеченности персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты .....	24
3 Прогнозирование параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли.....	26
4 Охрана труда.....	33
5 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.....	37
6 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях .....	42
7 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.....	49
7.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий и охраны труда .....	49
7.2 Расчет размера финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных	

заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами .....	50
7.3 Расчет размера скидки (надбавки) к страховому тарифу по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний .....	50
7.4 Санитарно-гигиеническая эффективность мероприятий по охране труда .....	54
7.5 Социальная эффективность мероприятий по охране труда .....	56
7.6 Экономическая эффективности мероприятий по охране труда .....	60
Заключение .....	63
Список используемой литературы .....	659
Приложение А Заявление о финансовом обеспечении предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами.....	70
Приложение Б План финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами.....	72

## Введение

Попутный нефтяной газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые могут самовоспламеняться, взрываться и тем более при наличии огня или искры. Взрыв или возгорание добываемого углеводородного сырья может привести к серьезным разрушениям наземных сооружений и зданий, а также травматизму персонала. Статистика показывает, что максимальное количество травматизма, связано с эксплуатацией оборудования эксплуатационных скважин. Аварии также происходят из-за коррозии металла и прорывов трубопроводов.

В связи с этим, тема бакалаврской работы «Прогнозирование параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли» актуальна.

В работе рассмотрен процесс добычи нефти и газа и системы трубопроводов Белозерско-Чубовского месторождения АО «Самаранефтегаз». Вопросы обеспечения высокого уровня промышленной безопасности и охраны труда являются приоритетными в работе организации. Эксплуатация трубопроводов и сопутствующего оборудования регламентирован рядом нормативных документов.

Объект исследования – схема сбора нефти и газа на месторождениях углеводородов.

Предметом исследования – обеспечение безопасности сбора нефти и газа.

Цель работы и объект исследования – предложить техническое решение проблем с целью снижения действия ОВПФ, травматизма, несчастных случаев и аварийных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли.

В работе поставлен ряд задач:

1. Предоставить характеристику АО «Самаранефтегаз».

2. Проанализировать параметры состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли.

3. Представить прогнозирование параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли, предложить техническое решение проблем (с использованием поиска по патентной базе).

4. Рассмотреть системы сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская» и предложить решение.

5. Представить идентификацию экологических аспектов организации, выявить антропогенное воздействие на окружающую среду.

6. Провести анализ возможных техногенных аварий, представить мероприятия по минимизации рисков техногенных аварий и устранению последствий аварийных ситуаций.

7. Оценить эффективность мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.

Предложенные решения позволят снизить уровень воздействия ОВПФ на работников, вероятность возникновения несчастных случаев и аварийных ситуаций на объектах нефтегазовой отрасли.

## Термины и определения

Нефть – полезное ископаемое в виде маслянистой жидкости, включающей в себя смесь углеводородных компонентов.

Объекты системы добычи нефти и газа – единые имущественно-технологические комплексы, в которые включаются сооружения, оборудование и технологические установки, которые обеспечивают процесс добычи и сбора, а также подготовки и последующей транспортировки добытой нефти с последующей её сдачей в магистральный трубопровод.

Трубопровод – инженерное сооружение, предназначенное для транспортировки газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс, а также твёрдого топлива и иных твёрдых веществ в виде раствора под воздействием разницы давлений в поперечных сечениях трубы.

## Перечень сокращений и обозначений

- АГЗУ – автоматические групповые замерные установки.
- АО – акционерное общество.
- ВПСО – внутритрубное поточное средство очистки.
- ГКС – газокompрессорная станция.
- ДНС – дожимная насосная станция.
- ЗУ – замерная установка.
- КЗОУ – камера запуска очистных устройств.
- КПОУ – камера приема очистных устройств.
- МТС – материально– техническое снабжение.
- НСП – нефтесборный пункт.
- ОВПФ – опасные и вредные производственные факторы.
- ОЗР – охрана земельных ресурсов.
- ПАО – публичное акционерное общество.
- ПСМ – переключатель скважин многоходовой.
- ПТО – производственно– технический отдел.
- СИЗ – средство индивидуальной защиты.
- СУОТ – система управления охраной труда.
- УКОН – установка комплексной обработки нефти.
- УПН – установка подготовки нефти.
- УПСВ – установка предварительного сброса воды.
- УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса.
- ЦПС – центральный пункт сбора.
- ЧС – чрезвычайные ситуации.
- ЭЦН – электроприводной центробежный насос.



## 1 Характеристика организации

В разделе представлена характеристика организации АО «Самаранефтегаз». «Это нефтедобывающее предприятие ПАО «НК «Роснефть» на территории Самарской области» [1].

Почтовый адрес организации: 443071, г. Самара, Волжский проспект, д. 50. Телефон: (846) 333–02–32. Электронный адрес: sng@samng.rosneft.ru.

Основной вид деятельности организации – 06.1. «Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа».

Структура управления АО «Самаранефтегаз» показана на рисунке 1.

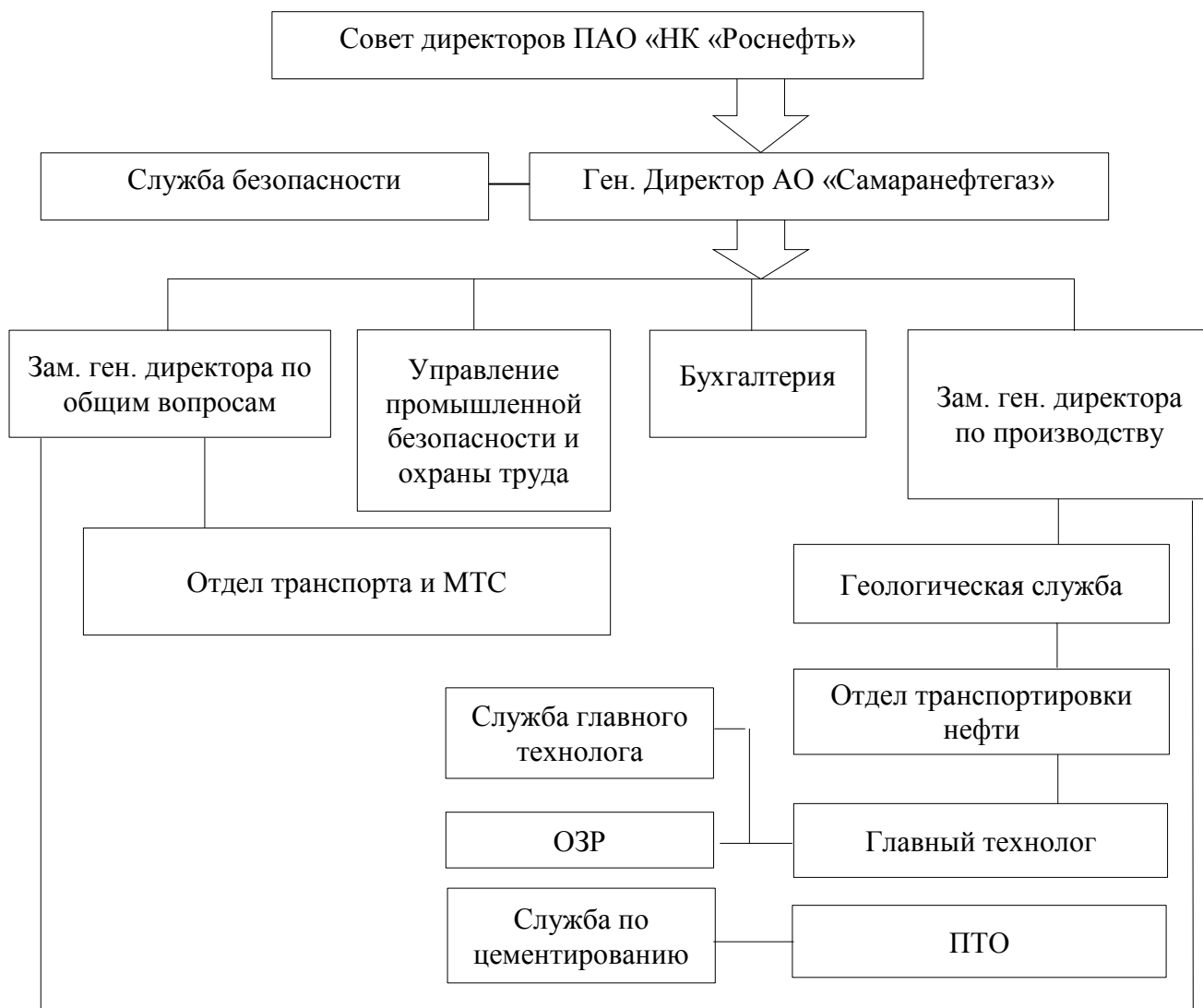


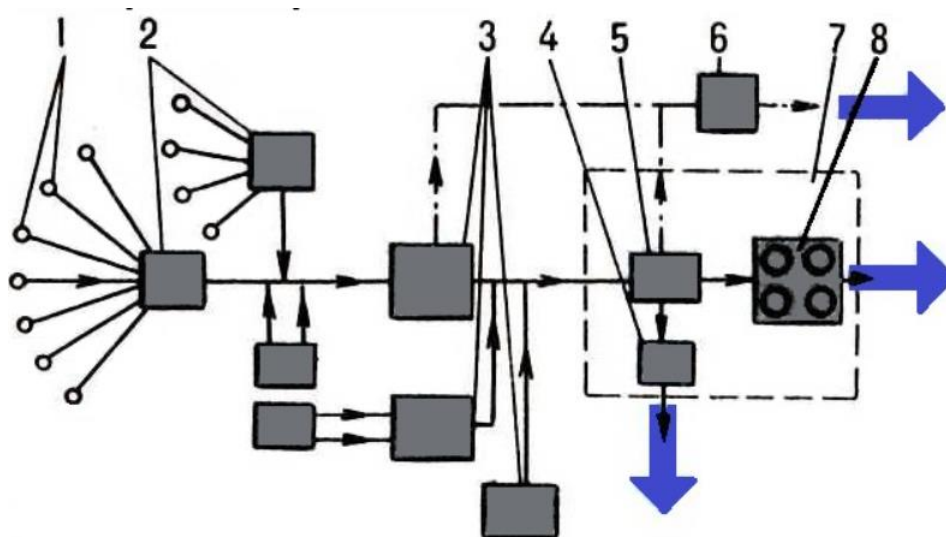
Рисунок 1 – Структура управления организацией АО «Самаранефтегаз»

В работе рассмотрен процесс добычи нефти и газа и системы трубопроводов Белозерско-Чубовского месторождения. Белозерско - Чубовское месторождение расположено в 45 км к юго - западу от г. Самара, в 106 км к юго - западу от п. Мирный и введено в эксплуатацию в 1958 г.

Напорные нефтепроводы предназначены для транспорта нефти от сепарационных установок (УПСВ, ДНС) на УстПН, на УКОН, НСП.

Газопроводы предназначены для транспорта попутного газа от сепарационных установок (ДНС, УПСВ). Система трубопроводов поддержания пластового давления предназначена для заводнения продуктивных нефтяных пластов.

На Белозёрско-Чубовском месторождении сбор нефти и газа осуществляется по следующей схеме, представленной на рисунке 2.

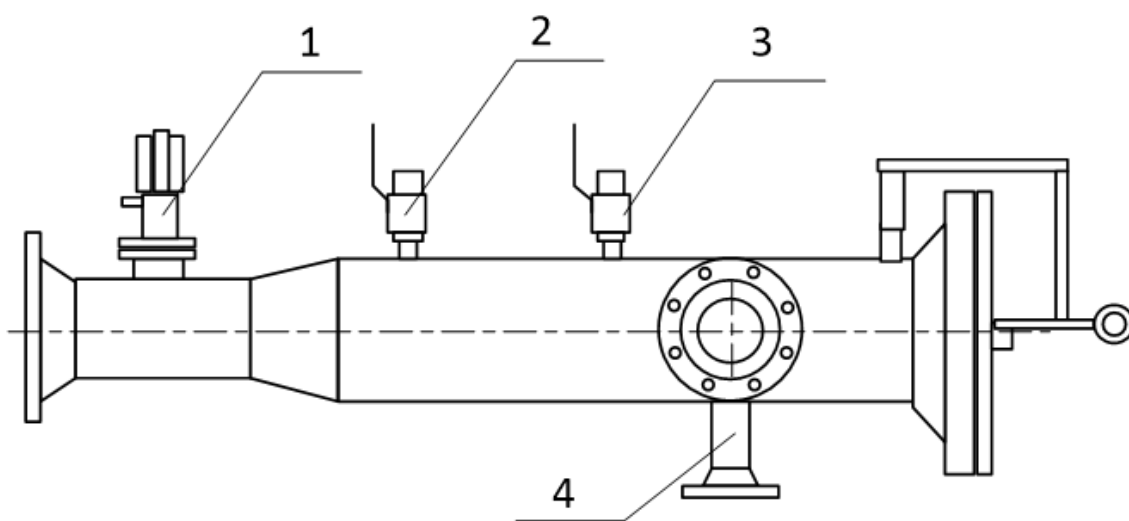


1 – нефтяная скважина; 2 – АГЗУ; 3 – ДНС; 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – УПН; 6 – ГКС; 7 – ЦПС нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк.

Рисунок 2 – Схема сбора нефти и газа на Белозёрско-Чубовском месторождении

Объекты системы трубопроводов Белозерско-Чубовского месторождения относятся к центральной группе месторождений АО «Самаранефтегаз» и расположены на территории Самарской области.

На рисунке 3 представлена малогабаритная камера пуска приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки.



1 – сигнализатор прохождения СОД; 2 – вентиль для установки манометра; 3 – вентиль для сброса газа; 4 – дренажный патрубок (кран шаровый DN 15 для камер DN 80, 100; фланец DN50 по ГОСТ 33259 для камер DN 150– 300).

Рисунок 3 – Малогабаритная камера пуска приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки

Капитальный ремонт и модернизация объектов и оборудования проводятся согласно утвержденных проектов. Все изменения и дополнения после ремонта и сдачи объектов и оборудования в эксплуатацию вносятся в технологический регламент и оформляются по форме внесения изменений в Технологический регламент [20].

Продукция скважин по выкидным трубопроводам под давлением до  $40,0 \text{ кг/см}^2$  скважинными насосами подается на узел замера дебита скважин

АГЗУ «Спутник» Б-40-14-500 № и далее по сборному трубопроводу подается в сборный нефтепровод от Гребенки №888 и направляется на УПСВ «Белозерская». Продукция скважин №№ 6777 по выкидным трубопроводам под давлением до 40,0 кг/см<sup>2</sup> скважинными насосами подается на узел замера дебита скважин АГЗУ «Спутник» Б 40-14-500» №99 и далее по сборному трубопроводу подается в сборный нефтепровод от Гребенки №999 и направляется на УПСВ «Белозерская».

Описание работ на камере запуска и приема очистных устройств представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технологическая карта работ на камере запуска и приема очистных устройств трубопроводов

Наименование операции	Наименование оборудования	Процесс работ
1	2	3
Оценка состояния внутренней полости трубопровода	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, малогабаритная камера пуска приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	«Определение вида отложений в трубопроводе, обоснование периодичности очисток трубопровода проводятся на основании данных контрольной очистки, которая проводится перед введением в практику эксплуатации трубопровода регулярных очисток» [20].
Пропуск ВПСО	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, малогабаритная камера пуска приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	Осуществляется по разработанному УЭТ и утвержденному первым заместителем генерального директора – главным инженером АО «Самаранефтегаз» графику. Контроль за выполнением графика осуществляет УЭТ.
допуска.	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, Журнал учета газоопасных работ, малогабаритная камера пуска приема внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	Очистка внутренней полости трубопроводов, относится к периодически повторяющимся газоопасным работам, являющимся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, которые проводятся без оформления наряда–допуска.

Для проведения очистки внутренней полости трубопроводов от отложенных загрязнений, посторонних предметов и поддержания проектной пропускной способности трубопроводов на промысловых трубопроводах Белозерско-Чубовского месторождения установлены камеры запуска очистных устройств (КЗОУ) и устройства приема очистных устройств (КПОУ).

Очистку внутренней полости трубопроводов разрешается проводить бригадой, из числа персонала трубопроводчиков, состоящей не менее чем из двух человек и ответственного за проведение газоопасных работ, назначенного из персонала ИТР цеха эксплуатации и ремонта трубопроводов.

Пуск напорных нефтепроводов осуществляется одновременно с вводом в эксплуатацию соответствующих добывающих скважин, выкидных трубопроводов, замерных установок, нефтегазосборных коллекторов и сепарационных установок в порядке указанной последовательности по ходу движения добываемой продукции скважин.

Пуск в работу напорного трубопровода непосредственно взаимосвязан с пуском сепарационной установки, от которой идет данный нефтепровод. Установка приводится в действие в соответствии с требованиями технологического регламента на ее эксплуатацию. В процессе пуска в работу сепарационных установок необходимо подготовить направление подачи частично подготовленной пластовой жидкости по следующей схеме: аппарат (емкость) установки → дожимной насос → узел учета жидкости → напорный нефтепровод.

При достижении в аппаратах перед насосами величин, давления и уровня жидкости, согласно требованиям соответствующего регламента, необходимо открыть запорные арматуры на пути движения жидкости к насосу и заполнить его приемную линию.

Затем нужно стравить газ из рабочей полости центробежного насоса и запустить его в работу.

Пуск насоса осуществляется при закрытой задвижке, установленной на выходе данного насоса. При достижении давления на выкиде насоса рабочих значений, необходимо медленно приоткрыть задвижку на выходе и направить перекачиваемую жидкость в напорный коллектор. При этом, все запорные арматуры на пути движения жидкости до и после узла учета нефти, входа в напорный нефтепровод должны быть открыты. При пуске необходимо выполнить все операции по обеспечению перекачки продукции по нефтепроводу и приему ее на НСП.

Поскольку разработка месторождений ведется постоянно на протяжении всех ее этапов с момента ввода в эксплуатацию, кроме исключительных случаев консервации месторождений, в основном приходится иметь дело с пуском в работу отдельных скважин.

Пуск отдельной скважины при действующей замерной установке осуществляется в следующем порядке: подготовить направление подачи жидкости от скважины до замерной установки; открыть на данном направлении (схеме) все запорные арматуры, кроме задвижек на выкиде скважин оборудованных УЭЦН; открыть запорные арматуры на байпасе внутри помещения ЗУ и закрыть арматуру на ПСМ замерной установки; запустить ЭЦН в работу на скважине и при достижении давления на выкиде величины линейного давления необходимо открыть задвижку на выкидной линии устья и далее подать продукцию по трубопроводу на замерную установку. Затем необходимо перевести направление потока скважины жидкости с байпаса установки на ПСМ и проконтролировать на счетчике ТОР в АГЗУ расход поступающей обводненной нефти из скважины.

Пуск замерной установки в работу осуществляется в следующем порядке: проверить наличие и исправность предохранительных устройств, средств измерения, контроля и автоматизации в замерной установке; перед пуском сепаратор и обвязка замерной установки должны быть опрессованы на 1,25 Рраб. На время опрессовки установить заглушки под предохранительный клапан, а счетчик заменить на время опрессовки

катушкой. После опрессовки заглушки снять, заменить катушку на счетчик и отрегулировать предохранительный клапан. Затем проверить заполнение маслом гидросистемы переключателя скважин и ПСМ, при необходимости долить масло. Потом проверить переключение ПСМ вручную, путем переключения на следующую скважину; подать электропитание на пульт управления и на электропривод гидросистемы. Включить электродвигатель гидропривода, включить реле времени переключения поворотного патрубка переключателя скважин ПСМ. Проверить на холостом ходу полный цикл переключения ПСМ, установить рабочее задание на реле времени; поочередно открывая задвижки от действующих скважин полностью задействовать замерную установку на замер расхода жидкости от действующих скважин; во время пуска, давление жидкости в трубопроводе на выходе АГЗУ и давление газа в сепараторе контролировать по техническим манометрам; давление в замерном сепараторе должно быть на 0,08–0,12 МПа больше давления в общем нефтегазовом коллекторе; подключить показания турбинного счетчика расхода ТОР для контроля на пульте управления [20].

Для пуска газопроводов попутного газа необходимо: открыть запорную арматуру на выходе попутного газа; подать газ в газопровод; отрегулировать давление газа в газопроводах (контроль давления осуществлять по техническим манометрам); подготовить к пуску газопроводы попутного нефтяного газа.

Выводы: в разделе указан фактический адрес местонахождения АО «Самаранефтегаз», основные виды деятельности, показана структура управления организацией, представлена технологическая схема сбора нефти и газа на Белозёрско-Чубовском месторождении и представлена техническая карта процесса проведения работ на камере запуска и приема очистных устройств трубопроводов.

## **2 Анализ параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли**

### **2.1 Анализ безопасности оборудования**

По выкидным нефтегазосборным трубопроводам транспортируется газожидкостная смесь под высоким давлением. При авариях, порывах на нефтепроводах в результате коррозии, нарушения технологического режима, транспортируемая газожидкостная смесь выбрасывается в окружающую среду, а при несвоевременном обнаружении аварии нефть растекается на значительные расстояния. При этом выделяется попутный нефтяной газ, пары нефти, которые, распространяясь по территории, могут привести к возникновению взрывоопасной концентрации газовой смеси и, как следствие, к взрыву или пожару.

«Эксплуатация трубопроводов и сопутствующего оборудования регламентирована рядом нормативных документов, таких как: Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ» [6], «Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г. № 123–ФЗ» [21].

«Эксплуатирующая организация обязана разрабатывать технологический регламент, определяющий порядок организации надежного и безопасного ведения технологического процесса» [6].

«Технические устройства отечественного и иностранного производства, применяемые на объектах многониточных магистральных трубопроводов, должны соответствовать требованиям промышленной безопасности» [6].

Все эти требования на Белозёрско-Чубовском месторождении АО «Самаранефтегаз» выполняются.



## 2.2 Анализ пожарной безопасности

«Классификация взрывопожарной опасности и санитарная характеристика помещений и наружных установок на Белозёрско-Чубовском месторождении по группе месторождений, производственный процесс на которых регламентируется нормативным документом» [11] представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Классификация взрывопожарной опасности помещений и наружных установок на Белозёрско-Чубовском месторождении

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории пожарной опасности по СП 12.13013.2009	Класс пожароопасной зоны (123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»)
1	2	3
Блок подачи химреагентов (УДЭ, НД–1,6/63, НД–10/100, НД–25/40)	A	2 класс
Промысловые трубопроводы	АН	2 класс
Площадка рассекающих задвижек (гребенок)	АН	2 класс
Площадки около устьев эксплуатационных скважин	ВН	2 класс
Замерная установка (блок технологический)	A	2 класс
Площадка узла пуска очистных устройств	A	2 класс
Площадка узла приема очистных устройств	A	2 класс
Площадки около устьев нагнетательных эксплуатационных скважин	ВН	2 класс

При возникновении пожара или взрыва на объектах системы сбора необходимо выполнить следующие действия:

- сообщить о пожаре или взрыве руководству предприятия, вызвать подразделение пожарной команды и, при наличии пострадавших, вызвать «Скорую помощь»;

- необходимо отключить электродвигатели насосов на соответствующих скважинах, осечь задвижками аварийный участок, объект;
- потушить пожар, устранить последствия аварии и отремонтировать оборудование;
- произвести испытания оборудования на прочность и герметичность и далее пустить его в работу в соответствии с требованиями разделов настоящего регламента.

### **2.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах персонала, отметить специфику факторов**

При движении продукции скважин по трубопроводам и аппаратам могут образовываться заряды статического электричества, которые при разрядке могут образовывать искру и привести к возгоранию и взрыву углеводородного сырья.

Наиболее опасными местами являются:

- канализационные колодцы (возможность скапливания сернистого водорода и тяжелых углеводородных газов, что может привести к отравлению обслуживающего персонала);
- наземное оборудование скважин, помещение замерных установок (возможность пропусков токсичных газов и тяжелых углеводородов через неплотности соединений деталей оборудования и последующего вредного воздействия на организм человека);
- места отбора проб (вероятность попадания нефтепродукта на кожу рук, одежду и проникновения его паров через органы дыхания);
- различное электрооборудование (вероятность поражения электрическим током);
- скважинные пирамиды, особенно в условиях оледенения в зимнее время (возможность получения физической травмы).

Вредными веществами на объектах являются нефть, попутный нефтяной газ, сернистый водород в составе углеводородного сырья, минерализованная пластовая вода, применяемые химические реагенты.

В таблице 3 представлен анализ воздействия ОВПФ на операторов.

Таблица 3 – Анализ воздействия ОВПФ на операторов

Наименование операции	Наименование оборудования	ОВПФ
1	2	3
Оценка состояния внутренней полости трубопровода	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, малогабаритная камера пуска приёма внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	«К физическим ОВПФ относятся: вращающиеся части механизмов (насосов); загазованность воздуха рабочей зоны; движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; повышенная запыленность воздуха рабочей зоны.
Пропуск ВПСО	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, малогабаритная камера пуска приёма внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	Химические ОВПФ подразделяются по характеру воздействия на организм человека на: токсические; раздражающие;
Регистрация в Журнале учета газоопасных работ, проводимых без оформления наряда–допуска.	Нефтяная скважина, АГЗУ, ДНС, трубопровод, Журнал учета газоопасных работ, малогабаритная камера пуска приёма внутритрубных поточных средств очистки и диагностики без трубопроводной обвязки	По пути проникания в организм человека через: органы дыхания; кожные покровы и слизистые оболочки. Психофизиологические ОВПФ по характеру действия подразделяются на: физические перегрузки; нервно–психические перегрузки. Физические перегрузки подразделяются на: статические; динамические. Нервно– психические перегрузки подразделяются на: умственное перенапряжение; перенапряжение анализаторов; монотонность труда; эмоциональные перегрузки» [4].

Анализ выполнен на базе ГОСТ 12.0.003– 2015 [4].

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в помещениях, где перекачиваются газы и жидкости, содержащие вредные вещества, - через каждые 4 часа;
- в помещениях, где возможно выделение и скопление вредных веществ, и на наружных установках в местах их возможного выделения и скопления, - не реже одного раза за смену;
- в помещениях, где не имеется источников выделения, но возможно попадание вредных веществ извне, - не реже одного раза в сутки;
- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов, - не реже двух раз за смену;
- в местах, обслуживаемых периодически, - перед началом работ и в процессе работы;
- при аварийных работах в загазованной зоне - не реже одного раза в 30 мин.

«Работы в колодцах должны производиться по наряду - допуску на выполнение газоопасных работ, под руководством инженерно - технического работника, ответственного за проведение газоопасных работ.

Работники должны иметь необходимые для работы исправные инструменты, оборудование и приспособления.

К работе, связанной со спуском в водопроводный канализационный колодец, допускается бригада, состоящая не менее чем из трех человек, не считая лица ответственного за проведение газоопасных работ.

При этом рабочий, спускающийся в колодец, должен надеть спасательный пояс с лямками, надежно закрепленный предохранительной веревкой, длина которой должна быть на 2 м больше глубины колодца. Второй рабочий обязан поддерживать связь с находящимся в колодце, держать конец каната и, в случае необходимости, вместе с третьим рабочим немедленно поднять его из колодца. Третий рабочий должен охранять территорию вокруг колодца, не допуская к нему работников не задействованных в данных работах, с открытым огнем, оказывать помощь по

подъему рабочего, а во время работы подавать инструменты и материалы» [20].

При работе в колодцах на работника могут воздействовать следующие ОВПФ:

- углеводороды предельные и непредельные: метан, пропан, парафины, этилен;
- высокая температура воды;
- работа ниже уровня земли до 3 метров в стесненных условиях.

Контроль состояния газо-воздушной среды должен проводиться обученным и допущенным для этих целей персоналом. Приборы контроля должны быть во взрывозащищенном исполнении, в рабочем состоянии, откалиброваны, иметь свидетельство о государственной поверке с указанием срока следующей поверки, достаточный заряд аккумуляторной батареи на весь период работ.

#### **2.4 Уровень производственного травматизма в организации**

Взрыв или возгорание добываемого углеводородного сырья может привести к серьезным разрушениям наземных сооружений и зданий, а также травматизму персонала.

На рисунке 4 показана статистика травматизма и несчастных случаев на нефтегазовых объектах РФ.

Согласно статистике, количество несчастных случаев со смертельным исходом на нефтегазовых объектах в РФ сократилось на 3, или на 16%, в годовом выражении и в 2020 году составило 16 случаев. В 2020 году погибло 16 человек - это на 3 случая меньше, чем в 2019 году (из 16 случаев - 10 были групповыми).

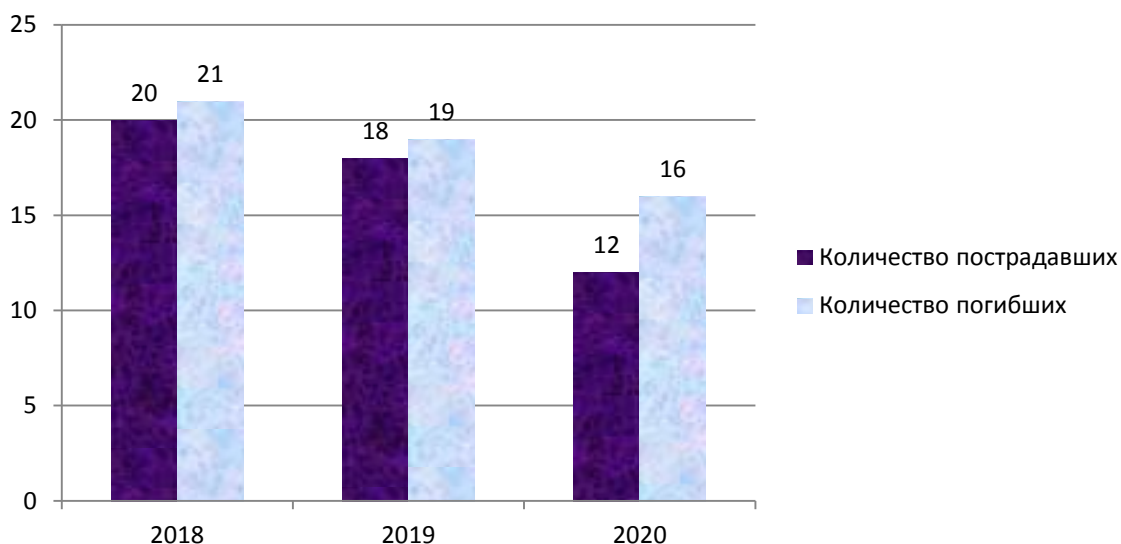


Рисунок 4 – Статистика травматизма и несчастных случаев на нефтегазовых объектах РФ

На рисунке 5 представлен анализ травматизма по используемому оборудованию.

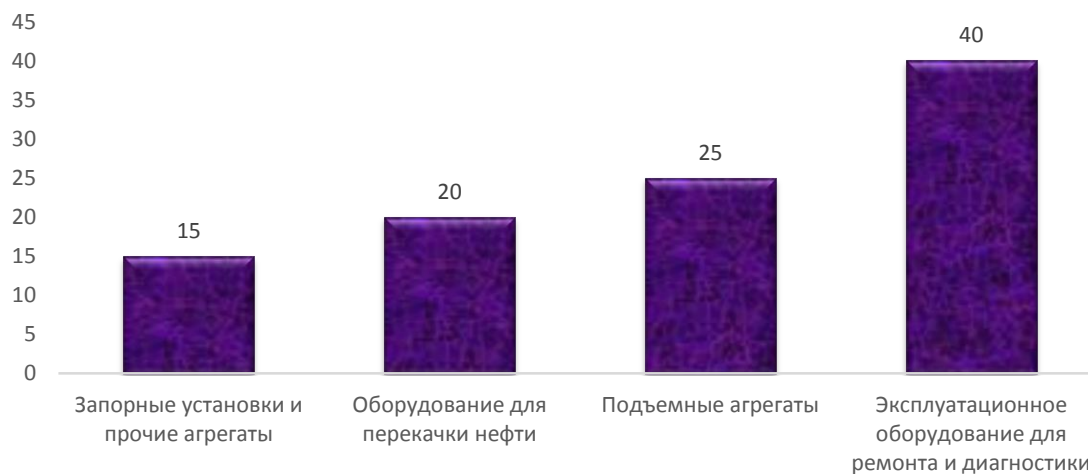


Рисунок 5 – Анализ травматизма по используемому оборудованию, %

Аварии также происходят из-за коррозии металла и прорывов трубопроводов.

На рисунке 6 представлен анализ травматизма по ОВПФ.

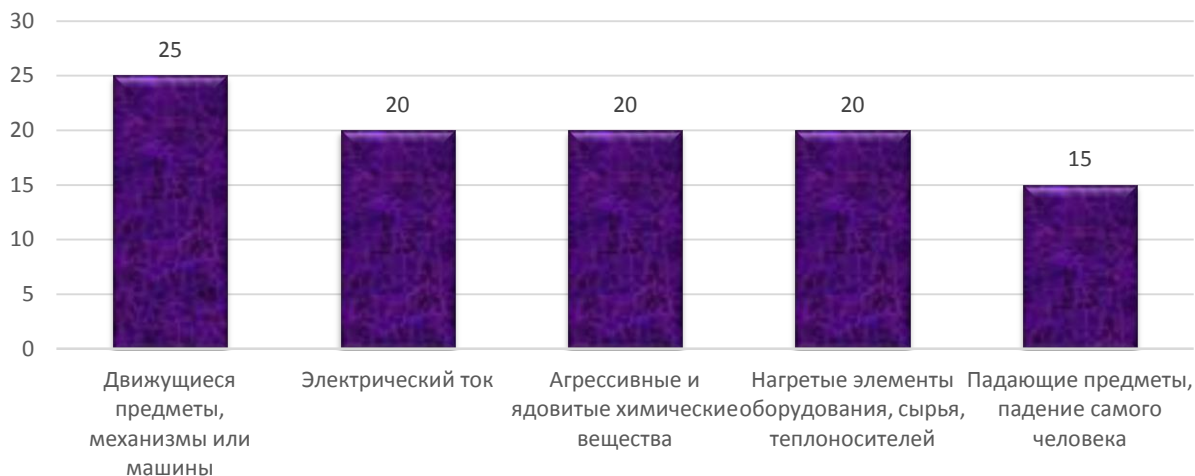


Рисунок 6 – Анализ причин травматизма по ОВПФ, %

Статистика показывает, что несчастные случаи, как правило, происходят по причинам: нарушения технологического процесса, недостаточной обученности персонала безопасным методам и приемам, а также нарушение технологического процесса.

На рисунке 7 представлен анализ травматизма по возрасту пострадавших.

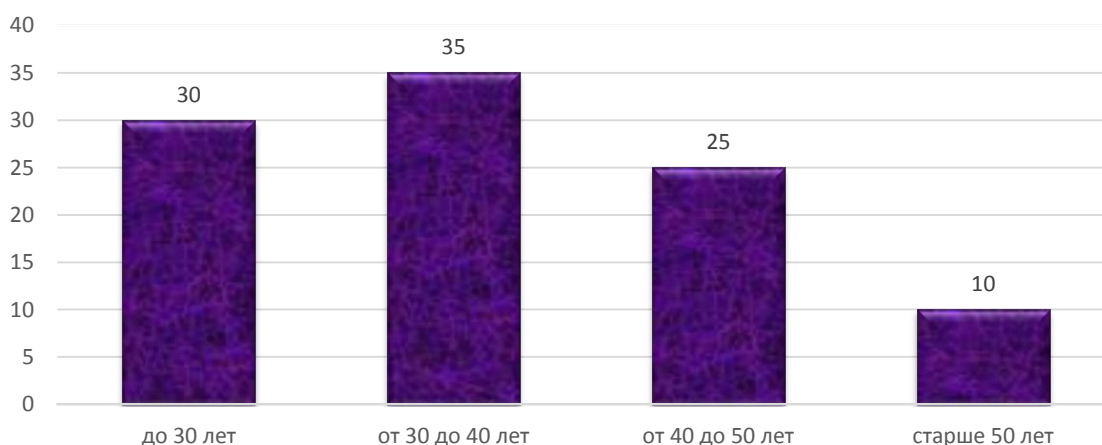


Рисунок 7 – Статистика травматизма по возрасту пострадавших, %

Из рисунка видно, что большинство пострадавших находились в возрасте от 30 до 40 лет.

## **2.5 Анализ обеспеченности персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты**

Анализ обеспеченности оператора по капитальному ремонту скважин современными средствами индивидуальной и коллективной защиты выполнен на основании «Приказа Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. № 970н», п.33. [12].

Оператору по капитальному ремонту скважин положены:

- костюм из хлопчатобумажной ткани – 2 на 2 года;
- костюм из смешанных тканей – 2 на 2 года;
- костюм для защиты от нефти и газа – 2 на 2 года;
- костюм из огнестойких тканей – 2 на 2 года;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов – до износа;
- костюм для защиты от воды – 1 на 2 года;
- костюм противэнцефалитный – 1;
- футболка – 4 на 2 года;
- головной убор – 1;
- ботинки кожаные с жестким подноском – 1 пара;
- сапоги кожаные с жестким подноском – 1 пара;
- нарукавники из полимерных материалов – 6 пар;
- перчатки с полимерным покрытием – 12 пар;
- каска защитная – 1 на 2 года;
- подшлемник под каску – 1;
- очки защитные – до износа;

На наружных работах зимой:

- костюм из хлопчатобумажной ткани – по поясам;



- костюм из смешанных тканей – по поясам;
- костюм для защиты от нефти – по поясам;
- белье нательное утепленное – 2 комплекта;
- жилет утепленный – 1;
- ботинки кожаные утепленные с жестким подноском – по поясам;
- валенки с резиновым низом – по поясам;
- шапка-ушанка – 1 на 3 года;
- перчатки шерстяные (вкладыши) – 6 пар;
- рукавицы меховые в IV и особом поясах – 1 пара на 2 года» [12].
- плащ термостойкий для защиты от воды - 1 на 3 года;
- сапоги резиновые с защитным подноском - 1 пара на 2 года.
- ботинки кожаные утепленные с защитным подноском для защиты от повышенных температур на термостойкой подошве – 1 пара.

Выводы: в разделе представлен анализ параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли: анализ безопасности оборудования, анализ пожарной безопасности, анализ ОВПФ, уровень производственного и анализ обеспеченности персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты.

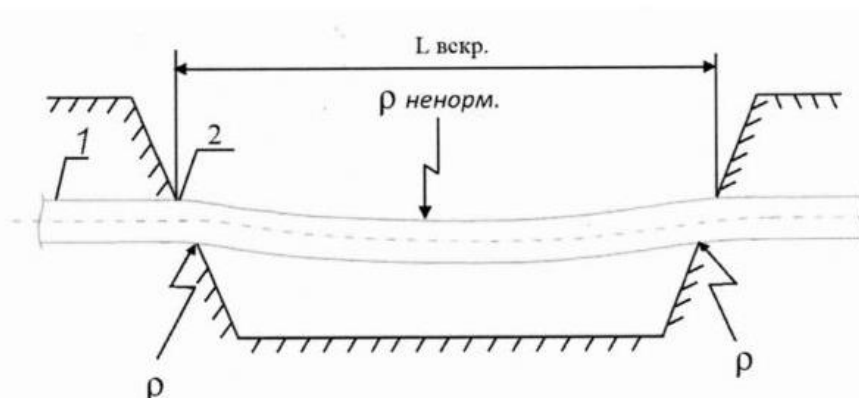
### **3 Прогнозирование параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли**

По результатам анализа и прогнозирования параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли, в данном разделе предложено техническое решение выявленных проблем (с использованием поиска по патентной базе).

С целью снижения травматизма работников при ремонте и диагностике трубопроводов, а также снижения действия ОВПФ, предлагаем использовать «Способ ремонта потенциально опасного участка трубопровода», разработанного ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» [18].

Изобретение относится к эксплуатации трубопроводов, в частности, к эксплуатации потенциально опасных участков (ПОУ) с повышенным, ненормативным уровнем напряженно– деформированного состояния (НДС). Целью изобретения является разработка способа ремонта ПОУ, в котором средствами геодезического позиционирования определяется сечение с минимальным радиусом изгиба, в котором производится разрезка, с обеспечением нормативных напряжений прилегающего участка. Согласно способу, оценка НДС проводится по данным геодезического позиционирования, которое осуществляется на вскрытом участке. Измерение проводят не реже, чем через каждые 2 м, математической обработкой результатов, суть которых в выражении данных геодезического позиционирования через полиномы, геометрическим вычислением радиусов изгиба через каждые 3 точки, по всей протяженности вскрытого участка, определяя точку с минимальным радиусом изгиба. При этом если не обеспечивается нормативное требование по радиусам изгиба более  $1000D$  в заземлениях, то вскрытие участка продолжают, с повторным геодезическим позиционированием. Но не реже чем через 2 м, и математической обработкой, до точки, где радиус изгиба в заземлениях составляет  $1000D$  и

более, с повторным определением точки с минимальным радиусом изгиба, где и проводится рез с последующим ремонтом. На вскрытом участке, ограниченном хотя бы с одной стороны отводом холодного гнущего, вскрытие проводят до него, считая его границей заземления, с повторным определением расчетного, минимального радиуса изгиба, где и проводится рез с последующим ремонтом. На рисунках 8 – 9 представлена иллюстрация способа.



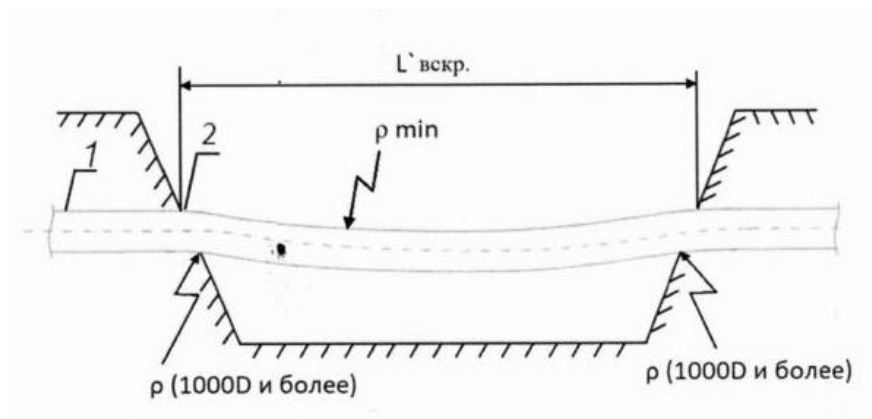
1 – участок трубопровода; 2 - место деформации;  $L_{вскр}$  – протяженность вскрытого участка;  $\rho$  – радиус изгиба

Рисунок 8 – Иллюстрация способа ремонта потенциально опасного участка трубопровода

В качестве ПОУ рассматривается пересечение участка надземного перехода (НП) МГ с препятствием, например с оврагом, при этом, ориентировочно в центре образуется вогнутый участок с ненормативным радиусом упругого изгиба.

На рисунке 8 представлен вскрытый участок, протяженностью  $L_{вскр}$ ,  $\rho$  – с ненормативным радиусом изгиба.

Средствами геодезии необходимо определить  $\rho_{min}$ . На рисунке 9 приведен тот же участок со вскрытым протяженностью до расчетного  $L_{1вскр}$  по критерию радиуса изгиба  $\rho=1000D$  и более в заземлениях.



1 – участок трубопровода; 2 - место деформации;  $L'_{\text{вскр.}}$  – протяженность вскрытого участка;  $\rho$  – радиус изгиба

Рисунок 9 – Иллюстрация способа ремонта потенциально опасного участка трубопровода

На рисунке 10 показан график данных геодезического позиционирования участка трубопровода диаметром 1420 мм (как пример), на рисунке 11 приведен обработанный график с уравнением в виде полинома 4-ой степени.

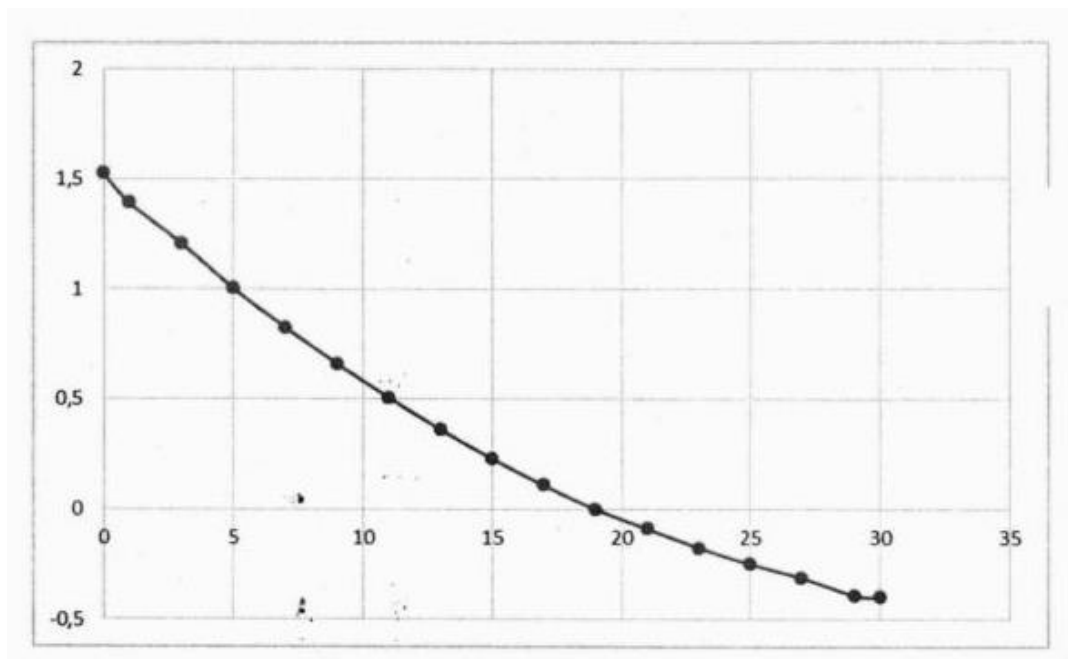


Рисунок 10 – График данных геодезического позиционирования участка трубопровода



Рисунок 11 – Обработанный график с уравнением в виде полинома 4-ой степени

Таким образом, способ призван снизить статические и динамические нагрузки на оператора по ремонту и диагностике трубопровода, а также снизить потенциально возможный травматизм и несчастные случаи.

Объекты нефтегазовой отрасли относятся к объектам повышенной опасности. С целью обеспечения промышленной безопасности предлагается к использованию «Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса» [19].

«Техническим результатом является повышение точности оценки опасности объектов нефтегазодобывающего комплекса, повышение уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса. Способ включает сбор информации о критерии, в частности о годе строительства скважины, состоянии скважины, назначении скважины, накопленном отборе нефти, суточной добыче нефти или газа, суточной добыче жидкости, обводненности скважины, газовом факторе, наличии зон многолетнемерзлых пород, общей характеристике пласта, наличии грифонов. Наличие достоверной базы замеров межколонных давлений и базы по выявлению заколонной циркуляции и межпластовых

перетоков, содержания серы или сернистого водорода из существующих электронных баз данных ли бумажных носителей или результатов натурального обследования и/или замеров, проводимых в скважинах или отчетов об исследовании скважин» [19].

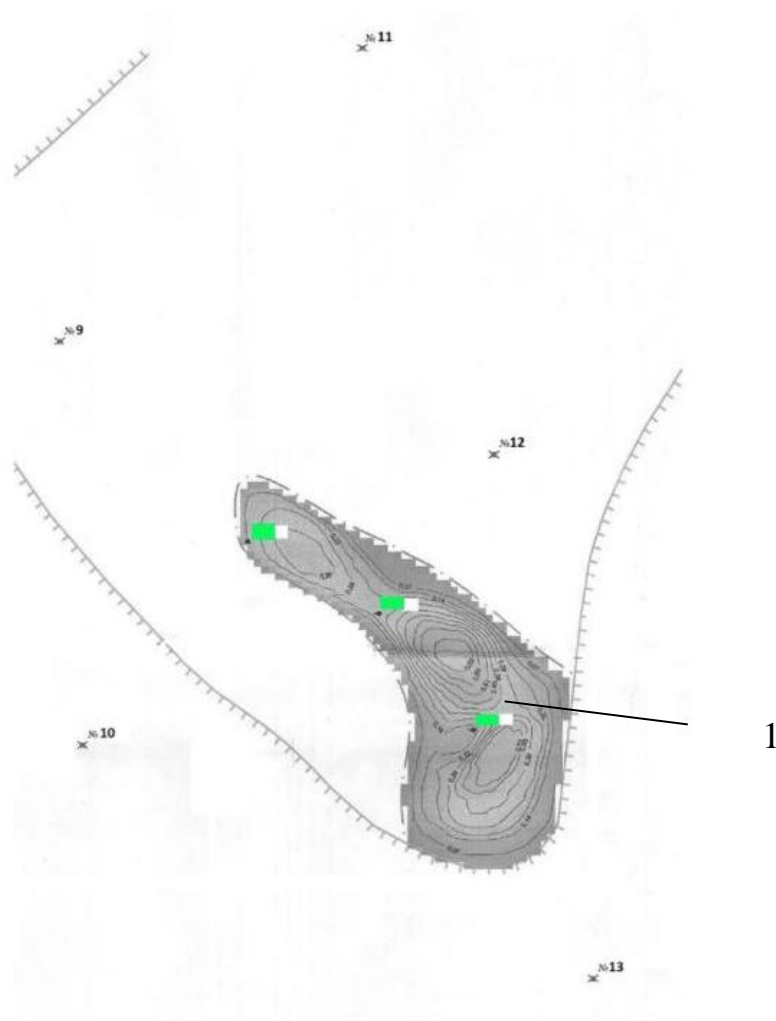
Формула данного изобретения включения:

- «занесение собранной информации в электронную базу данных;
- ранжирование скважин, по следующим критериям, внесенным в базу данных: год строительства скважины, состояние скважины, назначение скважины, накопленный отбор нефти, суточная добыча нефти или газа, суточная добыча жидкости, обводненность, газовый фактор для нефтяных скважин;
- наличие/отсутствие газовых шапок;
- наличие/отсутствие зон многолетнемерзлых пород;
- общая характеристика пласта, наличие грифонов;
- наличие/отсутствие достоверной базы замеров межколонных давлений;
- наличие/отсутствие достоверной базы по выявлению заколонной циркуляции и межпластовых перетоков, содержание серы, в частности, сернистого водорода» [19].

«В продукции скважин, определение средних балльных оценок ( $M_{i-j}$ ) для каждого критерия ( $M_i$ ), влияние на степень опасности скважины в текущем состоянии, от 0 до 10, при котором более высокая балльная оценка указывает на повышение уровня негативного влияния данного критерия  $M_i$  на расчетные показатели. На основании полученных средних балльных оценок осуществляется вычисление коэффициента уровня эксплуатационной опасности по математической формуле; определение средних балльных оценок ( $P_{i-j}$ ) по критериям квалификации обслуживающего производственного персонала ( $P_i$ ), непосредственно осуществляющего операции по контролю за текущим состоянием скважин, находящихся в консервации и/или ликвидации. Определение поправочного коэффициента

(Кх) в диапазоне от 0,1 до 1, учитывающего степень возможной халатности при проведении операций по контролю текущего состояния фонда скважин. При этом, по полученным значениям коэффициентов опасности фонда (Коф), находящимся в диапазоне от 0 до 100, определяют состояние опасности скважины исходя из того, что чем ниже коэффициент опасности, тем менее опасным является состояние скважины и, наоборот» [19].

На рисунке 12 показана схематично Центральная залежь.



X – ликвидация после бурения, А – в ожидании ликвидации, ■ – добывающая,  
1 – центральная залежь

Рисунок 12 – Центральная залежь

Таким образом, владея информацией об опасных участках объектов нефтегазовой отрасли можно снизить или предотвратить количество несчастных случаев и чрезвычайных ситуаций.

Как показал анализ, аварии на объектах нефтегазовой отрасли часто происходят из-за действия коррозии. Для ее снижения предлагаем изобретение «Производные бензотриазола и толилтриазола для снижения коррозии», авторов ЭКОЛАБ ЮЭсЭй ИНК [13].

Изобретение носит защитный характер металлов от коррозии. Способ включает приведение в контакт антикоррозионной композиции с водной системой, приведенной в контакт со стальной поверхностью. Где указанная антикоррозионная композиция содержит соединение, выбранное из: алкилбензотриазола, алкилтолилтриазола, алкоксибензотриазола, алкокситоллилтриазола, нитробензотриазола, нитротоллилтриазола, галогенбензотриазола, галогентоллилтриазола, гидрированного бензотриазола, гидрированного толилтриазола, их кислоты или соли или их комбинации, где водная система содержит консистенцию и имеет рН и температуру от 120°C до 300°C. Технический результат: разработан способ и антикоррозионные композиции для защиты стальных поверхностей, подверженных воздействию жестких условий, при этом антикоррозионные композиции не требуют использования фосфора или цинка.

Выводы: в разделе проанализированы 3 способа по снижению воздействия ОВПФ на работников нефтегазовой отрасли, снижению потенциально возможных аварий, несчастных случаев и травматизма. Предлагаем к внедрению «Способ ремонта потенциально опасного участка трубопровода» и «Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса».



## 4 Охрана труда

Ответственный руководитель и исполнители работ по проведению ремонта, диагностике, очистке трубопровода должны быть обеспечены надежной связью и транспортом на весь период проведения работ.

Ответственный руководитель работ за сутки до пропуска ВПСО обязан проверить:

- подъездные дороги к узлам пуска– приема и при необходимости принять меры к их расчистке;
- сигнализаторы прохождения ВПСО привести в рабочее положение;
- возможность замерзания конденсата в расширительных камерах узлов и при необходимости принять меры к их отоплению и очистке (при выполнении работ в зимний период);
- отсутствие остатков продукта в грязевых поддонах и емкостях и при необходимости принять меры к их откачке;
- состояние всей запорной арматуры на узлах пуска– приема и по линейной части трубопровода.

Система сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская» приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Система сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская»

Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка сигнализация		Операции по откл./вкл и другому воздействию
			Min	Max	Min	Max	
1	2	3	4	5	6	7	8
Tisa	Электродвигатели центробежных	Температура подшипников электродвигателей	–	75 <sup>0</sup> с	–	75 <sup>0</sup> с	Сигнализация отключения

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка сигнализация		Операции по откл./вкл и другому воздействию
			Min	Max	Min	Max	
	насосов цнс						насосов
Tisa	Электродвигатели центробежных насосов цнс	Температура подшипников электродвигателя	–	75°С	–	75°С	Сигнализация отключение насосов
Pir	Центробежные насосы цнс	Температура подшипников насоса	–	75°С	–	75°С	Сигнализация отключение насосов
Pir	Центробежные насосы цнс (прием)	Давление на входе насосов	0,05 мпа		0,03 мпа		Сигнализация отключение насосов
Pir	Центробежные насосы цнс (выкид)	Давление нагнетания	3,0 мпа	5,0 мпа	1,6	5,1 мпа	Запуск резервных агрегатов, остановка работающих агрегатов
Pisa	Центробежные насосы цнс	Давление в конце масляной линии	0,035 мпа	0,1 мпа	0,035 мпа	0,1 мпа	Остановка работающих агрегатов
Lsa	Дренажная емкость	Уровень в дренажной емкости де	20%	80%	20%	80%	Сигнализация. Отключение дренажного насоса.
Pia1	Центробежные насосы цнс	Пожар в насосном блоке		700°С	0	700°С	Срабатывание пожарной сигнализации. Отключение вентиляторов насосов.

По итогам патентного поиска предлагаем в работе внедрение изобретения ФИШЕР-РОУЗМАУНТ СИСТЕМЗ, ИНК «Создание интегрированных предупреждений в технологической установке» [17].

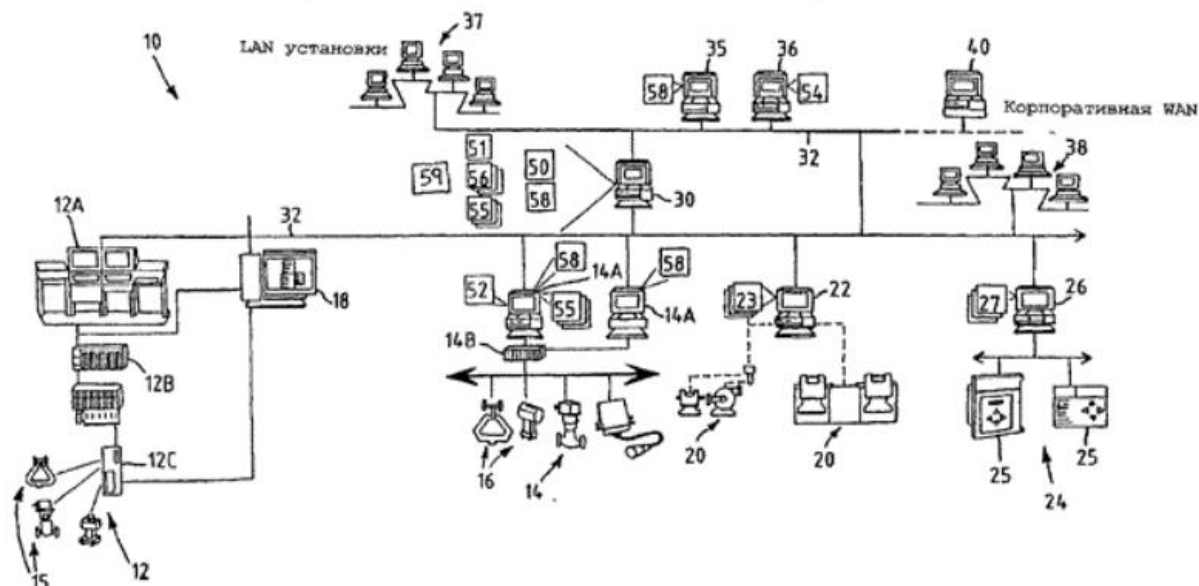
«Технический результат – обеспечение оптимизации управления технологическим процессом» [17].

«Системы управления технологическими процессами типа тех, которые используются в технологических процессах химической, нефтяной или других отраслей, обычно включают в себя один или несколько централизованных или децентрализованных технологических контроллеров» [17].

«Устройства, работающие в полевых условиях (далее «полевые устройства»), которые могут представлять собой, например, вентили, вентильные позиционеры, переключатели, первичные измерительные преобразователи и датчики, выполняют такие функции в технологическом процессе, как открывание или закрывание вентилей и измерение параметров технологического процесса. Технологический контроллер принимает сигналы, показывающие результаты технологических измерений, или переменные технологического процесса. Результаты сформированы полевыми устройствами или связанные с ними, и/или другую информацию, относящуюся к полевым устройствам, использует эту информацию для реализации программы управления, а затем формирует сигналы управления, которые посылаются по одной или нескольким шинам на полевые устройства для управления ходом технологического процесса» [17].

На рисунке 13 представлена блок–схема установки для управления технологическим процессом,

«Предлагаемый способ интеграции предупреждений с приоритетами позволяет отображать рабочую информацию, связанную с различными технологическими объектами в технологической установке, во множество общих статусов состояния» [17].



12, 15, 12C, 12B – датчики; 18, 32 - регулятор температуры в нижней секции; 24, 25, 26, 27 - регулирующий орган; 38. 40 – корпоративная сеть WAN; 30, 32, 35, 36, 37, 40 - корпоративная сеть LAN; 14, 14A, 14B, 16, 20, 22, 58 – устройства, работающие в «полевых устройствах»

Рисунок 13 – Блок - схема установки для управления технологическим процессом

«Поскольку рабочая информация от различных технологических объектов преобразуется в общие статусы состояния, можно без труда установить относительную важность рабочей информации. Затем может быть создано предупредительное сообщение, связанное с технологическим объектом, причем предупредительное сообщение указывает на один статус состояния из множества статусов состояния» [17].

Выводы: в разделе рассмотрена система сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская», а также предложено изобретение «Создание интегрированных предупреждений в технологической установке», с целью совершенствования охраны труда и обеспечения безопасности в организации.

## 5 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

Коррозионная агрессивность сернистого водорода и пластовых вод, содержащихся в продукции скважин, приводит к образованию свищей на трубопроводах и аппаратах, сопровождающихся выбросом в окружающую среду вредных веществ, что также опасно для жизни обслуживающего персонала.

В соответствии с «Законом об охране окружающей природной среды» [7], «Земельным кодексом Российской Федерации» [3] и «Водным кодексом Российской Федерации» [2] предприятия, эксплуатирующие промышленные трубопроводы, обязаны вести наблюдения (мониторинг) за состоянием окружающей природной среды для своевременного выявления изменений, их оценки, предупреждения и устранения последствий отрицательного влияния объектов (трубопроводов) предприятия на среду.

«Организация контроля за соблюдением нормируемого воздействия объекта (предприятия) на окружающую среду производится в соответствии РД 153-39-007-96» [14].

В соответствии с этими документами «на местах аварийных разливов нефти контроль за состоянием почв ведется путем периодического отбора их образцов и последующих исследований. Контроль за состоянием воздуха и воды ведется в местах в сроки.

Наибольшая концентрация каждого вредного вещества в приземном слое атмосферы не должна превышать максимальной разовой ПДК данного вредного вещества в атмосферном воздухе.

«Предприятия добычи и внутри промышленного транспорта нефти, газа и воды, имеющие выбросы вредных веществ в атмосферу, разрабатывают нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ) и утверждают их в установленном порядке» [15].

«Мероприятия по охране окружающей среды сводятся к защите водного и воздушного бассейнов, недр почвы и включают в себя

мероприятия по снижению отрицательного влияния производственной деятельности объектов при: монтаже, реконструкции, ремонте; эксплуатации скважин, нефтегазопроводов, замерных и сепарационных установок, пунктов налива нефти; аварийных ситуациях» [20].

«Основным отрицательным воздействием при эксплуатации являются последствия аварийных ситуаций, а именно: кратковременные выбросы углеводородов в небольших количествах; периодические выбросы, связанные с нарушением технологического процесса; аварийные, являющиеся различными по масштабу воздействия, в зависимости от сроков их ликвидации» [20].

«Для исключения и предупреждения аварийных ситуаций и максимального снижения их негативного влияния на природную среду необходимо:

- строгое соблюдение норм всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса;
- осуществление постоянного контроля за герметичностью;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха, растений, почвы, грунта, поверхностных и подземных вод;
- проведение плановых профилактических ремонтов оборудования и коммуникаций» [20].

«Объекты и сооружения на месторождении могут быть потенциальными источниками загрязнения недр при их эксплуатации и возникновении аварийных ситуаций» [20].

Аварийные порывы на нефтепроводах могут оказать воздействие на подземные воды. Основным требованием по защите недр и внешнего слоя почвы является недопущение попадания нефти и пластовых вод в верхние и нижние слои почвы.

Для этой цели на нефтепромыслах выполняются следующие мероприятия:

- предусмотрено получение регулярной и достаточной информации о состоянии оборудования, нефтепроводов и инженерных коммуникаций.
- своевременное реагирование на все отклонения технического состояния оборудования и нефтепроводов от нормального;
- вокруг скважин и установок имеется обваловка для предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли и попадания ее в водоемы;
- в водоохранной зоне не должны быть расположены нефтедобывающие, нагнетательные скважины и, соответственно, должны быть приняты тщательные меры по усиленной обваловке объектов, устройству специальных дамб и амбаров, препятствующих попаданию нефтепродукта и пластовой воды в водный бассейн.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций и максимального снижения уровня воздействия объектов и сооружений на все составляющие природной среды необходимо осуществлять постоянное наблюдение и контроль за их состоянием. Учитывая различную степень защищенности пресных водоносных горизонтов от возможного поступления загрязняющих веществ, на территории организован мониторинг состояния подземных вод, а также литомониторинг, мониторинг ландшафта и экзогенных геологических процессов. Важным мероприятием по охране земельных ресурсов является утилизация отходов производства и потребления. Масла индустриальные отработанные утилизируются, перерабатываются на самом предприятии.

«Чтобы утилизация опасных отходов произошла правильно, необходимо для начала определить, что принадлежит к этой группе. То, насколько продукты производства могут навредить окружающей среде, определяется при помощи эксперимента. Из них делается водная вытяжка.

Если внутри полученной жидкости присутствуют биогенные, органические вещества, то нужно определить их устойчивость к распаду под действием микроорганизмов» [20].

Чтобы понимать, насколько опасными могут быть продукты производства, необходимо принимать во внимание такие характеристики:

- «уровень опасности;
- степень горючести и способность к самовоспламенению;
- уровень инертности; количество токсичного газа, выделяемого материалами вследствие воспламенения;
- угроза живым существам и экосистеме, особенности взаимодействия с природой; присутствие инфекций бактериального характера (медицинские отходы);
- возможность образования метана во время перегнивания отходов; излучение радиации» [20].

«Утилизация отработанного масла обычно производится путем закупоривания жидкости в металлических бочках и скапливания их в специально выделенных складских помещениях. Но такой способ ненадежный, поэтому тут лучше подойдет термическая обработка. Прежде чем будет произведена утилизация опасных отходов, нужно определить, к какому классу они принадлежат.

Прежде чем на производстве будут утилизированы отходы, они проверяются в специальных лабораториях. Тут определяется степень их опасности. Весь мусор, который принадлежит к классу от 1 до 4, подлежит уничтожению. Способов утилизации существует несколько:

Термический. В этом случае вредные материалы полностью дезинфицируют и уничтожают. Для утилизации применяется метод пиролиза. То есть уничтожение производится в атмосфере, где отсутствует кислород, посредством двух этапов. Для термической переработки температура разложения отходов составляет 200 градусов. Такой способ не лишен недостатков. После сгорания материалов остается зола, содержащая



вредные компоненты. Для вторичного использования в качестве удобрения она непригодна.

Плазменный. Тут тоже желательно обеспечить отсутствие кислорода. Сжигание или окисление веществ не происходит. Они уничтожаются при помощи плазмы.

Инсинерация. Этот способ утилизации заключается в сжигании опасных отходов. Их объем при этом становится значительно меньше, и они не могут навредить окружающей среде. Таким способом производится переработка отходов медицинской промышленности.

Стерилизация. Такой метод утилизации пригоден только для медицинских отходов.

За захоронение веществ, несущих опасность для окружающей среды и человека, ответственность несут юридические лица, начальники производств. При несоблюдении требований закона на них может быть наложен штраф в размере от 10 тыс. до 250 тыс. р. Еще нарушение правил утилизации предусматривает приостановление производства сроком на три месяца.

Чтобы использовать любой из перечисленных способов утилизации, необходимо оформить соответствующую документацию относительно конкретного отхода. Составляется паспорт данного вещества, в котором отмечается класс опасности, а также состав материала. Вывозить мусор для переработки должностные и юридические лица могут самостоятельно, или пользоваться услугами специальных фирм, обладающий соответствующей лицензией» [20].

Выводы: в разделе представлена идентификация экологических аспектов организации, выявлено антропогенное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу), представлены меры по охране окружающей среды при складировании опасных отходов производства.

## 6 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях

Процесс добычи, сбора и транспортировки нефти и газа, факторов характеризуется следующими факторами: наличием взрывопожароопасных веществ - попутного нефтяного газа и нефти; наличием трубопроводов, находящихся под давлением; наличием больших объемов нефти и газа, содержащих сернистый водород.

«Разлив нефти и выброс в воздух рабочей зоны попутного газа в случае разгерметизации трубопроводов и оборудования, в результате нарушения правил эксплуатации, норм технологического режима, порядка проведения ремонтных работ создает опасность загрязнения окружающей среды и отравления персонала» [20]. В процессе длительной эксплуатации месторождения на объектах системы добычи, сбора и транспорта скважинной продукции могут возникать различные аварийные ситуации. Наиболее распространенные аварии и действия персонала по их устранению приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Аварии на объектах нефтегазовой отрасли и действия персонала по их устранению

Виды возможных аварий	Сценарии развития аварии	Способы локализации и ликвидации аварии (места нахождения средств для спасения и ликвидации аварий)	Порядок действий ответственных лиц, исполнителей и специализированных формирований по спасению людей и ликвидацию аварий
1	2	3	4
Порыв напорного нефтепровода	Взрыв паров нефти и нефтепродукта.	1.Выполнить подготовительные работы. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий аварии, назначить	Надеть противогазы. Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».

Продолжение таблицы 5

Виды возможных аварий	Сценарии развития аварии	Способы локализации и ликвидации аварии (места нахождения средств для спасения и ликвидации аварий)	Порядок действий ответственных лиц, исполнителей и специализированных формирований по спасению людей и ликвидацию аварий
1	2	3	4
		ответственных за проведение работ по ликвидации последствий, утвердить мероприятия в УООС, провести работы, сдать восстановленные земли с оформлением двустороннего акта приема– сдачи.	
Порыв нефтесборного коллектора	Взрыв паров нефти и нефтепродукта.	1.Выполнить подготовительные работы. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий аварии, назначить ответственных за проведение работ по ликвидации последствий, утвердить мероприятия в УООС, провести работы, сдать восстановленные земли с оформлением двустороннего акта приема– сдачи.	Надеть противогазы. Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».
Порыв выкидной линии со скважины	Взрыв паров нефти и нефтепродукта	1. Приступить к подготовительным работам по локализации и ликвидации отказа. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий	Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги,

Продолжение таблицы 5

Виды возможных аварий	Сценарии развития аварии	Способы локализации и ликвидации аварии (места нахождения средств для спасения и ликвидации аварий)	Порядок действий ответственных лиц, исполнителей и специализированных формирований по спасению людей и ликвидацию аварий
1	2	3	4
		аварии	установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».
Порыв трубопровода пластовой воды (водовода)	Взрыв паров нефти и нефтепродукта.	1. Приступить к подготовительным работам. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий аварии, назначить ответственных за проведение работ по ликвидации последствий аварии.	Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».
Порыв газопровода	Взрыв паров нефти и нефтепродукта.	1. Приступить к подготовительным работам. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий аварии, назначить ответственных за проведение работ по ликвидации последствий аварии.	Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».
При содержании	Взрыв паров.	1. Работы по ликвидации утечки вести в строгом соответствии с действующими правилами. Аварийный инструмент, первичные средства пожаротушения	Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь

Продолжение таблицы 5

Виды возможных аварий	Сценарии развития аварии	Способы локализации и ликвидации аварии (места нахождения средств для спасения и ликвидации аварий)	Порядок действий ответственных лиц, исполнителей и специализированных формирований по спасению людей и ликвидацию аварий
1	2	3	4
в воздухе сернистого водорода и углеводородов нефти свыше ПДК	нефти и нефтепродукта	фильтрующие и шланговые противогазы в здании бригады, противогазы у каждого работающего.	пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».
Порыв трубопровода, пересекающего автодорогу и ж/д.	Взрыв паров нефти и нефтепродукта.	1. Приступить к подготовительным работам. 2. Приступить к работам по локализации разлива нефтепродуктов. 3. Ликвидировать отказ трубопровода. 4. Разработать мероприятия по ликвидации последствий аварии, назначить ответственных за проведение работ по ликвидации последствий.	Вывести людей из опасной зоны в наветренную сторону, при необходимости вызвать скорую помощь, оказать первую помощь пострадавшим, провести контроль воздушной среды, оградить опасную зону, выставить посты вблизи проезжей части дороги, установить знаки «опасно– газ», «проезд запрещен».

Основные причины неполадок и аварийных ситуаций – коррозионная активность транспортируемой продукции, превышение нормативного срока эксплуатации трубопроводов.

В случае возникновения аварийной ситуации на объектах системы сбора продукции скважин, необходимо отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации аварии.

Аварийная остановка объектов участка осуществляется по следующим причинам: отключение электроэнергии; порыв нефтепромысловых трубопроводов, нарушение герметичности емкостного оборудования; пожар или взрыв на объектах системы сбора продукции скважин.

В случае возникновения аварийной ситуации в системе транспорта продукции скважин необходимо отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации аварии [5].

Аварийная остановка объектов системы транспорта осуществляется по следующим причинам: отключение электроэнергии; порыв напорных нефтепроводов; пожар или взрыв на объектах системы транспорта продукции скважин. При отключении электроэнергии прекращается работа насосных агрегатов на скважинах и транспортировка добываемой продукции, останавливается работа замерных установок.

При прекращении подачи электроэнергии необходимо закрыть запорные арматуры на выкиде скважинных насосов, выяснить причину отключения и его длительность. На выкиде скважин, оборудованными насосными установками с автоматическим пуском при подаче электроэнергии, запорные арматуры не закрываются. При длительном отключении электроэнергии сбросить давление газа из затрубного пространства скважины и давление жидкости из насосно - компрессорных труб, сдренировать жидкость из трубопроводов и сепараторов замерных установок в дренажные емкости, предварительно открыв запорные арматуры на воздушниках и дренажных линиях. После дренирования закрыть вышеуказанные запорные арматуры. При появлении электроэнергии произвести пуск оборудования согласно требованиям разделов данного регламента. При порыве нефтепромыслового выкидного трубопровода от скважины необходимо выполнить следующие действия:

- остановить работу скважинного насоса, если давление на выкиде скважины окажется ниже предельно допустимого в результате аварии, то насос отключится самостоятельно;
- закрыть запорную арматуру на выкидной линии скважины, отсечь задвижками аварийный участок трубопровода;
- установить на место порыва временный хомут для предотвращения утечки;

- принять меры по предотвращению разлива пластовой жидкости;
- освободить трубопровод от жидкости путем продувки в передвижную емкость (автоцистерну) или в специально созданный амбар (яму) с последующей уборкой жидкости;
- организовать уборку загрязненного участка;
- приступить к ремонту трубопровода, предварительно промыв и пропарив его перед сварочными работами;
- произвести испытание отремонтированного участка;
- подготовить скважину к пуску в соответствии с требованиями разделов настоящего регламента.

При порыве общего нефтегазосборного трубопровода от замерной установки необходимо выполнить следующее:

- отключить электродвигатели эксплуатационных насосов на всех скважинах, подключенных к данной замерной установке;
- закрыть запорные арматуры на выкидных линиях от скважин, на входе и выходе замерной установки, отсечь задвижками аварийный участок трубопровода;
- установить на место порыва временный хомут для предотвращения утечки;
- принять меры по предотвращению разлива пластовой жидкости;
- освободить трубопровод от жидкости путем продувки в передвижную емкость (автоцистерну) или в специально созданный амбар (яму) с последующей уборкой жидкости;
- организовать уборку загрязненного участка;
- приступить к ремонту трубопровода, предварительно промыв и пропарив его перед сварочными работами;
- произвести испытание отремонтированного участка;
- подготовить скважину к пуску в соответствии с требованиями разделов настоящего регламента.

При порыве напорного нефтепровода от сепарационной установки необходимо выполнить следующие действия:

- необходимо остановить действующий фонд соответствующих эксплуатационных скважин;
- необходимо остановить работу дожимных насосов, а при наличии системы блокировки насосы могут отключиться самостоятельно, если давление на выкиде окажется ниже предельно допустимого в результате аварии;
- закрыть запорные арматуры на выкиде насоса, отсечь задвижками аварийный участок трубопровода;
- установить на место порыва временный хомут для предотвращения утечки;
- принять меры по предотвращению разлива пластовой жидкости;
- освободить трубопровод от жидкости путем продувки в передвижную емкость (автоцистерну) или в специально созданный амбар (яму) с последующей уборкой жидкости;
- организовать уборку загрязненного участка;
- приступить к ремонту трубопровода, предварительно промыв и пропарив его перед сварочными работами, произвести опрессовку отремонтированного участка;
- подготовить нефтепровод к пуску в соответствии с требованиями разделов настоящего регламента.

Выводы: в разделе проведен анализ возможных техногенных аварий, представлены мероприятия по минимизации рисков техногенных аварий и устранению последствий аварийных ситуаций. Основные причины неполадок и аварийных ситуаций - коррозионная активность транспортируемой продукции, превышение нормативного срока эксплуатации трубопроводов. В случае возникновения аварийной ситуации на объектах системы сбора продукции скважин, необходимо отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации аварии.



## 7 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

### 7.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий и охраны труда

В таблице 6 представлены выписка из Плана мероприятий по улучшению условий и охраны труда [10].

Таблица 6 – План мероприятий по улучшению условий и охраны труда

Наименование структурного подразделения, рабочего места	Наименование мероприятия	Цель мероприятия	Срок выполнения	Структурные подразделения, привлекаемые для выполнения	Отметка о выполнении
1	2	3	4	5	6
Белозёрско-Чубовское месторождение АО «Самаранефтегаз»	Приобретение отдельных приборов, устройств, оборудования и (или) комплексов (систем) приборов, устройств, оборудования, непосредственно предназначенных для обеспечения безопасности работников.	Уменьшение количества аварий из-за падения кранов или падения грузов	I квартал 2022 года	УПБиОТ	выполняется

Таким образом, предложенные мероприятия позволят снизить травматизм и несчастные случаи на Белозёрско-Чубовском месторождении АО «Самаранефтегаз».

## **7.2 Расчет размера финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами**

Заявление о финансовом обеспечении предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами представлено в Приложении А.

План финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами в Приложении Б.

## **7.3 Расчет размера скидки (надбавки) к страховому тарифу по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний**

Рассчитаем размер скидки и надбавки на основании «Постановления Правительства РФ от 30.05.2012 г. № 524» [9].

Определим размер страхового тарифа. Для этого необходимо определить класс профессионального риска, на основании Приказа Минтруда России от 30.12.2016 г. № 851н» [8]. Код ОКВЭД АО «Самаранефтегаз» 06.10 «Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа». Класс профессионального риска – 30, соответственно, размер страхового тарифа – 7,4%. В таблице 7 данные для расчета.

Таблица 7 – Данные для расчета размера скидки (надбавки) к страховому тарифу по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Показатель	усл. обоз.	ед. изм.	Данные по годам			
			1 год	2 год	3 год	Текущий год
Среднесписочная численность работников	N	чел	3900	3500	3400	3300
Количество страховых случаев за 1 год	K	шт.	4	4	3	1
Количество страховых случаев за год, исключая со смертельным исходом	S	шт.	3	4	3	1
Число дней временной нетрудоспособности в связи со страховым случаем	T	дн.	75	80	70	20
Сумма обеспечения по страхованию	O	руб.	60 000	80 000	60 000	20 000
Фонд заработной платы за год	ФЗП	руб.	1 400 000 000	1 400 000 000	1 400 000 000	1 300 000 000
Число рабочих мест, на которых проведена аттестация по условиям труда	q11	шт.	3000	3200	3200	800
Число рабочих мест, подлежащих аттестации по условиям труда	q12	шт.	3200	3200	3200	3000
Число рабочих мест, отнесенных к вредным и опасным классам условий труда по результатам аттестации	q13	шт.	2000	2000	2000	2000
Число работников, прошедших медицинские осмотры	q21	чел.	1600	1500	1500	300
Число работников, подлежащих направлению на медицинские осмотры	q22	чел.	1600	1800	1800	2000

Показатель « $a_{стр}$ » рассчитывается по следующей формуле [9]:

$$a_{стр} = \frac{O}{V}, \quad (1)$$

$$V = \Sigma \text{ФЗП} \cdot t_{стр}, \quad (2)$$

где размер страхового тарифа  $t_{стр}$  – 7,4%.

$$V = \sum \Phi_{3П} \cdot t_{стр} = 4\,200\,000 \cdot 7,4\% = 310\,800$$

$$a_{стр} = \frac{O}{V} = \frac{200\,000}{310\,800} = 0,6$$

Показатель « $b_{стр}$ » рассчитывается по следующей формуле [9]:

$$b_{стр} = \frac{K \cdot 100}{N}, \quad (3)$$

$$b_{стр} = \frac{K \cdot 1000}{N} = \frac{11 \cdot 1000}{3400} = 3,2$$

Показатель « $c_{стр}$ » рассчитывается по следующей формуле [9]:

$$c_{стр} = \frac{T}{S} \quad (4)$$

$$c_{стр} = \frac{T}{S} = \frac{225}{10} = 22,5$$

Рассчитаем коэффициент  $q1$ :

$$q1 = (q11 - q13)/q12 \quad (5)$$

$$q1 = \frac{(3200 - 2000)}{3200} = 0,4$$

Коэффициент « $q2$ » рассчитывается по следующей формуле: [9]:

$$q2 = q21/q22 \quad (6)$$

$$q_2 = 1500/1800 = 0,8$$

Значения всех трех страховых показателей ( $a_{\text{стр}}$ ,  $b_{\text{стр}}$ ,  $c_{\text{стр}}$ ) меньше значений основных показателей по видам экономической деятельности ( $a_{\text{вэд}}$ ,  $b_{\text{вэд}}$ ,  $c_{\text{вэд}}$ ), то рассчитываем размер скидки по формуле:

$$C(\%) = \left\{ 1 - \left( \frac{a_{\text{стр}}}{a_{\text{вэд}}} + \frac{b_{\text{стр}}}{b_{\text{вэд}}} + \frac{c_{\text{стр}}}{c_{\text{вэд}}} \right) / 3 \right\} \cdot (1 - q_1) \cdot (1 - q_2) \cdot 100 \quad (7)$$

$$C(\%) = \left\{ \frac{\left( \frac{0,6}{0,8} + \frac{3,2}{4,1} + \frac{22,5}{98,17} \right)}{3 - 1} \right\} \cdot (0,6) \cdot (0,2) \cdot 100 = 7,6\%$$

Рассчитываем размер страхового тарифа на следующий год:

$$t_{\text{стр}}^{\text{след}} = t_{\text{стр}}^{\text{тек}} - t_{\text{стр}}^{\text{тек}} \cdot C \quad (8)$$

$$t_{\text{стр}}^{\text{след}} = 7,4 - 7,4 \times 7,6\% = 7,9\%$$

Рассчитываем размер страховых взносов по новому тарифу в следующем году:

$$V^{\text{след}} = \Phi З П^{\text{тек}} \cdot t_{\text{стр}}^{\text{след}} \quad (9)$$

$$V^{\text{след}} = 1\,300\,000\,000 \cdot 7,9\% = 102\,700\,000,$$

$$V^{\text{тек}} = 1\,400\,000\,000 \cdot 7,4\% = 103\,600\,000$$

Определяем размер экономии страховых взносов в следующем году:

$$\mathcal{E} = V^{\text{след}} - V^{\text{тек}} \quad (10)$$

$$\text{Э} = 102\,700\,000 - 103\,600\,000 = -900\,000$$

Размер экономии страховых взносов в следующем году равен 900 000 рублей.

#### 7.4 Санитарно-гигиеническая эффективность мероприятий по охране труда

Увеличение количества производственного оборудования ( $\Delta M$ ), соответствующего требованиям безопасности:

$$\Delta M = \frac{M_1 - M_2}{M} \cdot 100\% \quad (11)$$

$$\Delta M = \frac{11 - 10}{45} \cdot 100\% = 0,02$$

Данные для расчета эффективности внедряемых мероприятий представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Данные для расчета эффективности внедряемых мероприятий по ОТ

Наименование показателя	усл. обозн.	ед. измер.	Значение показателя	
			1 (до реализации мероприятий)	2 (после реализации мероприятий)
1	2	3	4	5
число единиц производственного оборудования, не соответствующего требованиям безопасности	$M_i$	шт.	11	10
общее количество единиц производственного оборудования	$M$	шт.	41	45
количество производственных помещений, которые не отвечают требованиям безопасной их эксплуатации	$B_i$	шт.	2	1
общее число производственных помещений	$B$	шт.	8	8

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
количество рабочих мест, условия труда на которых не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям	Ki	PM	2	1
общее количество рабочих мест	KЗ	PM	700	750
численность занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям	Чи	чел.	50	25
годовая среднесписочная численность работников	ССЧ	чел.	3300	3300
Число пострадавших от несчастных случаев на производстве	Чнс	чел.	3	1
Количество дней нетрудоспособности в связи с несчастными случаями	Днс	дн	70	60
число случаев профессиональных заболеваний	З	шт.	2	1
количество дней временной нетрудоспособности из-за болезни	Дз	дн.	20	8
количество случаев заболевания	Кз	шт.	2	1
численность работников, которые стали инвалидами	Чи	чел.	2	1
количество работников, уволившихся по собственному желанию из-за неудовлетворительных условий труда	Чп	чел.	1	-
Плановый фонд рабочего времени в днях	Фплан	дни	360	360
Время оперативное	t <sub>о</sub>	мин	400	400
Время обслуживания рабочего места	t <sub>ом</sub>	мин	22	20
Время на отдых	t <sub>отл</sub>	мин	60	60
Ставка рабочего	T <sub>чс</sub>	руб/час	150	180
Коэффициент доплат	k <sub>допл.</sub>	%	20	20
Продолжительность рабочей смены	T	час	8	8
Количество рабочих смен	S	шт	1	1
Коэффициент материальных затрат в связи с несчастным случаем	μ		2	2
страховой тариф по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	t <sub>страх</sub>	%	0,2	0,18
Нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности	Ен		2	2
Единовременные затраты	Зед	руб.		50 000 000

Увеличение числа производственных помещений (ΔБ), отвечающих требованиям безопасной их эксплуатации:

$$\Delta Б = \frac{Б_1 - Б_2}{Б} \cdot 100\%, \quad (12)$$

$$\Delta Б = \frac{2 - 1}{8} \cdot 100\% = 0,125$$

Сокращение количества рабочих мест ( $\Delta К$ ), условия труда на которых не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям:

$$\Delta К = \frac{К_1 - К_2}{К_3} \cdot 100\% , \quad (13)$$

$$\Delta К = \frac{2-1}{750} \cdot 100\% = 0,1 = 1.$$

Уменьшение численности занятых ( $\Delta Ч$ ), работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям:

$$\Delta Ч = \frac{Ч_1 - Ч_2}{ССЧ} \cdot 100\% , \quad (14)$$

$$\Delta Ч = \frac{50 - 25}{3300} \cdot 100\% = 0,8 = 1.$$

Таким образом, уменьшение численности занятых, работающих в условиях, которые не отвечают нормативно-гигиеническим требованиям – 1 человек.

## **7.5 Социальная эффективность мероприятий по охране труда**

Коэффициент частоты травматизма:

$$К_{ч} = \frac{Ч_{нс} \cdot 1000}{ССЧ} \quad (15)$$

$$К_{ч1} = \frac{3 \cdot 1000}{3300} = 0,9,$$



$$K_{q2} = \frac{1 \cdot 1000}{3300} = 0,3.$$

Коэффициент тяжести травматизма:

$$K_T = \frac{D_{HC}}{Ч_{HC}} \quad (16)$$

$$K_{T1} = \frac{70}{3} = 23,3,$$

$$K_{T2} = \frac{20}{1} = 20.$$

Изменение коэффициента частоты травматизма ( $\Delta K_q$ ):

$$\Delta K_q = 100 - \frac{K_{q2}}{K_{q1}} \cdot 100 \quad (17)$$

$$\Delta K_q = 100 - \frac{0,3}{0,9} \cdot 100 = 66,7.$$

Изменение коэффициента тяжести травматизма ( $\Delta K_T$ ):

$$\Delta K_T = 100 - \frac{K_{T2}}{K_{T1}} \cdot 100 \quad (18)$$

$$\Delta K_T = 100 - \frac{20}{23,3} \cdot 100 = 14,2.$$

Уменьшение коэффициента частоты профессиональной заболеваемости из-за неудовлетворительных условий труда:

$$\Delta K_3 = \frac{3_1 - 3_2}{CCЧ} \cdot 100\% \quad (19)$$

$$\Delta K_3 = \frac{2-1}{3300} \cdot 100\% = 0,03.$$

Сокращение коэффициента тяжести заболевания:

$$\Delta K_{з.т.} = \frac{D_{з1}}{K_{з1}} - \frac{D_{з2}}{K_{з2}} \quad (20)$$

$$\Delta K_{з.т.} = \frac{20}{2} - \frac{8}{1} = 2.$$

Уменьшение числа случаев выхода на инвалидность в результате травматизма или профессиональной заболеваемости:

$$\Delta Ч = \frac{Ч_{и1} - Ч_{и2}}{ССЧ} \cdot 100\% \quad (21)$$

$$\Delta Ч = \frac{2 - 1}{3300} \cdot 100\% = 0,03$$

Сокращение текучести кадров из-за неудовлетворительных условий труда:

$$\Delta Ч_{п} = \frac{Ч_{п1} - Ч_{п2}}{ССЧ} \quad (22)$$

$$\Delta Ч_{п} = \frac{1 - 0}{3300} = 0,0003$$

Потери рабочего времени в связи с временной утратой трудоспособности на 100 рабочих за год:

$$ВУТ = \frac{100 \cdot D_{ис}}{ССЧ} \quad (23)$$

$$\text{ВУТ1} = \frac{70 \cdot 100}{3300} = 2,1,$$

$$\text{ВУТ2} = \frac{60 \cdot 100}{3500} = 1,8.$$

Фактический годовой фонд рабочего времени 1 основного рабочего:

$$\Phi_{\text{факт}} = \Phi_{\text{план}} - \text{ВУТ} \quad (24)$$

$$\Phi_{\text{факт1}} = 360 - 2,1 = 357,9,$$

$$\Phi_{\text{факт2}} = 360 - 1,8 = 358,3.$$

Прирост фактического фонда рабочего времени 1 основного рабочего после проведения мероприятия по ОТ:

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = \Phi_{\text{факт2}} - \Phi_{\text{факт1}} \quad (25)$$

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = 358,3 - 357,9 = 0,4.$$

Относительное высвобождение численности рабочих за счет снижения количества дней невыхода на работу:

$$\mathcal{E}_{\text{ч}} = \frac{\text{ВУТ}_1 - \text{ВУТ}_2}{\Phi_{\text{факт1}}} \cdot \text{Ч}_1 \quad (26)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ч}} = \frac{2,1 - 1,8}{358,3} \cdot 50 = 0,5 = 1$$

Таким образом, относительное высвобождение численности рабочих за счет снижения количества дней невыхода на работу – 1 человек.

## 7.6 Экономическая эффективность мероприятий по охране труда

Прирост производительности труда за счет уменьшения затрат времени на выполнение операции:

$$П_{\text{тр}} = \frac{t_{\text{шт}1} - t_{\text{шт}2}}{t_{\text{шт}1}} \cdot 100\% \quad (27)$$

Суммарные затраты времени на технологический цикл:

$$t_{\text{шт}} = t_o + t_{\text{ом}} + t_{\text{отл}} \quad (28)$$

$$t_{\text{шт}1} = 400 + 22 + 60 = 482,$$

$$t_{\text{шт}2} = 400 + 20 + 60 = 480.$$

$$П_{\text{тр}} = \frac{482 - 480}{482} \cdot 100\% = 0,4$$

Прирост производительности труда за счет экономии численности работников в результате повышения трудоспособности:

$$П_{\text{эч}} = \frac{\text{Эч} \cdot 100\%}{\text{ССЧ}_1 - \text{Эч}}, \quad (29)$$

$$П_{\text{эч}} = \frac{1 \cdot 100\%}{3300 - 1} = 0,03.$$

Общий годовой экономический эффект ( $\text{Э}_\Gamma$ ) от мероприятий по улучшению условий труда:

$$\text{Э}_\Gamma = \text{Э}_{\text{мз}} + \text{Э}_{\text{усл тр}} + \text{Э}_{\text{страх}} \quad (30)$$

Среднедневная заработная плата:

$$\text{ЗПЛ}_{\text{дн}} = T_{\text{час}} \cdot T \cdot S \cdot (100\% + k_{\text{допл}}) \quad (31)$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{дн1}} = 150 \cdot 8 \cdot 1 \cdot (100\% + 20) = 48\,000,$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{дн2}} = 180 \cdot 8 \cdot 1 \cdot (100\% + 20) = 57\,600.$$

Материальные затраты в связи с несчастными случаями на производстве:

$$P_{\text{мз}} = \text{ВУТ} \cdot \text{ЗПЛ}_{\text{дн}} \cdot x \cdot \mu \quad (32)$$

$$P_{\text{мз1}} = 2,1 \cdot 48\,000 \cdot 2 \cdot 1 = 201\,600,$$

$$P_{\text{мз2}} = 1,8 \cdot 57\,600 \cdot 2 \cdot 1 = 207\,360.$$

Годовая экономия материальных затрат:

$$\mathcal{E}_{\text{мз}} = P_{\text{мз2}} - P_{\text{мз1}} \quad (33)$$

$$\mathcal{E}_{\text{мз}} = 207\,360 - 201\,600 = 5\,760$$

Среднегодовая заработная плата:

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год}} = \text{ЗПЛ}_{\text{дн}} \cdot \Phi_{\text{план}} \quad (34)$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год1}} = 48\,000 \cdot 360 = 17\,280\,000,$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год2}} = 57\,600 \cdot 360 = 20\,736\,000.$$

Годовая экономия за счет уменьшения затрат на выплату льгот и компенсаций за работу в неблагоприятных условиях труда:

$$\mathcal{E}_{\text{усл тр}} = \mathcal{C}_1 \cdot \text{ЗПЛ}_{\text{год1}} - \mathcal{C}_2 \cdot \text{ЗПЛ}_{\text{год2}} \quad (35)$$

$$\mathcal{E}_{\text{усл тр}} = 50 \cdot 17\,280\,000 - 25 \cdot 20\,736\,000 = 345\,600\,000.$$

Годовая экономия по отчислениям на социальное страхование ( $\mathcal{E}_{\text{страх}}$ ).

$$\mathcal{E}_{\text{страх}} = \mathcal{E}_{\text{усл.тр}} \cdot t_{\text{страх}} \quad (36)$$

$$\mathcal{E}_{\text{страх}} = 345\,600\,000 \cdot 7,9\% = 27\,302\,400.$$

Срок окупаемости затрат на проведение мероприятий:

$$T_{\text{ед}} = \frac{\mathcal{Z}_{\text{ед}}}{\mathcal{E}_{\text{г}}} \quad (37)$$

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = 5760 + 345\,600\,000 + 27\,302\,400 = 372\,908\,160$$

$$T_{\text{ед}} = \frac{50\,000\,000}{372\,908\,160} = 0,1$$

Выводы: Согласно проведённым расчетам, годовая экономия по отчислениям на социальное страхование составит 27 302 400 рублей. Срок окупаемости затрат на проведение мероприятий составит 0,1 года.

## Заключение

В работе указан фактический адрес местонахождения АО «Самаранефтегаз», основные виды деятельности, показана структура управления организацией, представлена технологическая схема сбора нефти и газа на Белозёрско-Чубовском месторождении и представлена техническая карта процесса проведения работ на камере запуска и приема очистных устройств трубопроводов.

Представлен анализ параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон в нефтегазовой отрасли: анализ безопасности оборудования, анализ пожарной безопасности, анализ ОВПФ, уровень производственного и анализ обеспеченности персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты.

Проанализированы 3 способа по снижению воздействию ОВПФ на работников нефтегазовой отрасли, снижению потенциально возможных аварий, несчастных случаев и травматизма. Предлагаем к внедрению «Способ ремонта потенциально опасного участка трубопровода» и «Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса». Использование предлагаемых способов позволит не только снизить воздействие ОВПФ на работников нефтегазовой отрасли, но и обеспечить более удобный, с точки зрения эргономики, способ выполнения работ на камере запуска и приема очистных устройств трубопроводов.

Рассмотрена система сигнализации и блокировок насосного оборудования УПСВ «Белозерская», а также предложено изобретение «Создание интегрированных предупреждений в технологической установке», с целью совершенствования охраны труда и обеспечения безопасности в организации, что позволит снизить количество инцидентов, связанных с несоблюдением правил охраны труда.

Представлена идентификация экологических аспектов организации, выявлено антропогенное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу), представлены меры по охране окружающей среды при складировании опасных отходов производства. Основным отрицательным воздействием на окружающую среду при эксплуатации и ремонте трубопроводов являются последствия аварийных ситуаций: кратковременные выбросы углеводородов в небольших количествах; периодические выбросы, связанные с нарушением технологического процесса; аварийные, являющиеся различными по масштабу воздействия, в зависимости от сроков их ликвидации

В работе проведен анализ возможных техногенных аварий, представлены мероприятия по минимизации рисков техногенных аварий и устранению последствий аварийных ситуаций. Основные причины неполадок и аварийных ситуаций – коррозионная активность транспортируемой продукции, превышение нормативного срока эксплуатации трубопроводов. В случае возникновения аварийной ситуации на объектах системы сбора продукции скважин, необходимо отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации аварии.

Согласно проведенным расчетам, годовая экономия по отчислениям на социальное страхование составит 27 302 400 рублей. Срок окупаемости затрат на проведение мероприятий составит 0,1 года.



## Список используемой литературы

1. АО «Самаранефтегаз» [Электронный ресурс] : Официальный сайт. URL: [https://samng.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha\\_i\\_razrabotka/Centralnaja\\_Rossija/samng/](https://samng.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Centralnaja_Rossija/samng/) (дата обращения 21.09.2021 года).
2. Водный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] : Федеральный закон № 74 - ФЗ от 03.06.2006 (ред. от 02.07.2021) URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_60683/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/) (дата обращения 22.09.2021 г.).
3. Земельный кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс] : Федеральный закон № 136 - ФЗ от 25.10.2001 (ред. от 02.07.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.09.2021) URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_33773/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/) (дата обращения 22.09.2021 г.).
4. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] : ГОСТ 12.0.003 - 2015 (введен в действие Приказом Росстандарта от 09.06.2016 № 602-ст). URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 21.09.2021 года).
5. О плане мероприятий на 2020 - 2024 годы (I этап) по реализации Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий Стратегии в области развития гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, обеспечения пожарной безопасности и безопасности людей на водных объектах на период до 2030 года [Электронный ресурс] : Приказ Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий № 536 от 20 июля 2020 года URL: <https://docs.cntd.ru/document/565693329> (дата обращения 22.09.2021 года).

6. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] : Федеральный закон № 116 - ФЗ от 21.07.1997 (ред. от 11.06.2021). URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_15234/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/) (дата обращения 21.09.2021 года).

7. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : Федеральный закон от 10.01.2002 № 7 - ФЗ (ред. от 02.07.2021). URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34823/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823/) (дата обращения 22.09.2021 г.).

8. Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска [Электронный ресурс] : Приказ Минтруда России от 30.12.2016 № 851н (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 № 45279) URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=211247&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.08357840221650115#01624263030809745> (дата обращения 22.09.2021 года).

9. Об утверждении Правил установления страхователям скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [Электронный ресурс]. Постановление Правительства РФ от 30.05.2012 № 524 (ред. от 08.06.2018) URL: <https://base.garant.ru/70183568> (дата обращения 30.08.2021 г.).

10. Об утверждении Правил финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно– курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами [Электронный ресурс] : Приказ Минтруда России от 10.12.2012 № 580н (ред. от 03.12.2018) (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2012 № 26440) URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=316128&fl>

d=134&dst=1000000001,0&rnd=0.47160729465910456#07487266192390885

(дата обращения 18.09.2021 года).

11. Об утверждении свода правил «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [Электронный ресурс] : Приказ МЧС РФ от 25.03.2009 № 182 (ред. от 09.12.2010) (вместе с СП 12.13130.2009.) URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_89061/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_89061/) (дата обращения 21.09.2021 года).

12. Об утверждении Типовых норм 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 (Приложение. 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 Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. № 970н. (ред. от 20.02.2014). URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/197363/paragraph/1:0> (дата обращения: 21.09.2021 года).

13. Производные бензотриазола и толилтриазола для снижения коррозии [Электронный ресурс] : Заявка: 2019102392, 28.07.2017. Авторы: Джилл Д. С. (US), Могхадам Ш. (US), Миллер Т. М. (US) Патентообладатель(и): ЭКОЛАБ ЮЭсЭй ИНК. (US) Опубликовано: 17.06.2021 Бюл. № 17 URL: <https://fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=6b36a661acd9066bb55b8eff61ad8465> (дата обращения 22.09.2021 г.).

14. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс] : РД 153 - 39 – 007 - 96. (утв. Минтопэнерго России 23.09.1996) URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200034203> (дата обращения 22.09.2021 г.).

15. Руководящий документ. Инструкция по инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу предприятиями Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР [Электронный ресурс] : РД 39-0147098-014-89. URL: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293817/4293817681.htm> (дата обращения 22.09.2021 г.).

16. Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 № 96 (зарегистрирован Минюстом России 16.04.2013, рег. № 28138). Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (дата обращения 22.09.2021 г.).

17. Создание интегрированных предупреждений в технологической установке [Электронный ресурс] : Заявка: 2004129311/09, 28.02.2003. Авторы: ЭРЮРЕК Э. (US), Ллевеллин К. Т. (US), Маршалл Л. Д. (US), Вестброк Д. Д. (US), Харрис С. А. (US), Хоукнесс С. Н. (US) (RU) Патентообладатель(и): ФИШЕР – РОУЗМАУНТ СИСТЕМЗ, ИНК. (US) Опубликовано: 27.05.2009 Бюл. № 15 URL: <https://www1.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=732ac4f2db6eaaf6f4d882572bfbc3a4> (дата обращения 22.09.2021 г.).

18. Способ ремонта потенциально опасного участка трубопровода [Электронный ресурс] : Заявка: 2020110291, 10.03.2020. Авторы: Аскарлов Р.М. (RU), Шарнина Г.С. (RU), Тагиров М.Б. (RU), Аскарлов Р.Г. (RU) Патентообладатель(и): Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (RU) Опубликовано:

13.01.2021 Бюл. № 2 URL: <https://fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=93d6b6f428403aed95579b015c7fcf02ceefd83d> (дата обращения 22.09.2021 г.).

19. Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» по скважинам, находящимся в консервации и/или ликвидации [Электронный ресурс] : Заявка: 2019122700, 18.07.2019. Авторы: Рыбалов Э.А. (RU) Патентообладатель(и): Рыбалов Э.А. (RU) Опубликовано: 23.04.2020 Бюл. № 12 URL: <https://fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=a88be59e4f3062b0f30de7dae11ecd4d> (дата обращения 22.09.2021 г.).

20. Технический регламент АО «Самаранефтегаз» по эксплуатации системы сбора нефти и газа со скважин Белозерско - Чубовского месторождения № П 01 - 05 ТР 232 ЮЛ 035 Версия 1.00. 2019 г. 142 с.

21. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [Электронный ресурс] : Федеральный закон № 123 - ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 02.07.2021) URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=314824&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.7975171035265785#06165173021121375> (дата обращения 21.09.2021 года).



обеспечение предупредительных мер с учетом расходов, связанных с оплатой пособий по временной нетрудоспособности в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием и оплатой отпусков застрахованных лиц.

К заявлению прилагаются следующие документы:

- 1) план финансового обеспечения предупредительных мер в 20 21 году – 1 л. в 2-х экз.;
- 2) копия перечня мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников, разработанного по результатам проведения специальной оценки условий труда – 2 л.;
- 3) копия соглашения по охране труда между работодателем и представительным органом работников – 2 л.;
- 4) копия списка работников, подлежащих прохождению обязательных периодических медицинских осмотров (обследований) в 2021 году – 5 л.;
- 5) перечень приобретаемых СИЗ с указанием профессий (должностей) работников, норм выдачи СИЗ со ссылкой на соответствующий пункт типовых норм, а также количества, стоимости, даты изготовления и срока годности приобретаемых СИЗ – 1 л.;
- 6) перечень СИЗ, приобретаемых с учетом результатов проведения специальной оценки условий труда (с том числе с учетом аттестации рабочих мест по условиям труда), с указанием профессий (должностей) работников, норм выдачи СИЗ, а также количества, стоимости, даты изготовления и срока годности приобретаемых СИЗ – 1 л.;
- 7) копия сертификата соответствия СИЗ техническому регламенту Таможенного союза "О безопасности средств индивидуальной защиты" (ТР ТС 019/2011) – 4 л.;
- 8) декларации о соответствии СИЗ техническому регламенту Таможенного союза "О безопасности средств индивидуальной защиты" (ТР ТС 019/2011) – 3 л.;
- 9) копия заключения о подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации, выданного Министерством промышленности и торговли Российской Федерации в отношении СИЗ – 7 л.

Решение о финансовом обеспечении (либо об отказе в финансовом обеспечении) предупредительных мер прошу вручить (направить) (нужное отметить):

на личном приеме

с использованием средств почтовой связи

X

через многофункциональный центр

в электронной форме с использованием Федеральной государственной информационной системы "Единый портал государственных и муниципальных услуг" (при условии подачи заявления в электронной форме посредством Федеральной государственной информационной системы "Единый портал государственных и муниципальных услуг (функций)"

X

АО «Самаранефтегаз»

(наименование страхователя)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

(подпись)

Анжигур С.А.

(Ф.И.О.)

М.П.

Исполнитель (от страхователя) Игнатъев Б.С., ведущий специалист отдела ОТ

Приложение Б

**План финансового обеспечения предупредительных мер по сокращению производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников и санаторно-курортного лечения работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами**

АО «Самаранефтегаз»  
(наименование страхователя)

Наименование предупредительных мер	Обоснование для проведения предупредительных мер (коллективный договор, соглашение по охране труда, план мероприятий по улучшению условий и охраны труда)	Срок исполнения	Единицы измерения	Количество	Планируемые расходы, руб.				
					всего	в том числе по кварталам			
						I	II	III	IV
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Приобретение отдельных приборов, устройств, оборудования и (или) комплексов (систем) приборов, устройств, оборудования, непосредственно предназначенных для обеспечения безопасности работников.	план мероприятий по улучшению условий и охраны труда, соглашение по охране труда	I кв. 2022 года	Шт.	5	1 000 000	1 000 000			