

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

Институт Машиностроения
(институт, факультет)
Управление промышленной и экологической безопасностью
(кафедра)
20.03.01 Техносферная безопасность
(код и наименование направления подготовки, специальности)
Безопасность технологических процессов и производств
(наименование профиля, специализации)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Совершенствование безопасности в процессе ремонта нефтегазового оборудования в ОАО «Сургутнефтегаз»

Студент

А.А. Парамонов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

М.И. Фесина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

В.Г. Виткалов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.п.н., профессор Л.Н. Горина

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

(личная подпись)

«_____» 20____ г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

Тема бакалаврской работы - «Совершенствование безопасности в процессе ремонта нефтегазового оборудования в ОАО «Сургутнефтегаз».

В разделе 1 представлена характеристика объекта ОАО «Сургутнефтегаз», адрес, его местонахождения, виды выполняемых работ и технологическое оборудование.

Во втором разделе представлена принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле и технологический процесс ремонта нефтегазового оборудования. Рассмотрена статистика травматизма и несчастных случаев, идентификация опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте ремонтника.

В научно-исследовательском разделе, в качестве решения выявленных проблем в области безопасности предлагается установка для подъема скважинной жидкости.

В разделе по охране труда можно ознакомиться с разработанной документированной процедурой по обеспечению работников средствами индивидуальной защиты в ОАО «Сургутнефтегаз».

В 6 разделе проведен анализ экологического воздействия на окружающую среду и предложены принципы, методы и средства снижения антропогенного воздействия.

В 7 разделе проанализированы аварийные ситуации на предприятии и предложены мероприятия по предупреждению ЧС в ОАО «Сургутнефтегаз».

В 8 разделе диплома приведена оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности в ОАО «Сургутнефтегаз».

Объем работы составляет: 59 страниц, 9 таблиц, 10 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Характеристика производственного объекта.....	5
1.1 Расположение.....	5
1.2 Производимая продукция.....	5
1.3 Технологическое оборудование.....	6
1.4 Виды работ.....	9
2 Технологический раздел.....	11
2.1 план размещения технологического оборудования.....	11
2.2 Описание технологического процесса.....	11
2.3 Анализ производственной безопасности на участке.....	13
2.4 Анализ средств защиты	14
2.5 Анализ производственного травматизма.....	15
3 Мероприятия по снижению ОВПФ.....	18
4 Научно-исследовательский раздел.....	20
4.1 Выбор и обоснование объекта исследования.....	20
4.2 Анализ существующих принципов безопасности.....	20
4.3 Предлагаемое изменение.....	21
4.4 Выбор технического решения.....	32
5 Охрана труда.....	34
5.1 Разработка регламентированной процедуры по ОТ	34
6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.....	35
6.1 Оценка антропогенного воздействия на окружающую среду.....	35
6.2 Предлагаемые основные принципы, методы и средства снижения негативного воздействия на окружающую среду.....	36
6.3 Разработка документированных процедур по экологической безопасности.....	38
7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях.....	40
7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций на объекте.....	40
7.2 Разработка планов локализации и ликвидации аварий (ПЛА).....	41
8 Оценки эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.....	48
8.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий труда.....	48
8.2 Расчет размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве.....	
8.3 Оценка снижения уровня травматизма.....	50
8.4 Оценка снижения размера выплаты компенсаций.....	52
8.5 Оценка производительности труда.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	56

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая промышленность является важной частью Российской экономики, что обеспечивает как функционирование всех других отраслей, так и степень благосостояния россиян.

Особенность работы объектов нефтегазового комплекса заключается в том, что любая авария или внеплановая остановка работы объекта может при определённых обстоятельствах повлечь непредсказуемые последствия. Исходя из этого, можно сказать, что задачей государства, специализированных компаний и надзорных органов является достижение максимального уровня охраны труда, промышленной, экологической и пожарной безопасности в деятельности нефтегазодобывающего комплекса.

Объектом исследования является процесс ремонта нефтегазового оборудования в ОАО «Сургутнефтегаз».

Цель исследования – совершенствование безопасности в процессе ремонта нефтегазового оборудования в ОАО «Сургутнефтегаз».

В процессе исследования была дана характеристика производственного объекта, проведена идентификация опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте слесаря по ремонту технологических установок, разработана регламентированная процедура обеспеченности работников средствами индивидуальной защиты, проведен анализ производственного травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз». Предложена к эксплуатации новая установка по подъему скважинной жидкости при их эксплуатации и освоении в процессе нефтедобычи, газодобычи, добычи газоконденсата или добычи воды, при ремонте скважин и интенсификации притока.

Снижение массогабаритных характеристик, трудозатрат на монтаж и демонтаж и уменьшение тепловых потерь установки по подъему скважинной жидкости позволяет снизить тяжесть трудового процесса на рабочем месте слесаря по ремонту технологических установок.

1 Характеристика производственного объекта

1.1 Расположение ОАО «Сургутнефтегаз»

«Полное фирменное наименование Общества на русском языке - открытое акционерное общество «Сургутнефтегаз»» [1].

«Сокращенное фирменное наименование Общества на русском языке - ОАО «Сургутнефтегаз»» [1].

«Полное фирменное наименование Общества на английском языке – “Surgutneftegas” Open Joint Stock Company. Сокращенное фирменное наименование Общества на английском языке - “Surgutneftegas” OJSC” [1].

«Место нахождения Общества: Российская Федерация, Тюменская обл., г. Сургут. Почтовый адрес Общества: 626400, Российская Федерация, Тюменская обл., г. Сургут, ул. Губкина 13» [1].

1.2 Производимая продукция

«Основными видами деятельности Общества являются:

Разработка месторождений.

Геологическая деятельность.

Пользование недрами на условиях соглашений о разделе продукции для проведения работ по геологическому изучению недр, разведке и добывче нефти, газа, воды и других полезных ископаемых, строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добывчей полезных ископаемых.

Капитальный и подземный ремонт скважин.

Цементирование эксплуатационных и разведочных скважин.

Поставка и переработка нефти и газа.

Деятельность по содержанию и эксплуатации нефтебаз, нефтепаливных и других терминалов, автозаправочных станций (в том числе передвижных).

Деятельность по хранению нефти и продуктов ее переработки.

Строительная деятельность.

Пусконаладочные работы.

Выполнение инженерных изысканий и проектных работ для строительства, строительно-монтажных, геодезических, геологических, гидрометеорологических, мелиоративных, лесотехнических, торфотехнических, экологических и других работ.

Производство и реализация материалов, изделий, конструкций, оборудования и товаров народного потребления.

Выполнение строительно-монтажных работ, в том числе:

- строительно-монтажные работы на действующих объектах газовой и нефтяной промышленности;
- строительно-монтажные работы, на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений, расположенных на суше;
- строительство магистральных трубопроводов» [1].

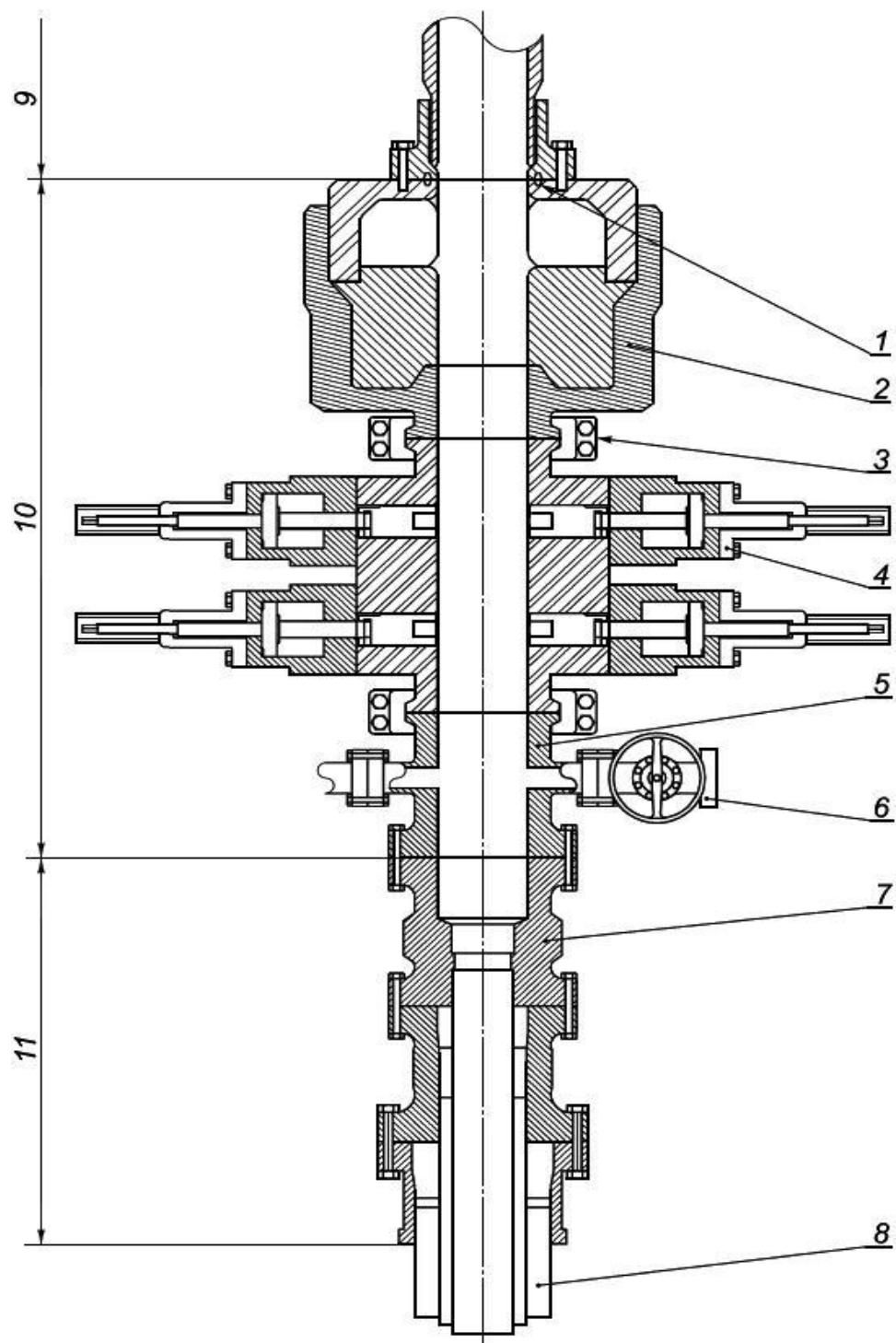
1.3 Технологическое оборудование

«Применяется и устанавливается следующее специальное оборудование:

- a) плашечные превенторы;
- b) блоки плашек, плашечные уплотнительные узлы и верхние уплотнения;
- c) кольцевые превенторы;
- d) кольцевые уплотнительные узлы;
- e) гидравлические соединители;
- f) буровые катушки;
- g) переходные катушки;
- h) свободные соединения;
- k) зажимные хомуты» [3].

«Взаимозаменяемость по размерам ограничивается концевыми и выпускными соединениями» [3].

На рисунке 1 показано типовое оборудование со стволовым проходом.



1 - кольцевая прокладка по ИСО 10423; 2 - кольцевой противовыбросовый превентор (BOP); 3 - зажимной хомут; 4 - плашечный противовыбросовый превентор (BOP); 5 - буровая катушка; 6 - трубопроводная арматура по ИСО 10423; 7 - устье скважины; 8 - обсадная колонна; 9 - концевые и выпускные соединения; 10 - оборудование со стволовым проходом по ИСО 13533; 11 - устьевое оборудование по ИСО 10423

Рисунок 1 - Типовое наземное оборудование со стволовым проходом

«Буровая катушка: элемент оборудования, находящийся под давлением, имеющий концевые соединения, установленный ниже или между отдельными единицами оборудования со стволовым проходом» [3].

«Гидравлический соединитель: оборудование со стволовым проходом с гидравлическим приводом, который закрывает и герметически изолирует концевые соединения» [3].

«Глухая плашка: запирающий и герметизирующий элемент плашечного превентора, который герметично перекрывает открытый стволовой проход» [3].

«Деталь, удерживающая давление, элемент, удерживающий давление: Деталь, которая не находится под воздействием скважинных флюидов, но отказ которой может привести к выходу скважинного флюида в окружающую среду» [3].

«Кольцевой превентор: превентор, в котором используется формовой эластомерный уплотнительный элемент для герметизации пространства между трубой и стволовым проходом или открытого ствола» [3].

«Концевое соединение: фланец (со шпильками или со свободной поверхностью), бугельное соединение или другое концевое соединение, предназначенное для соединения отдельных единиц оборудования и являющееся неотделимой частью этого оборудования» [3].

«Корпус: любая часть оборудования между концевыми соединениями, с внутренними деталями или без них, которая удерживает давление в скважине» [3].

«Коррозионностойкая кольцевая канавка: кольцевая канавка с металлическим покрытием, стойким к потере металла при коррозии» [3].

«Противовыбросовый превентор ВОР: оборудование (или трубопроводная арматура), устанавливаемое на устье скважины для удержания давления в скважине - в кольцевом пространстве между обсадной колонной и трубами или в открытом стволе в процессе бурения, заканчивания скважины, испытания или работы по капитальному ремонту

скважины. Плашечный превентор: превентор, в котором используются металлические блоки с цельными уплотнениями из эластомера для герметизации давления в стволовом проходе при наличии или отсутствии труб в стволе» [3].

«Трубная плашка: запирающий и герметизирующий элемент плашечного превентора, который герметизирует трубы в стволовом проходе» [3].

1.4 Виды выполняемых работ

Согласно ГОСТ Р ИСО 13533-2013 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Оборудование со стволовым проходом. Общие технические требования «ремонт - это часть корректирующего технического обслуживания, включающая непосредственные действия, выполняемые на изделии. Ремонт не включает выполнение механической обработки, сварки, термообработки или других операций по изготовлению деталей и узлов, а также не предусматривает замену деталей или элементов, работающих под давлением. Ремонт может включать в себя замену деталей, отличных от деталей или элементов, работающих под давлением» [3].

«Ремонт оборудования не должен включать в себя восстановление деталей или элементов, работающих под давлением или регулирующих давление. Ремонт может включать восстановление других деталей, если это необходимо для возврата оборудования в рабочее состояние» [3].

Ремонт оборудования должен выполняться следующим образом:

а) «разборка и очистка должна выполняться в соответствии с документально оформленными требованиями организации, выполняющей ремонт/восстановление. Необходимо контролировать разделение или идентификацию элементов для каждого узла, чтобы не допустить смешивания и неточного сопряжения деталей» [3];

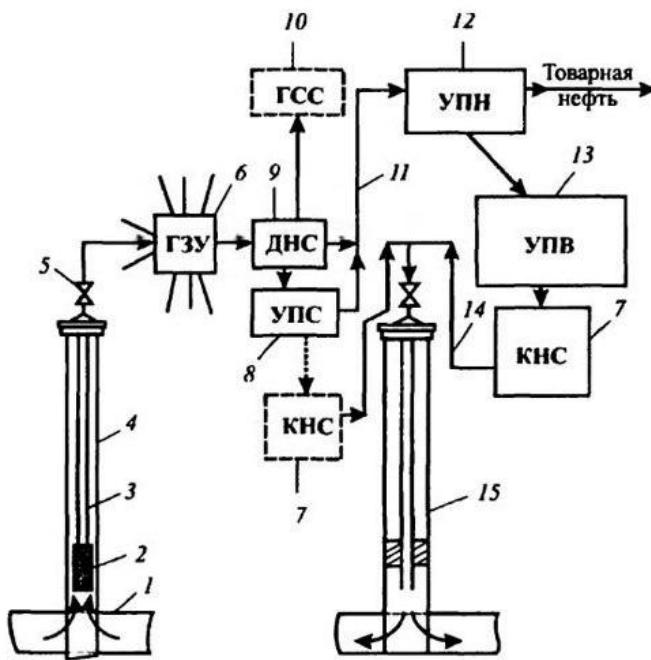
б) «должна быть произведена полная разборка» [3];

- c) «должен выполняться визуальный контроль в соответствии с документально оформленными спецификациями, которые содержат критерии приемки. Результаты контроля должны быть задокументированы» [3];
- d) «должны быть проверены все размеры, а также критические размеры, определенные предприятием - изготовителем оборудования. Проверка диаметров кольцевых канавок исключается из этого требования. Результаты проверки должны быть задокументированы и поддерживаться» [3];
- e) «должно быть выполнено измерение твердости» [3];
- f) «замена или восстановление должно выполняться для тех деталей, которые необходимы для возврата оборудования в рабочее состояние. Восстановление деталей, отличных от корпусов, крышек и плашечных блоков, должно выполняться в соответствии с требованиями контроля качества первоначальных конструкторских спецификаций» [3];
- g) «оборудование должно быть повторно собрано в соответствии с документально оформленными спецификациями организации, выполняющей ремонт/восстановление» [3];
- h) «оборудование должно быть испытано» [3].

2 Технологический раздел

2.1 План размещения основного технологического оборудования

На рисунке 2 представлена принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле.



1- пласт продукции; 2 – насос для скважины; 3 – трубы для подъема; 4 – колонна обсадки; 5 – начало добывающей скважины; 6 – групповая замерная установка; 7 – кустовая насосная станция; 8 – установка предварительного сбора воды; 9 – дожимная насосная станция; 10 – газопровод; 11 – трубопровод для смеси воды с нефтью; 12 – установка приготовления нефти; 13 – установка приготовления воды; 14 – водовод; 15 – нагнетательная скважина

Рисунок 2 – Принципиальная схема добычи нефти

2.2 Описание технологического процесса ремонта нефтегазового оборудования

Описание технологического процесса ремонта нефтегазового оборудования представлено в таблице 1.

Таблица 1 - Описание технологического процесса ремонта нефтегазового оборудования

Наименование вида работ	Наименование оборудования	Обрабатыва емая конструкция	Виды работ
«Ремонт простых и средней сложности элементов оборудования по добывче углеводородного сырья» [4]			
«Ремонт простых и средней сложности элементов оборудования по добывче углеводородного сырья» [4]	Ручной и механизированный инструмент, нефть, СОЖ	«Узлы и механизмы насосно-компрессорного оборудования (НКО), трубопроводов, трубопроводной арматуры (ТПА) установок подготовки углеводородного сырья простые и средней сложности» [4];	<p>«Устранение мелких неполадок на простых и средней сложности узлах и механизмах машин, аппаратов, насосно-компрессорного оборудования (НКО), трубопроводов, трубопроводной арматуры (ТПА) установок подготовки углеводородного сырья под руководством работника более высокого уровня квалификации» [4]</p> <p>«Проверка защитного покрытия ТПА и технологических трубопроводов» [4]</p> <p>«Очистка оборудования, технологических трубопроводов, работающих под избыточным давлением, с использованием парогенераторных установок и компрессоров» [4]</p> <p>«Внутренняя очистка оборудования, работающего под избыточным давлением, в составе бригады» [4]</p> <p>«Восстановление теплоизоляции технологических трубопроводов под руководством работника более высокого уровня Обеспечение надежного и эффективного функционирования оборудования по добывче нефти, газа и газового конденсата квалификации» [4]</p> <p>Разборка простых и средней сложности узлов и механизмов машин и аппаратов, НКО, трубопроводов и ТПА оборудования по добывче углеводородного сырья под руководством работника более высокого уровня квалификации» [4]</p>

2.3 Анализ производственной безопасности на участке в результате идентификации вредных и опасных производственных факторов, и профессиональных рисков

Результаты рассмотрения производственной безопасности на участке по добыче нефти путем определения вредных производственных факторов и профессиональных рисков представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Определение вредных производственных факторов и профессиональных рисков на рабочем месте слесаря по ремонту технологических установок

«Ремонт простых и средней сложности элементов оборудования по добыче углеводородного сырья» [4]			
Название вида работ	Название оборудования	Конструкция для обработки	Группа ОВПФ и его название по ГОСТ
«Ремонт простых и средней сложности элементов оборудования по добыче углеводородного сырья» [4]	Ручной и механизированный инструмент, нефть, СОЖ	«Узлы и механизмы насосно-компрессорного оборудования (НКО), трубопроводов, трубопроводной арматуры (ТПА) установок подготовки углеводородного сырья простые и средней сложности» [4];	Физические: «неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (например, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования) части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы» [5]; «опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции» [5];

Продолжение таблицы 2

Наименование вида работ	Наименование оборудования	Обрабатыва емая конструкция	Наименование ОВПФ и группы, к которой относится фактор
			<p>«опасность и вредность воздействия газовых компонентов (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей, на организм работающего зависят от их содержания (концентрации) и токсичности, то есть химических свойств данных газов и паров» [5];</p> <p>«повышенный уровень общей вибрации» [5];</p> <p>«повышенный уровень локальной вибрации» [5];</p> <p>«опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризуемые: повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума» [5];</p> <p>Химические:</p> <p>«Канцерогенные вещества» [5];</p> <p>Психофизиологические:</p> <p>«Физические перегрузки подразделяют:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на статические, связанные с рабочей позой; - динамические нагрузки, связанные с массой поднимаемого и перемещаемого вручную груза» [5].

2.4 Анализ средств защиты работающих

Результаты анализа обеспечения средствами индивидуальной защиты слесаря по ремонту технологических установок изложены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты анализа обеспечения СИЗ

Наименование профессии	Наименование нормативного документа	СИЗ	Оценка обеспеченности СИЗ
1	2	3	4
Слесарь по ремонту технологических установок	«Приказ Министерства здравоохранения и социального развития	«Костюм хлопчатобумажный для защиты от нефти	Выполнено

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
	Российской Федерации от 9 декабря 2009 г. № 970н, п. 85» [6].	и нефтепродуктов или Костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон Белье нательное Ботинки кожаные с жестким подносом Перчатки с полимерным покрытием Каска защитная Подшлемник под каску Очки защитные Вкладыши противошумные» [6]	

2.5 Анализ травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз»

Анализ травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз» представлен на рисунках 3- 6.

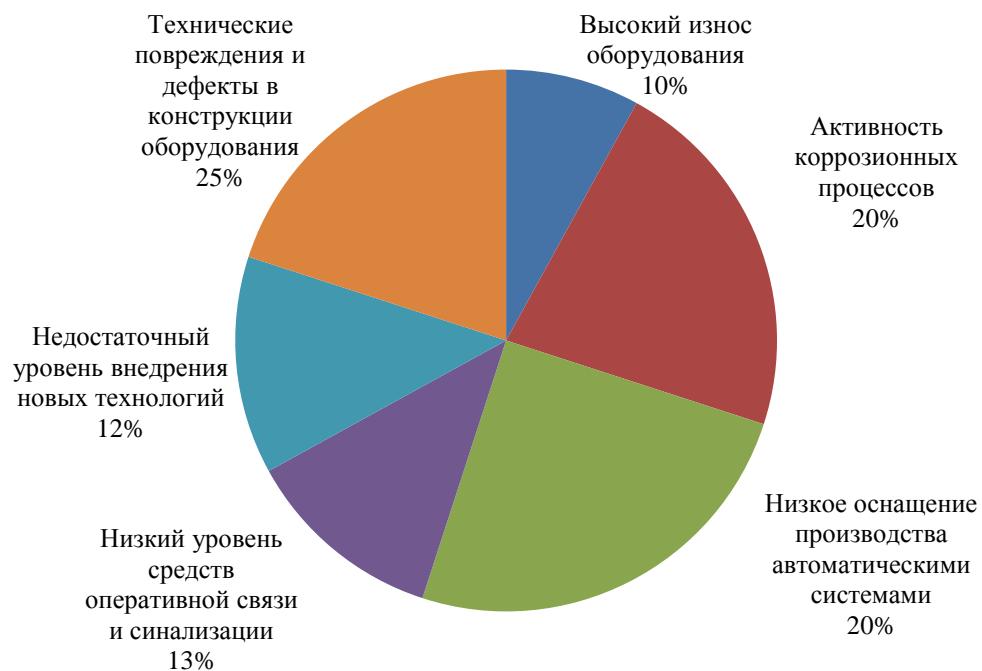


Рисунок 3 – Диаграмма технических причин производственного травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз»

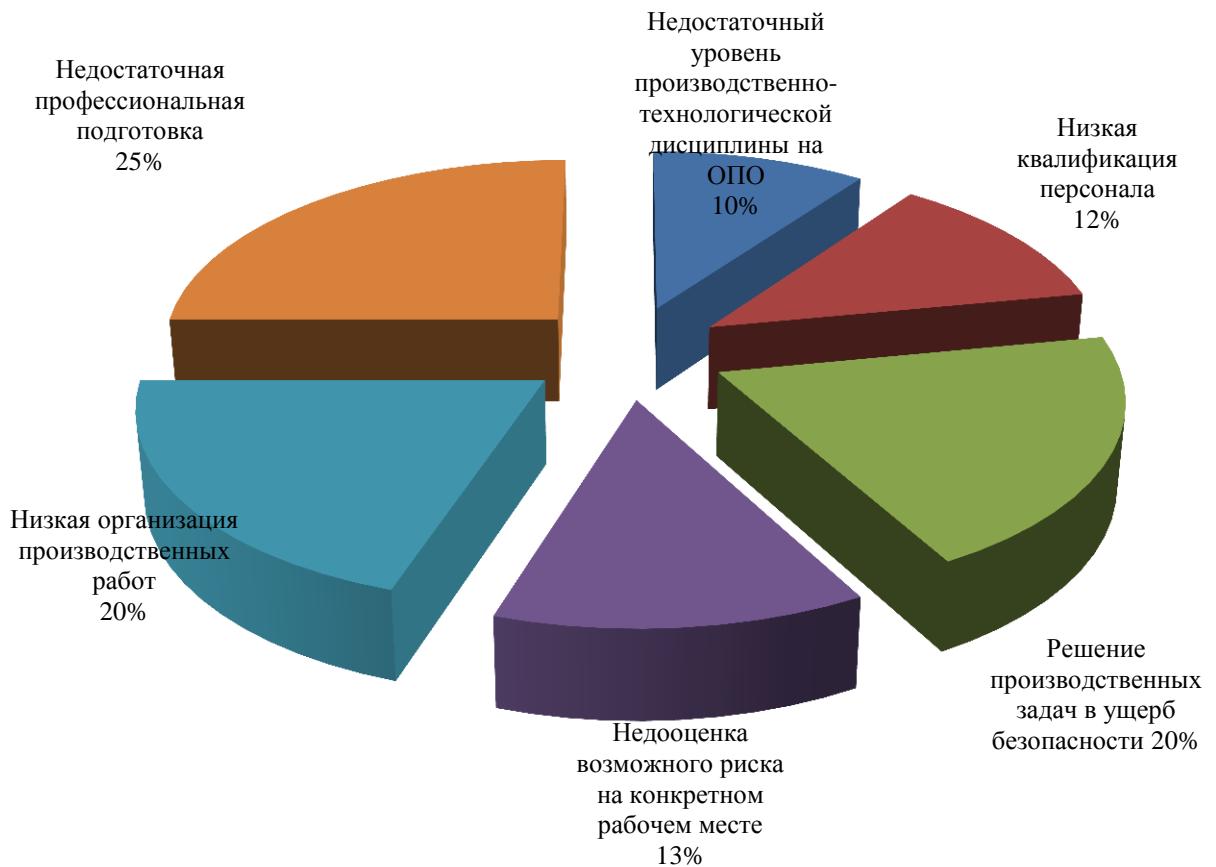


Рисунок 4 – Диаграмма организационных причин производственного травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз»

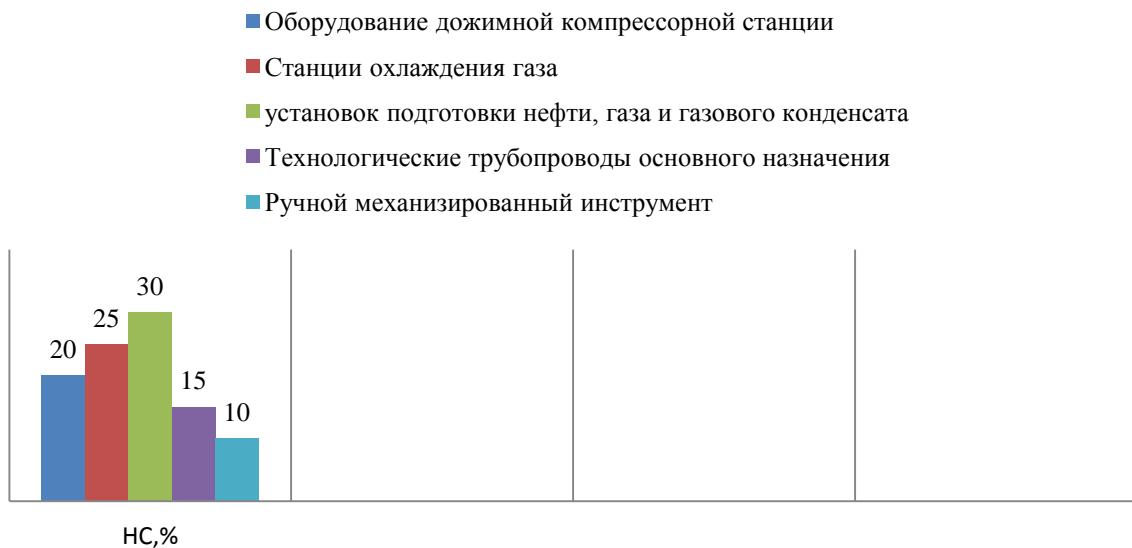


Рисунок 5 – Диаграмма производственного травматизма в ОАО «Сургутнефтегаз» по видам оборудования

- Слесарь по ремонту технологических установок
- Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ
- Машинист буровых установок на нефть и газ
- Оператор по опробыванию скважин
- Подсобный рабочий
- Электромонтер по обслуживанию буровых
- Обходчик линейный

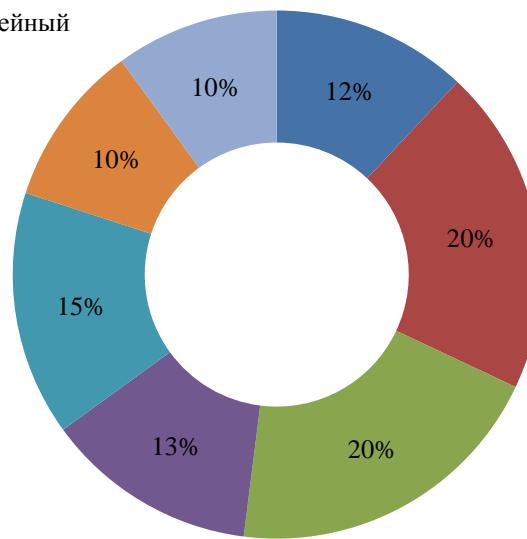


Рисунок 6 – Диаграмма производственного травматизма в
ОАО «Сургутнефтегаз» по видам профессий

3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов, обеспечения безопасных условий труда

3.1 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

«Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) простых и средней сложности элементов оборудования по добыче нефти, газа и газового конденсата» [4]				
Наименование вида работ	Наименование оборудования	Обрабатываемая конструкция	Наименование ОВПФ и группы, к которой относится фактор	Мероприятия по снижению воздействия фактора и улучшению условий труда
1	2	3	4	5
«Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) простых и средней сложности элементов оборудования по добыче нефти, газа и газового конденсата (углеводородное сырье) для обеспечения надежного и эффективного функционирования оборудования по добыче нефти, газа и газового конденсата» [4]	«Оборудование дожимной компрессорной станции (ДКС), станции охлаждения газа (СОГ), установок подготовки нефти, газа и газового конденсата, технологические трубопроводы основного назначения ДКС, СОГ, установок подготовки нефти, газа и газового конденсата (трубопроводы в пределах промплощадки, предназначенные для выполнения основных технологических процессов)» [4]	«Узлы и механизмы машин, аппаратов, насосно-компрессорного оборудования, трубопроводов ания (НКО), трубопроводов, трубопроводной арматуры (ТПА) установок подготовки и углеводородного сырья простые и средней сложности» [4]; Ручной и механизмы инструментов, нефть, СОЖ	Физические: «неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (например, острые кромки, заусенцы и шероховатость на заготовках, инструментов и оборудования) части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы» [5]; «опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными	«Проведение специальной оценки условий труда, оценки уровней профессиональных рисков» [7]. «Реализация мероприятий по результатам проведения специальной оценки условий труда, и оценки уровней профессиональных рисков» [7]. «Внедрение систем (устройств) автоматического и дистанционного управления и регулирования производственным оборудованием, технологическими процессами, подъемными и транспортными устройствами» [7]. «Приобретение и монтаж средств сигнализации о нарушении нормального функционирования производственного оборудования, средств аварийной остановки, а также устройств, позволяющих исключить возникновение опасных

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
«Ремонт простых и средней сложности элементов оборудования по добыче углеводородного сырья» [4]			<p>микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции» [5];</p>	<p>ситуаций при полном или частичном прекращении энергоснабжения» [7]. «Механизация и автоматизация технологических операций, связанных с хранением, перемещением (транспортированием), заполнением и опорожнением передвижных и стационарных резервуаров (сосудов) с ядовитыми, агрессивными, легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, используемыми в производстве» [7]. «Модернизация оборудования, а также технологических процессов на рабочих местах с целью снижения до допустимых уровней содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны, механических колебаний (шум, вибрация)» [7]. «Устройство новых и (или) реконструкция имеющихся мест организованного отдыха, мест обогрева работников, а также укрытий от солнечных лучей и атмосферных осадков при работах на открытом воздухе; расширение, реконструкция и оснащение санитарно-бытовых помещений» [7].</p>

4. Научно-исследовательский раздел

4.1 Выбор объекта исследования

Необходимо разработать полезную модель, которая относится к нефтегазовой отрасли и может быть использована для подъема продукции из скважин при их эксплуатации и освоении, т.е. в процессе добычи нефти, газа, газоконденсата или воды, а также проведении работ по ремонту скважин и интенсификации притока на основе «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101» [8].

4.2 Требования безопасности к проходке ствола скважины

«При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пласта давлением газа, нефти (после вызова их притока) или столба бурового раствора» [8]. – Выполняется.

«Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента, обсадных колонн с применением взрывчатых материалов (детонирующих шнурков, торпед и другого специализированного оборудования) должны проводиться по плану, разработанному и согласованному совместно буровой организацией и организацией, имеющей лицензию на проведение этого вида работ» [8]. – Выполняется.

«Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять гладкие неармированные УБТ (ТБТ) без центрирующих устройств и применять долота без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями. В случае возникновения посадок и затяжек в интервале установки муфты ступенчатого цементирования или стыковочного устройства, оно должно дополнительно прорабатываться

полномерным плоскодонным фрезером без боковой армировки» [8]. – Выполняется частично.

«Консервация скважин в процессе производства буровых работ осуществляется в порядке, предусмотренном Инструкцией о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. При этом необходимо:

спустить в скважину бурильные трубы на глубину спуска технической колонны (кондуктора). Навернуть на верхнюю бурильную трубу шаровой кран и обратный клапан;

загерметизировать затрубное пространство скважины с помощью превенторной установки;

ведущую трубу с вертлюгом спустить в шурф. Отсоединить буровой шланг от вертлюга;

уложить крюк и талевый блок (крюкоблок) на пол буровой площадки. Растормозить буровую и вспомогательную лебедку;

спустить воздух из пневмосистемы буровой установки;

слить жидкость из нагнетательного трубопровода и продуть его сжатым воздухом. Извлечь из бурового насоса всасывающие и нагнетательные клапаны;

обеспечить буровую установку (при дизельном приводе - перекрыть топливопровод);

обеспечить охрану объекта и контроль давления скважины на устье» [8].

4.3 Предполагаемое техническое изменение

«Техническим результатом заявленной полезной модели является расширение области применения предлагаемой установки, снижение массогабаритных характеристик, трудозатрат на монтаж и демонтаж и уменьшение тепловых потерь при подъеме скважинной жидкости» [9].

Установка для подъема скважинной жидкости содержит плунжерный насос с приводным гидроцилиндром, гидрораспределитель, продуктопровод для подъема продукции из скважины, два гидроканала для подачи рабочей жидкости в приводной гидроцилиндр, при этом гидроканалы через гидрораспределитель соединены с приводным гидроцилиндром в верхней и нижней его частях, а продуктопровод соединен с выходом плунжерного насоса, причем гидроканалы и продуктопровод выполнены в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы.

Известен насос для малодебитной скважины, который содержит гибкие насосно-компрессорные трубы, электрокабель, кольцевые соленоиды в герметичных корпусах, клапанные седла из ферромагнитного и немагнитного материала. Недостатком данного технического решения является ограничения по возможному объему поднимаемой жидкости вследствие применения в скважинной компоновке линейного привода. Имеющиеся на настоящий момент разработки вентильных линейных приводов на основе соленоидов, постоянных магнитов сложны, малонадежны и дорогостоящи, что ограничивает их применение.

Задачей предлагаемой модели является создание установки для подъема скважинной жидкости на основе плунжерного насоса с низкими массогабаритными показателями, возможностью применения в горизонтальных и искривленных стволах скважин, не требующей больших трудозатрат при ее монтаже и демонтаже и поддержание температуры добываемого флюида.

Техническим результатом заявленной полезной модели является расширение области применения предлагаемой установки, снижение массогабаритных характеристик, трудозатрат на монтаж и демонтаж и уменьшения тепловых потерь при подъеме скважинной жидкости.

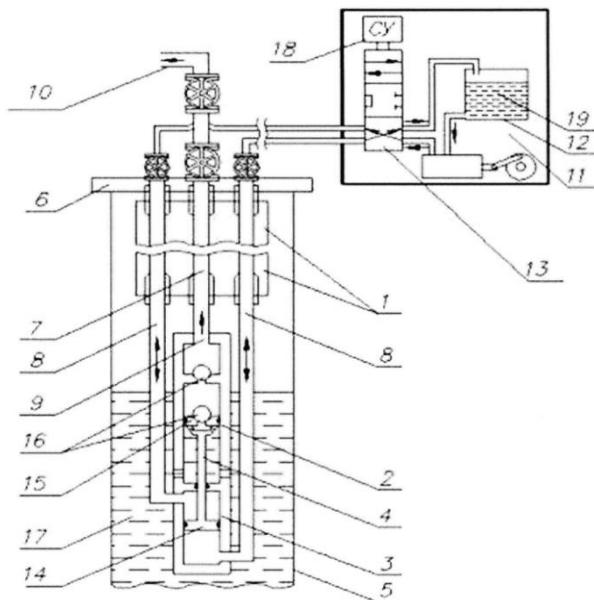
Указанный технический результат достигается за счет того, что установка для подъема скважинной жидкости содержит плунжерный насос с приводным гидроцилиндром, гидрораспределитель, продуктопровод для

подъема продукции из скважины, два гидроканала для подачи рабочей жидкости в приводной гидроцилиндр, при этом гидроканалы через гидрораспределитель соединен с приводным гидроцилиндром в верхней и нижней его частях, а продуктопровод соединен с выходом плунжерного насоса, причем гидроканалы и продуктопровод выполнен в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы.

Гидроканалы и продуктопровод выполнен в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы. Гибкие высоконапорные армированные полимерные трубы выполнены грузонесущими. Гидроканалы и продуктопровод объединены в единый корпус в виде трубной сборки. Гидроканалы выполнены с возможностью изменения направления подачи рабочей жидкости. В корпусе трубной сборки расположены изолированные проводники. Гибкие высоконапорные армированные полимерные трубы выполнены из сплошного слоя полимерного материала, внутри которого расположены продольные и поперечные армирующие элементы в виде металлических проволок или лент, или высокопрочных химических волокон.

В соответствии с рис. 7 установка для подъема скважинной жидкости содержит плунжерный насос (2) с приводным гидроцилиндром (3), гидрораспределитель (13), продуктопровод (7) для подъема продукции из скважины, два гидроканала (8) для подачи рабочей жидкости (19) в приводной гидроцилиндр (3), при этом гидроканалы (8) через гидрораспределитель (13) соединен с приводным гидроцилиндром (3) в верхней и нижней его частях, а продуктопровод (7) соединен с выходом плунжерного насоса (2), причем гидроканалы (8) и продуктопровод (8) выполнен в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы. Гидроканалы (8) и продуктопровод (7) выполнен в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы. Гибкие высоконапорные армированные полимерные трубы выполнены грузонесущими. Гидроканалы (8) и продуктопровод (7) объединены в единый корпус трубной сборки (1). Гидроканалы выполнены с возможностью изменения направления подачи

рабочей жидкости. В корпусе трубной сборки (1) расположены изолированные проводники.



1 - корпус трубной сборки; 2 - плунжерный насос; 3 - приводной гидроцилиндр; 4 - шток; 5 - обсадная колонна; 6 - скважина; 7 - продуктопровод; 8 - гидроканал; 9 - выход плунжерного насоса; 10 - труба высокого давления выкидной магистрали; 11 - гидростанция; 12 - накопительная емкость; 13 - гидораспределитель; 14 - поршень приводного гидроцилиндра; 15 - плунжер плунжерного насоса; 16 - система клапанов; 17 – скважинная жидкость; 18 - наземная станция управления; 19 – рабочая жидкость питания гидроцилиндра

Рисунок 7 – Устройство для подъема скважинной жидкости (вариант 1)

Представленная на рис. 7 установка монтируется следующим образом: в обсадную колонну (5) скважины (6) опускается корпус трубной сборки (1), состоящий из продуктопровода (7) и двух гидроканалов (8), представляющих собой полимерные армированные трубы, закрепленные в корпусе трубной сборки (1). На спускаемом конце трубной сборки устанавливается плунжерный насос (2) с приводным гидроцилиндром (3). Нижний конец продуктопровода (7) подключен к выходу (9) плунжерного насоса (2), а верхний конец продуктопровода (7) - к трубе высокого давления выкидной магистрали (10) скважины (6). Нижние концы двух гидроканалов (8)

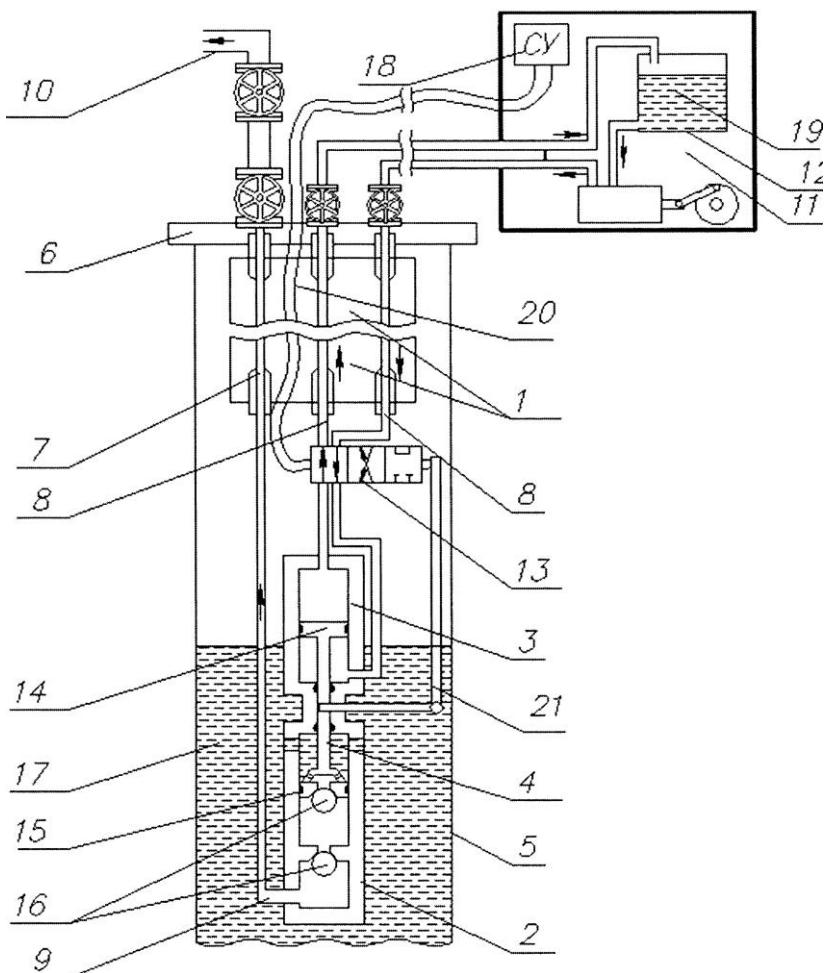
подключены к приводному гидроцилиндру (8) в верхней и нижней его частях (на разной высоте), а верхние концы - через трубы высокого давления с гидрораспределителем (13), расположенным на поверхности в гидростанции (11), в которой расположена наземная станция управления (18) и накопительная емкость (12) с рабочей жидкостью (19), при этом накопительная емкость (12) при помощи труб высокого давления подключена ко входу и выходу гидрораспределителя (13).

Установка в соответствии с рис. 7 работает следующим образом. Рабочая жидкость (19) из накопительной емкости (12) по трубе высокого давления через вход гидрораспределителя (3) подается через первый гидроканал (8) в нижнюю часть приводного гидроцилиндра (3). Рабочая жидкость (19) давит на поршень (14) приводного гидроцилиндра (3) и поднимает его вверх, при этом связанный с поршнем (14) шток (4) связан с плунжером (15) плунжерного насоса (2), поднимает плунжер (15) вверх тем самым, заполняя пространство плунжерного насоса (2) скважинной жидкостью (17), а рабочая жидкость (19) по второму гидроканалу (8) и трубам высокого давления через выход гидрораспределителя (3) возвращается обратно в накопительную емкость (12). После заполнения (положение штока (4) в верхнем положении) пространства плунжерного насоса (2) скважинной жидкостью (17) гидрораспределитель (13) осуществляет переключение потока рабочей жидкости (19) в обратном направлении. В результате переключения потока рабочей жидкости (19), она через второй гидроканал (8) поступает в верхнюю часть приводного гидроцилиндра (3) и опускает поршень (14) и связанный с ним через шток (4) плунжер (15) плунжерного насоса (2), при этом рабочая жидкость (19) через первый гидроканал (8) и трубы высокого давления возвращается в накопительную емкость (12), а скважинная жидкость (17) через систему клапанов (16) поступает на выход (9) плунжерного насоса по продуктопроводу (7) поступает в трубу высокого давления выкидной магистрали (10) и извлекается из скважины (6). При переключении потоков

рабочей жидкости (19) гидрораспределителем (13), поршень (14) приводного гидроцилиндра (3) совершает возвратно-поступательные движения, а связанный штоком (4) с поршнем (14) приводного гидроцилиндра (3) плунжер (15) плунжерного насоса (2) через систему клапанов (16) подает скважинную жидкость (17) в продуктопровод (7), соединенный с трубой высокого давления выкидной магистрали (10) скважины (6). Управление гидрораспределителем (13) производится от наземной станции управления (18). На каждом цикле рабочая жидкость (19) питания приводного гидроцилиндра (3) забирается и возвращается в наземную накопительную емкость (12), т.е. приводная гидросистема имеет замкнутый контур.

Представленная на рис. 8 установка монтируется следующим образом: в обсадную колонну (5) скважины (6) опускается корпус трубной сборки (1), состоящий из продуктопровода (7) и гидроканалов (8), представляющих собой полимерные армированные трубы, закрепленные в корпусе трубной сборки (1). На спускаемом конце трубной сборки устанавливается плунжерный насос (2) с приводным гидроцилиндром (3) и гидрораспределителем (13), расположенный между корпусом трубной сборки (1) и приводным гидроцилиндром (3).

Нижний конец продуктопровода (7) подключен к выходу (9) плунжерного насоса (2), а верхний конец - к трубе высокого давления выкидной магистрали (10) скважины (6). Нижние концы двух гидроканалов (8) подключены к приводному гидроцилиндру (8) в верхней и нижней его частях (на разной высоте), при этом гидроканалы (8) проходят через вход и выход гидрораспределителя (13).



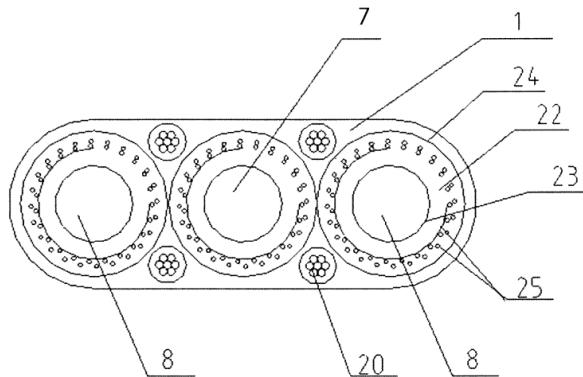
1 - корпус трубной сборки; 2 - плунжерный насос; 3 - приводной гидроцилиндр; 4 - шток; 5 - обсадная колонна; 6 - скважина; 7 - продуктопровод; 8 - гидроканал; 9 - выход плунжерного насоса; 10 - труба высокого давления выкидной магистрали; 11 - гидростанция; 12 - накопительная емкость; 13 - гидрораспределитель; 14 - поршень приводного гидроцилиндра; 15 - плунжер плунжерного насоса; 16 - система клапанов; 17 – скважинная жидкость; 18 - наземная станция управления; 19 – рабочая жидкость питания гидроцилиндра; 20 - электрические проводники; 21 - толкател

Рисунок 8 – Устройство для подъема скважинной жидкости (вариант 2)

Верхние концы гидроканалов (8) подключены к трубам высокого давления, которые подключены к накопительной емкости (12) с рабочей жидкостью (19), расположенной на поверхности в гидростанции (11), в которой расположена наземная станция управления (18).

Представленная установка в соответствии с рис. 8 работает следующим образом. Рабочая жидкость (19) из накопительной емкости по трубам высокого давления поступает в первый гидроканал (8), далее через вход гидрораспределителя (13) по первому гидроканалу (8) подается в нижнюю часть приводного гидроцилиндра (3). Рабочая жидкость (19) давит на поршень (14) приводного гидроцилиндра (3) и поднимает его вверх, при этом связанный с поршнем (14) шток (4) связан с плунжером (15) плунжерного насоса (2), поднимает плунжер (15) вверх тем самым, заполняя пространство плунжерного насоса (2) скважинной жидкостью (17), а рабочая жидкость (19) по второму гидроканалу (8) через выход гидрораспределителя (13) и по трубам высокого давления возвращается обратно в накопительную емкость (12). После заполнения (поршень (14) в верхнем положении) пространства плунжерного насоса (2) скважинной жидкостью (17) гидроцилиндр (3) осуществляет переключение потоков жидкости в обратном направлении. В результате переключения потока рабочей жидкости (19), она через второй гидроканал (8) поступает в верхнюю часть приводного гидроцилиндра (3) и опускает в нижнее положение поршень (14) и связанный с ним через шток (4) плунжер (15) плунжерного насоса (2), при этом рабочая жидкость (19) через первый гидроканал (8) и гидрораспределитель, а затем по трубам высокого давления возвращается в накопительную емкость (12), а скважинная жидкость (17) через систему клапанов (16) поступает на выход (9) плунжерного насоса (2) по продуктопроводу (7) поступает в трубу высокого давления выкидной магистрали (10) и извлекается из скважины (6). За счет переключения потоков рабочей жидкости (19) гидрораспределителем (3) происходит возвратно-поступательное движение плунжера (15) плунжерного насоса (2). Переключение потоков рабочей жидкости (19) гидрораспределителем (13) может производиться при достижении поршня (14) приводного гидроцилиндра (3) крайних положений за счет толкателя (21), механически связанного со штоком (4) приводного гидроцилиндра (3), либо посредством электрических сигналов от наземной станции управления

(18), передаваемых по изолированным электрическим проводникам (20). При переключении потоков жидкости гидрораспределителем (13) поршень (14) приводного гидроцилиндра (13) совершают возвратно-поступательные движения, а связанный с ним штоком (4) плунжер (15) плунжерного насоса (2) через систему клапанов (16) подает скважинную жидкость (17) в продуктопровод (7), соединенный с трубой высокого давления выкидной магистрали (10) скважины (6). На каждом цикле рабочая жидкость (19) питания гидроцилиндра забирается и возвращается в наземную накопительную емкость (12), т.е. приводная гидросистема имеет замкнутый контур.

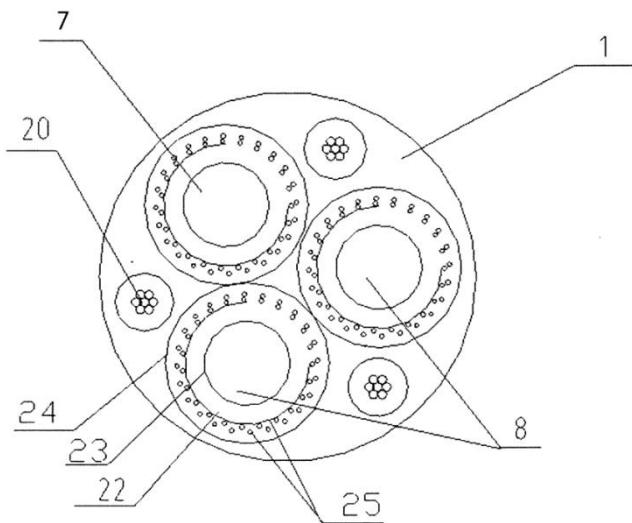


1 - корпус трубной сборки; 7 - продуктопровод; 8 - гидроканал; 20 - электрические проводники; 22 - сплошной слой полимерного материала; 23 - внутренняя поверхность гибких высоконапорных армированных полимерных труб; 24 - внешняя поверхность гибких высоконапорных армированных полимерных труб; 25 - армирующие элементы

Рисунок 9 - Вид сверху корпуса трубной сборки в соответствии с вариантом 1 или 2 расположения продуктопровода и гидроканалов

На рис. 9 изображен корпус трубной сборки (1), имеющий плоскую форму (прямоугольник со скругленными краями) и состоящий из продуктопровода (7) и двух гидроканалов (8), выполненных в виде гибких грузонесущих полимерных армированных труб, состоящих из сплошного слоя полимерного материала (22), образующего внутреннюю (23) и внешнюю (24) поверхности трубы, внутри которой размещены армирующие

элементы (25) в виде металлических проволок, лент или высокопрочных химических или композитных волокон, при этом центральные оси гидроканалов (8) и продуктопровода (7) расположены на одной оси в корпусе трубной сборки (1). Корпус трубной сборки содержит также изолированные электрические проводники (20), расположенные между гидроканалами (8) и продуктопроводом (7).



1 - корпус трубной сборки; 7 - продуктопровод; 8 - гидроканал; 20 - электрические проводники; 22 - сплошной слой полимерного материала; 23 - внутренняя поверхность гибких высоконапорных армированных полимерных труб; 24 - внешняя поверхность гибких высоконапорных армированных полимерных труб; 25 - армирующие элементы

Рисунок 10 - Вид сверху корпуса трубной сборки в соответствии с вариантом 1 или 2 расположения продуктопровода и гидроканалов

На рис. 10 изображен корпус трубной сборки (1), имеющий круглую форму и состоящий из продуктопровода (7) и двух гидроканалов (8), выполненных в виде гибких грузонесущих полимерных армированных труб, состоящих из сплошного слоя полимерного материала (22), образующего внутреннюю (23) и внешнюю (24) поверхности трубы, внутри которого размещены армирующие элементы (25) в виде металлических проволок, лент или высокопрочных химических или композитных волокон, при этом соединения центральных осей гидроканалов (8) и продуктопровода (7) в

корпусе трубной сборки (1) образуют треугольник. Представленная трубная сборка содержит также изолированные электрические проводники (20), расположенные между гидроканалами (8) и продуктопроводом (7).

Приводной гидроцилиндр (3) относительного плунжерного насоса (2) может быть расположен снизу, как показано на рис. 7 или сверху, как показано на рис. 8. Если за рабочий ход плунжера (15) принять подачу скважинной жидкости (19) в продуктопровод (7), то в случае, когда приводной гидроцилиндр (3) расположен под плунжерным насосом (2), шток (4) приводного гидроцилиндра (3) будет толкать плунжер (15) при рабочем ходе. При верхнем расположении приводного гидроцилиндра (3) относительно плунжерного насоса (2) шток (4) приводного гидроцилиндра (3) будет тянуть плунжер (15) при рабочем ходе.

Известно применение при подъеме скважиной жидкости двухходовых плунжерных насосов, в которых рабочий ход плунжера достигается при движении плунжера в любом направлении. Применение такого насоса в предлагаемых вариантах установок вполне осуществимо, но не показано на фигурах чертежей, вследствие того, что такое двухходовое исполнение плунжерных насосов это всего лишь комбинация обычных одноходовых.

В представленных вариантах исполнения установок трубная сборка содержит три полимерные груzonесущие армированные трубы.

На представленных фигурах диаметры продуктопроводов и гидроканалов одинаковы, что вполне оправдано для вариантов замкнутой гидросистемы. Армирующие ленты могут быть выполнены из стали, полимера (например, полиэфир, полиолефины, сверхвысокомолекулярный полиэтилен) или композита (например, на основе стекловолокна). Армирующие ленты спирально наматываются 2-4-мя повивами, причем хотя бы один повив имеет отличное от других направление намотки, а между лентами одного повива имеются зазоры. Намотка лент 4-мя повивами обеспечивает высокую механическую прочность, однако есть случаи, когда прочность трубы может быть достигнута меньшим количеством повивов,

например, 2-мя или 3-мя. В этом случае сокращение количества повивов лент экономит технологическое время на изготовление трубы. Армирующие ленты каждого повива уложены с зазором, необходимым для того, чтобы при изгибах трубы ленты не перекрывали друга, что может привести к деформации армирующих элементов и изменению геометрии трубы.

Учитывая, что предлагаемые скважинные компоновки спускаются на гибких грузонесущих армированных трубах, не представляет никакой сложности их установка в горизонтальных и искривленных стволах скважин, что невозможно при применении механического привода плунжерного насоса колонных штанг, что обеспечивает расширение области применения предлагаемой установки.

Также следует учесть, что спуск установки производится путем смотки грузонесущих труб, составляющих трубную сборку с наземного барабана. При этом на барабане, диаметром 3 метра, возможно разместить трубную сборку длиной до 2000 метров, т.е. произвести спуск/подъем установки без каких-либо промежуточных соединений, что в свою очередь обеспечивает значительное сокращение времени на монтажные и демонтажные операции.

Теплоизолирующие свойства полимерного армированного трубопровода особенно важны при работе установки на осложненном фонде скважин с большим содержанием смол и парафинов, т.к. за счет поддержания температуры флюида предотвращается их налипание в твердой фазе на стенки продуктопровода.

4.4 Выбор технического решения

1. Установка для подъема скважинной жидкости, содержащая плунжерный насос с приводным гидроцилиндром, гидрораспределитель, продуктопровод для подъема продукции из скважины, два гидроканала для подачи рабочей жидкости в приводной гидроцилиндр, при этом гидроканалы через гидрораспределитель соединены с приводным гидроцилиндром в верхней и нижней его частях, а продуктопровод соединен с выходом

плунжерного насоса, причем гидроканалы и продуктопровод выполнены в виде гибкой высоконапорной армированной полимерной трубы.

2. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что гибкие высоконапорные армированные полимерные трубы выполнены грузонесущими.

3. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что гидроканалы и продуктопровод объединены в единый корпус трубной сборки.

4. Установка по п. 3, отличающаяся тем, что гидроканалы выполнены с возможностью изменения направления подачи рабочей жидкости.

5. Установка по п. 3, отличающаяся тем, что в корпусе трубной сборки расположены изолированные проводники.

6. Установка по п. 1, отличающаяся тем, что гибкие высоконапорные армированные полимерные трубы выполнены из сплошного слоя полимерного материала, внутри которого расположены продольные и поперечные армирующие элементы в виде металлических проволок, или лент, или высокопрочных химических волокон.

5 Охрана труда

5.1 Разработка документированной процедуры обеспечения работников средствами индивидуальной защиты в ОАО «Сургутнефтегаз»

Документированная процедура обеспечения работников средствами индивидуальной защиты в ОАО «Сургутнефтегаз» представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Документированная процедура обеспечения работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»

Наименование процесса	Документ на входе	Документ на выходе	Ответственный за процесс	Исполнитель процесса	Примечание
Оформление приказа по обеспечению работников СИЗ	«Приказ Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 9 декабря 2009 г. № 970н, п. 85» [6].	План-проект Приказа по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»	Работодатель	Специалист по охране труда	Срок подготовки – 2 дня
Согласование и подписание приказа по обеспечению работников СИЗ	План-проект Приказа по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз» «Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н» [10]	Приказ по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»	Работодатель	Специалист по охране труда	Срок согласования и подписания – 3 дня (профком, ОМТС, бухгалтерия, ООТ)
Ознакомление работников с приказом по обеспечению работников СИЗ	Приказ по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»	Лист ознакомления работников к приказу по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»	Работодатель	Специалист по охране труда	Сроки ознакомления – 5 календарных дней
Оформление личной карточки учета выдачи СИЗ	Приказ по обеспечению работников СИЗ в ОАО «Сургутнефтегаз»	Оформленная Личная карточка учета выдачи СИЗ	Работодатель	Специалист по охране труда	Сроки исполнения – 5 рабочих дней
Получение СИЗ работником	Оформленная Личная карточка учета выдачи СИЗ	Оформленная Личная карточка учета выдачи СИЗ с росписью работника	Работодатель	Специалист по охране труда	Сроки исполнения – 3 рабочих дня

6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

6.1 Оценка антропогенного воздействия на окружающую среду

«При обращении с отходами производства и потребления ОАО «Сургутнефтегаз» руководствуется принципами их максимального вовлечения в переработку и повторного использования для снижения объемов захоронения. Одним из наиболее важных направлений является рациональное обращение с самым многотоннажным отходом нефтедобычи – буровым шламом. В ОАО «Сургутнефтегаз» разработана и успешно применяется уникальная технология безамбарного бурения скважин с использованием очищенных буровых шламов в качестве грунта при строительстве площадок скважин, для чего применяются буровые установки с эффективными системами очистки бурового раствора и отжатия шлама, а также буровые растворы на глинистой основе с биоразлагающимися полимерами. Результатом применения технологии утилизации бурового шлама стало снижение антропогенного влияния на экологию вследствие отказа от разработки гидрокарьеров, формирования насыпей из песка, а также снижения выбросов загрязняющих веществ при работе автотранспорта. Данная технология признана экспертным сообществом природо- и ресурсосберегающей и применяется Компанией при бурении скважин на особо охраняемых природных территориях и в водоохраных зонах водных объектов. За счет ее применения уровень утилизации бурового шлама в 2016 году составил 84 %. ОАО «Сургутнефтегаз» полностью решило проблему обезвреживания нефтешламов, образующихся в результате различных технологических процессов, и нефтезагрязненных грунтов. Все нефтегазодобывающие управление Компании оснащены комплексами оборудования для фазового разделения нефтешламов, их отмычки либо термического обезвреживания. Сбор и накопление нефтешламов осуществляется в 33 специально оборудованных шламонакопителях Компании. Для обезвреживания нефтесодержащих отходов (промасленной

ветоши, топливных фильтров и прочих твердых отходов) Компания использует 24 установки термического обезвреживания отходов типа «Форсаж». Для повышения эффективности ресурсосбережения и снижения количества отходов, размещаемых в специализированных полигонах, ОАО «Сургутнефтегаз» применяет оборудование, позволяющее повторно вовлекать в хозяйственный оборот отходы производства в качестве сырья для технологических процессов, как Компании, так и сторонних организаций. Компания имеет собственное производство по переработке изношенных покрышек и шин в резиновую крошку, использующуюся для модификации битума на асфальтобетонных заводах ОАО «Сургутнефтегаз» и повышения надежности дорожного покрытия. Кроме того, в переработку для дальнейшей передачи потребителям отправляются бумажные отходы, картон и полимеросодержащие отходы. В соответствии с требованиями законодательства в установленные сроки Компанией переоформлена лицензия на осуществление деятельности по обращению с отходами I–IV классов опасности. Персонал, допущенный к работе с отходами I–IV классов опасности, регулярно проходит обучение и повышение квалификации» [11].

6.2 Предлагаемые основные принципы, методы и средства снижения негативного воздействия на окружающую среду

«Главными направлениями работы ОАО «Сургутнефтегаз» по охране атмосферного воздуха являются рациональное использование попутного нефтяного газа и снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. В Компании разработан комплекс мероприятий по утилизации ПНГ. ОАО «Сургутнефтегаз» активно использует его в качестве сырья на перерабатывающем заводе, а также при производстве электрической энергии. На месторождениях в Восточной Сибири ПНГ применяется для нужд поддержания пластового давления. Кроме того, попутный нефтяной газ используется в качестве топлива для котельных, УПСВ, систем обогрева производственных помещений и автотранспортных средств, иных

производственных объектов. Совокупность принимаемых мер позволяет Компании на протяжении многих лет удерживать самый высокий в отрасли уровень утилизации ПНГ. В 2016 году он составил 99,34 %. Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ в воздушную среду ОАО «Сургутнефтегаз» регулярно проводит режимно-наладочные работы на топливосжигающем оборудовании, контролирует эффективность работы пылегазоулавливающих установок, оценивает их техническое состояние, выполняет текущие и планово-предупредительные ремонты. В результате комплексного инженерно-экологического подхода к планированию и проведению воздухоохраных мероприятий выбросы загрязняющих веществ в атмосферу за период с 2006 по 2016 год снизились на 42 %» [11].

«В целях рационального использования земельных ресурсов в соответствии с проектными материалами в ОАО «Сургутнефтегаз» ежегодно проводится комплекс мероприятий по технической и биологической рекультивации использованных земель, направленных на своевременный возврат этих земель в лесной фонд РФ. В рамках выполнения программы восстановления нарушенных земель Компанией выполнен технический этап рекультивации на 210 площадках эксплуатационного и поисково-разведочного бурения, биологический этап «лесная рекультивация» проведен на 64 шламовых амбара. В 2016 году рекультивировано и возвращено в лесной фонд РФ 5765,2 га нарушенных земель. В 2016 году проведены работы по рекультивации 2,52 га нефтезагрязненных земель, освидетельствовано с привлечением представителей контролирующих органов 7,12 га рекультивированных нефтезагрязненных земель. В 2016 году Компания провела работы по установке дренажных емкостей на 26 площадках скважин, также на 125 площадках скважин восстановлены пандусы и установлены шлагбаумы. Продолжено строительство УПСВ, установок очистки сточных вод, станций биологической очистки сточных вод и сетей канализации. Все водозaborы Компании оборудованы приборами учета воды, что позволяет контролировать объем ее использования.

Результатом реализуемых ОАО «Сургутнефтегаз» мероприятий по бережному использованию водных ресурсов является поддержание удельного водопотребления на одном из самых низких в отрасли уровней – менее 2 м³ на тонну добытой нефти» [11].

6.3 Процедура экологического мониторинга в ОАО «Сургутнефтегаз»

«ОАО «Сургутнефтегаз» проводит мониторинг поверхностных грунтовых вод и грунтов на территории всех кустовых площадок, находящихся в бурении, в целях оценки влияния производственных процессов и своевременного принятия мер по снижению негативного воздействия. Также были разработаны проекты зон санитарной охраны 39 водозаборов, предназначенных для хозяйственно-питьевого водоснабжения, получившие санитарно-эпидемиологические заключения о соответствии санитарным требованиям. Инвестиции в строительство водоохраных объектов в 2017 году составили 741,2 млн. руб.» [11].

«ОАО «Сургутнефтегаз» осуществляет производственный экологический мониторинг на своих лицензионных участках по двум направлениям: исследование показателей качества компонентов природной среды (поверхностные и грунтовые воды, донные отложения, почвы, атмосферный воздух, снежный покров), а также изучение возможного негативного воздействия техногенных объектов на экологию территорий производственной деятельности с целью его минимизации. В 2016 году экологический мониторинг проводился на 110 лицензионных участках в 3897 точках контроля. Исследования техногенных объектов включают в себя, в том числе контроль состояния источников выбросов загрязняющих веществ, площадок скважин и шламовых амбаров, полигонов бытовых и промышленных отходов. Исследования выполняются в 11 лабораториях. В ОАО «Сургутнефтегаз» в рамках проведения дистанционного мониторинга организованы работы по авиапатрулированию, крупномасштабной аэрофотосъемке и космической съемке сверхвысокого разрешения. Их

результаты используются для оценки текущей экологической ситуации на лицензионных участках и состояния объектов нефтедобычи Компании, инвентаризации нарушенных земель, своевременного выявления природоохраных нарушений. В 2016 году выполнены работы по повышению надежности функционирования сетей канализации, уменьшению количества выбросов углеводородов с открытых поверхностей и сокращению образования донных отложений. Увеличена степень очистки хозяйствственно-бытовых сточных вод от фосфора на сооружениях биологической очистки, проведена работа по снижению процессов цветения в прудах - накопителях и буферных прудах очищенных сточных вод, выполнена реагентная обработка системы обратной воды, проведена оценка эффективности режимов ее работы. Удельный расход обратной воды на одну тонну перерабатываемой нефти в 2017 году составил 15,46 м³. На границе согласованной санитарно-защитной зоны вокруг нефтеперерабатывающего завода регулярно осуществляется мониторинг состояния атмосферного воздуха и шумовых воздействий. Ведется контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от производственных объектов, проводятся санитарно-гигиенические и паразитологические исследования очищенных хозяйствственно-бытовых сточных вод, оценивается эффективность работы оборудования по их очистке, отслеживается качество природной воды и донных отложений в естественных источниках водных ресурсов. В 2017 году проводились контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, исследования состояния почвы, оценивался уровень концентрации загрязняющих веществ и шума на источниках выбросов и границах санитарно-защитных зон» [11]. «В 2017 году проведены работы по ликвидации одной секции шламонакопителя и одной секции илонакопителя в целях снижения негативного влияния производственной деятельности на экологию» [11].

7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях

7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций или отказов в ОАО «Сургутнефтегаз»

«В целях повышения надежности и обеспечения качества трубной продукции, используемой при капитальном строительстве и капитальном ремонте трубопроводов, Компания осуществляет входной контроль качества труб разрушающими и неразрушающими методами на соответствие требованиям технических условий. В 2016 году входной контроль качества труб разрушающими методами выполнен в размере 29,9 % от общего объема поступления. Существенно снизить риски аварий на трубопроводах ОАО «Сургутнефтегаз» позволяет использование труб с внутренним антакоррозионным покрытием за счет изоляции металла труб от воздействия агрессивной пластовой воды, снижения количества отложений и абразивного износа труб, улучшения их гидравлических характеристик. Компания осуществляет строительство, реконструкцию и капитальный ремонт нефтегазопроводов исключительно с использованием труб с внутренним антакоррозионным покрытием. В целях минимизации технологических и экологических рисков, а также снижения затрат в ОАО «Сургутнефтегаз» действует собственное производство по нанесению внутреннего антакоррозийного покрытия на трубы и соединительные детали трубопроводов. В 2016 году было изготовлено 592,2 км труб и 11690 соединительных деталей с внутренним антакоррозионным покрытием. Всего в рамках программ по капитальному ремонту и строительству нефтегазопроводов в отчетном году построено 652,9 км трубопроводов с внутренним антакоррозионным покрытием. Для своевременного выявления участков трубопроводов с повышенным риском коррозионного износа и принятия мер по недопущению аварий в ОАО «Сургутнефтегаз» действуют эффективные широкомасштабные программы по внутритрубному и техническому диагностированию. Весь комплекс полученных данных о

состоянии трубопроводов позволяет эффективно организовать проведение планово-предупредительного и капитального ремонта. В 2016 году выполнен капитальный ремонт трубопроводов протяженностью 578 км. Для поддержания проектной пропускной способности трубопроводов, а также предотвращения развития локальной коррозии регулярно проводится очистка их внутренней полости. С этой целью практически все нефтепроводы оснащены камерами пуска-приема очистных устройств. Эффективной мерой минимизации риска возникновения инцидентов на трубопроводах является применение ингибиторов коррозии. Качество всех поступающих в Компанию ингибиторов коррозии оценивается с применением инфракрасной спектрометрии. В 2016 году ингибиторная защита проводилась на 3189 км трубопроводов. Подача ингибиторов коррозии проводилась с использованием блоков дозирования реагентов, из которых 74 % оснащены автоматизированными приборами контроля параметров работы с возможностью передачи данных в системы оперативного контроля ОАО «Сургутнефтегаз». Для снижения скорости процессов внутренней коррозии трубопроводов и рисков аварий ОАО «Сургутнефтегаз» осуществляет обезвоживание нефти на УПСВ с трехфазными сепараторами «Хитер-Тритер», обеспечивающими минимальные показатели обводненности перекачиваемой Компанией нефти» [11].

7.2 Разработка планов локализации и ликвидации аварий

В соответствии с Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 781 «Об утверждении Рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» «ПЛА разрабатывается с целью:

планирования действий персонала ОПО и специализированных служб на различных уровнях развития ситуаций;

определения готовности организации к локализации и ликвидации аварий на ОПО;

выявления достаточности принятых мер по предупреждению аварий на объекте;

разработки мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на ОПО» [12].

7.3 Планирование действий по предупреждению и ликвидации ЧС

«В целях ликвидации последствий разливов нефти и минимизации негативного влияния на экологию при авариях на производстве в ОАО «Сургутнефтегаз» действуют 8 нештатных аварийно-спасательных формирований, укомплектованных специальной автомобильной, инженерной и нефтесборной техникой, обеспечивающей ликвидацию разливов нефти локального уровня. Персонал аварийно-спасательных формирований регулярно проходит учения по выполнению комплекса мероприятий, направленных на своевременное обнаружение, оценку и ликвидацию последствий нештатных ситуаций на производстве. Компания использует мобильные дорожные покрытия МОБИСТЕК для минимизации ущерба, наносимого почвам при проведении работ по мониторингу состояния и ликвидации аварий на трубопроводах, а также рекультивации земель и добыче торфа» [11].

7.4 Рассредоточение и эвакуация из зон ЧС

«Способ тушения пожаров фонтанов на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах относится к области пожаротушения и может быть использован для тушения пожаров, возникших при авариях на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах. Способ тушения пожаров фонтанов на скважинах газоводяными струями, образованными подачей воды в струю выхлопных газов авиационного турбореактивного двигателя, смонтированного на передвижном средстве, включает первоначальное охлаждение фонтанной арматуры, отсечку горящего фонтана от основания

скважины и дальнейшее тушение фонтана. При этом одновременно с продолжением тушения фонтана газоводяными струями дополнительно осуществляют подачу в импульсном режиме огнетушащего порошка в зону фонтана над газоводяными струями» [16].

«Задачей заявляемого технического решения является создание эффективного способа тушения, обеспечивающего надежное тушение пожаров фонтанов на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах любой мощности, даже при их кустовом размещении, за счет создания условий по организации подачи в зону пожара комбинации пожаротушащих веществ, доставляемых из единого мобильного средства в одном направлении, но с разным высотным позиционированием, как в исходном положении, так и в зоне фонтана» [16].

«Поставленная задача решается предлагаемым способом тушения пожаров фонтанов на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах газоводяными струями, образованными подачей воды в струю выхлопных газов авиационного турбореактивного двигателя, смонтированного на передвижном средстве, имеющий первоначальное охлаждение фонтанной арматуры и отсечку горящего фонтана от основания скважины, и дальнейшее тушение фонтана. Особенность заключается в то, что одновременно с продолжением тушения фонтана газоводяными струями дополнительно осуществляют подачу в импульсном режиме огнетушащего порошка в зону фонтана над газоводяными струями, при этом подачу огнетушащего порошка осуществляют с той же позиции передвижного средства и в том же направлении, что и подачу газоводяных струй» [16].

«В частности, импульсный режим подачи порошка обеспечивают с помощью, по меньшей мере, одного импульсного модуля пожаротушения, размещенного над авиационным турбореактивным двигателем» [16].

«В частности, конструктивное выполнение каждого модуля выбирают с обеспечением возможности его замены на месте тушения пожара и способности гарантированного дистанционного тушения, обусловленного

принятым безопасным расстоянием от позиции передвижного средства до устья фонтана, вне зависимости от ориентации модуля в пространстве» [16].

«Проведенный сопоставительный анализ показывает, что заявляемый способ отличается от ближайшего аналога объемным, разнесенным по высоте фонтана, тушением (в прототипе - локальное); одновременной подачей комбинации огнетушащих веществ - газоводяной струи и порошка (в прототипе - только газоводяная струя); возможностью подачи разных огнетушащих веществ с одной позиции передвижного средства; исключением необходимости дотушивания с помощью организации дополнительных мероприятий с использованием других пожаротушащих устройств, сбалансированность работы которых невозможно достичь из-за неравномерности по времени начала их воздействия; исключением возможности прорыва пламени к устью скважины» [16].

«Под воздействием газоводяной струи происходит охлаждение арматуры скважины и газонефтяной смеси фонтана, уменьшается содержание кислорода в зоне горения, что облегчает окончательное тушение пожара огнетушащим порошком, подаваемом в импульсном режиме. Если для тушения раскаленной скважины только порошком, подаваемом в импульсном режиме, требуется 5,76 кг порошка, приходящегося на расход горящих в фонтане 1 кг/с нефти или 1 м³/с газа, то в случае тушения по предлагаемому способу требуемое количество огнетушащего порошка будет в 2 раза меньше, что повышает экономическую привлекательность способа» [16].

«Комбинированное интенсивное газоводяное порошковое тушение обеспечивает надежное без рецидивов подавление пожаров фонтанов газовых, нефтяных или газонефтяных скважин мощных по дебиту, что невозможно реализовать известными способами тушения в силу их особенностей» [16].

«Кроме того, использование сменных модулей порошкового пожаротушения увеличивает эксплуатационные возможности способа,

позволяя, в случае необходимости, ускорить процесс перезарядки установки на месте из запасного комплекта модулей» [16].

«Установка содержит автомобиль АГВТ-150 1, над турбореактивным двигателем которого смонтированы два модуля 2 порошкового пожаротушения, каждый из которых снаряжен 22 кг огнетушащего порошка. Испытания проводили на расстоянии 10 м от сопла турбореактивного двигателя до скважины. Первоначально определяли обороты двигателя АГВТ-150, при которых скважина продолжала гореть. Для вертикального компактного фонтана обороты двигателя составили 55% от максимальной его мощности, для распыленного - 80%. Через 20 с после выхода двигателя на заданный режим подали импульс тока на один модуль. После срабатывания модуля и импульсного выброса порошка пожар как вертикального компактного, так и распыленного фонтанов был надежно потушен» [16].

«Таким образом, предложенный способ тушения пожаров фонтанов на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах практически реализуем, эффективен и позволяет удовлетворить давно существующую потребность в решении поставленной задачи» [16].

«Формула изобретения» [16].

«1. Способ тушения пожаров фонтанов на газовых, нефтяных и газонефтяных скважинах газоводяными струями, образованными подачей воды в струю выхлопных газов авиационного турбореактивного двигателя, смонтированного на передвижном средстве, включающий первоначальное охлаждение фонтанной арматуры и отсечку горящего фонтана от основания скважины и дальнейшее тушение фонтана, отличающийся тем, что одновременно с продолжением тушения фонтана газоводяными струями дополнительно осуществляют подачу в импульсном режиме огнетушащего порошка в зону фонтана над газоводяными струями, при этом подачу огнетушащего порошка осуществляют с той же позиции передвижного средства и в том же направлении, что и подачу газоводяных струй» [16].

«2. Способ по п.1, отличающийся тем, что импульсный режим подачи порошка обеспечивают с помощью, по меньшей мере, одного импульсного модуля пожаротушения, размещенного над авиационным турбореактивным двигателем» [16].

«3. Способ по п.2, отличающийся тем, что конструктивное выполнение каждого модуля выбирают с обеспечением возможности его замены на месте тушения пожара и способности гарантированного дистанционного тушения, обусловленного принятым безопасным расстоянием от позиции передвижного средства до устья фонтана, вне зависимости от ориентации модуля в пространстве» [16].

7.5 Технология ведения аварийно-спасательных работ

ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» от 22.08.1995 № 151-ФЗ определяет виды аварийно-спасательных работ. К основным работам в ОАО «Сургутнефтегаз» «относятся:

газоспасательные работы - действия, направленные на спасение людей, материальных и культурных ценностей, защиту природной среды, локализацию аварий и подавление или доведение до минимально возможного уровня воздействия последствий аварий в зоне с превышением предельно допустимых концентраций токсичных, и (или) пожароопасных, и (или) взрывоопасных веществ;

противофонтанные работы - действия, направленные на спасение людей, материальных и культурных ценностей, защиту природной среды, предупреждение и ликвидацию газонефтеводопроявлений, неуправляемого истечения пластовых флюидов (открытых фонтанов) и грифенообразования на объектах бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата и объектах подземного хранения газа и газового конденсата» [14].

7.6 Использование средств индивидуальной защиты в случае ЧС

ГОСТ Р 22.9.19-2014 определяет, что «гражданские противогазы являются фильтрующими средствами защиты органов дыхания, лица и глаз

гражданского взрослого населения, в том числе личного состава нештатных аварийно-спасательных формирований, нештатных формирований по обеспечению выполнения мероприятий по гражданской обороне и аварийно-спасательных формирований федеральных органов исполнительной власти, от ОВ, радиоактивных веществ, АХОВИД, находящихся в воздухе в виде газов, паров и аэрозолей, а также от биологических (бактериальных) средств в условиях ЧС, которые обусловлены техногенными авариями и катастрофами, террористическими актами, применением оружия массового поражения.

Противогаз может применяться во всех климатических поясах в интервале температур воздуха от минус 40 до плюс 40°С» [15].

8 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

8.1 Разработка плана мероприятий по улучшению условий, охраны труда и промышленной безопасности

Расчет размера финансового обеспечения на предупредительные мероприятия можно произвести по формуле:

$$\Phi^{2017} = V^{2016} - O^{2016} \quad (8.1)$$

где V^{2015} – размер начисленных страховых взносов по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве, руб.;

O^{2015} - расходы на выплату обеспечения по обязательному социальному страхованию, руб.

$$\Phi^{2017} = V^{2016} - O^{2016} = 100000-80000=20000 \text{ руб.}$$

8.2 Расчет размера скидок и надбавок к страховым тарифам

Код ОКВЭД ОАО «Сургутнефтегаз» - 06.10.1 - Добыча сырой нефти. В соответствии с кодом ОКВЭД класс профессионального риска – 4, значит, размер страхового тарифа равен – 0,5%.

Таблица 7 – Данные для расчета размера скидки (надбавки)

Показатель	усл. обоз.	ед. изм.	Данные по годам		
			2015	2016	2017
Среднесписочная численность работающих	N	чел	114 000	114500	115000
Количество страховых случаев за год	K	шт.	45	43	43
Количество страховых случаев за год, исключая со смертельным исходом	S	шт.	2	1	1
Число дней временной нетрудоспособности в связи со страховым случаем	T	дн	120	120	120
Сумма обеспечения по страхованию	O	руб	675000	680000	680000
Фонд заработной платы за год	ФЗП	руб	3420000000	3500000000	3500000000

Продолжение таблицы 7

Число рабочих мест, на которых проведена спецоценка	q11	шт.	50000	40000	40000
Число рабочих мест, подлежащих спецоценке	q12	шт.	50000	40000	40000
Число рабочих мест, отнесенных к вредным и опасным классам условий труда	q13	шт.	15000	15000	15000
Число работников, прошедших обязательные медосмотры	q21	чел	80000	70000	80000
Число работников, подлежащих направлению на обязательные медицинские осмотры	q22	чел	79000	69000	78000

Показатель $a_{\text{стр}}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$a_{\text{cmp}} = \frac{O}{V}, \quad (8.2)$$

где V - сумма начисленных страховых взносов за три года, предшествующих текущему (руб.):

$$V = \Sigma \Phi ЗП \cdot t_{\text{cp}} \quad (8.3)$$

где t_{cp} – страховой тариф на страхование от несчастных случаев.

$$V = \Phi ЗП \cdot t_{\text{cmp}} = 3500000000 \cdot 0,5\% = 1750000000$$

$$a_{\text{cmp}} = \frac{O}{V} = \frac{678333}{1750000000} = 0,00003$$

2.2 Показатель $b_{\text{стр}}$ - количество страховых случаев у страхователя, на тысячу работающих:

$$B_{\text{стр}} = \frac{K \cdot 100}{N} \quad (8.4)$$

$$b_{\text{cmp}} = \frac{K \cdot 1000}{N} = \frac{44 \cdot 1000}{114500} = 0,38$$

2.3 Показатель $c_{\text{стр}}$ рассчитываем по следующей формуле:

$$C_{\text{стр}} = \frac{T}{S} \quad (8.5)$$

где T - число дней временной нетрудоспособности в связи с несчастными случаями;

S - количество несчастных случаев, признанных страховыми.

$$c_{\text{cmp}} = \frac{T}{S} = \frac{120}{44} = 2,72$$

Коэффициент q_1 рассчитываем по следующей формуле:

$$q_1 = (q_{11} - q_{13})/q_{12} \quad (8.6)$$

$$q_1 = \frac{43000 - 15000}{43000} = 0,65$$

Коэффициент q_2 рассчитываем по следующей формуле:

$$q_2 = q_{21}/q_{22} \quad (8.7)$$

$$q_2 = 76000/75333 = 1,01$$

1. Сравнить полученные значения со средними значениями по виду экономической деятельности.
2. Рассчитываем размер надбавки по формуле:

$$P (\%) = \frac{a_{\text{стр}}}{a_{\text{вэд}}} + \frac{b_{\text{стр}}}{b_{\text{вэд}}} + \frac{c_{\text{стр}}}{c_{\text{вэд}}} \cdot 3 - 1 \cdot 1 - q_1 \cdot (1 - q_2) \cdot 100 \quad (8.8)$$

$$P \% = \frac{\frac{0,00003}{0,08} + \frac{0,38}{2,81} + \frac{2,72}{74,98}}{3 - 1} \cdot 0,35 \cdot 0,01 \cdot 100 = 0,49$$

8.3 Оценка снижения уровня травматизма

Таблица 8 - Данные для расчета социальных показателей эффективности мероприятий по охране труда

Показатель	Как обозна чается	В че м изме ряет ся	Расчётные данные	
			Перед мероприятия ми по ОТ	После внедрения мероприятий по ОТ
Численность рабочих, условия труда которых не отвечают нормативным требованиям	Ψ_i	чел	32	5
Плановый фонд рабочего времени	$\Phi_{\text{пл}}$	час	1800000	1800000
Число пострадавших от НС	Ψ_{nc}	дн	45	43
Количество дней нетрудоспособности от НС	Δ_{nc}	дн	120	120
Среднесписочная численность основных рабочих	ССЧ	чел	80000	80010

1. Определение изменения численности работников по вредным условиям труда ($\Delta\Psi_i$):

$$\Delta\Psi_i = \Psi_i^{\text{п}} - \Psi_i^{\text{н}}, \quad (8.9)$$

$$\Delta \Psi_i = 32 - 5 = 27$$

Изменение коэффициента частоты травматизма (ΔK_q):

$$\Delta K_q = 100 - \frac{K_q^n}{K_q^o} \cdot 100 \quad (8.10)$$

Коэффициент частоты травматизма определяется по формуле:

$$K_q = \frac{\Psi_{nc} \cdot 100}{CC} \quad (8.11)$$

$$K_q^o = \frac{45 \cdot 1000}{80000} = 0,56$$

$$K_q^n = \frac{43 \cdot 1000}{80000} = 0,53$$

$$\Delta K_q = 100 - \frac{0,56}{0,53} \cdot 100 = 5,66$$

Изменение коэффициента тяжести травматизма (ΔK_m):

$$\Delta K_m = 100 - \frac{K_m^n}{K_m^o} \quad (8.12)$$

Коэффициент тяжести травматизма:

$$K_m = \frac{\Delta_{nc}}{\Psi_{nc}} \quad (8.13)$$

$$K_m^o = \frac{120}{45} = 2,6$$

$$K_m^n = \frac{120}{43} = 2,8$$

$$\Delta K_m = 100 - \frac{2,8}{2,6} \cdot 100 = 7,8$$

Потери рабочего времени:

$$BYT = \frac{100 \cdot \Delta_{nc}}{CC} \quad (8.14)$$

$$BYT = \frac{100 \cdot 120}{80000} = 0,15$$

$$BYT = \frac{100 \cdot 120}{81000} = 0,148$$

Фактический годовой фонд рабочего времени по вариантам:

$$\Phi_{факт} = \Phi_{пл} - BYT \quad (8.15)$$

где $\Phi_{пл}$ – плановый фонд рабочего времени 1 основного рабочего, час.

$$\Phi_{факт} = 1800000 - 0,15 = 179999,86$$

$$\Phi_{факт} = 1800000 - 0,148 = 179999,85$$

Прирост фактического фонда рабочего времени 1 основного рабочего после проведения мероприятия по охране труда ($\Delta \Phi_{факт}$):

$$\Delta \Phi_{факт} = \Phi_{факт}^n - A_{факт}^6 \quad (8.16)$$

$$\Delta \Phi_{факт} = 179999,86 - 179999,85 = 0,01 \text{ часа}$$

Относительное высвобождение численности рабочих (Θ_q):

$$\mathcal{E}_q = \frac{\Phi_{\text{факт}}^6 - \Phi_{\text{факт}}^n}{\Phi_{\text{факт}}^6} \cdot 350 = \frac{179999,86 - 179999,85}{179999,85} \cdot 350 = 0,00019 = 1 \text{ чел.}$$

8.4 Оценивание снижения размера выплаты компенсаций

Таблица 9 - Данные для расчета экономических показателей эффективности

Показатель	Как обозначается	В чем измеряется	Данные для расчета	
			Перед внедрением мероприятий по ОТ	После внедрения мероприятий по ОТ
Время оперативное	t_o	Мин	720	718
Время обслуживания рабочего места	$t_{обсл}$	Мин	20	10
Время на отдых	$t_{отд}$	Мин	45	45
Ставка рабочего	C_c	Руб/час	200	200
Коэффициент доплат за профмастерство	$K_{пф}$	%	10	10
Коэффициент доплат за условия труда	K_y	%	10	10
Коэффициент премирования	$K_{пр}$	%	20	20
Коэффициент соотношения основной и дополнительной заработной платы	k_d	%	20	20
Норматив отчислений на соцнужды	$H_{осн}$	%	10	10
Продолжительность рабочей смены	$T_{см}$	час	12	12
Количество рабочих смен	S	шт	2	2
Плановый фонд рабочего времени	$\Phi_{пл}$	час	1800000	1800000
Коэффициент материальных затрат в связи с несчастным случаем	μ	-	1,5	1
Единовременные затраты Зед	-	Руб.	500000	300000

1. Годовая экономия себестоимости продукции (\mathcal{E}_C)

$$\Theta_c = M_3^6 - M_3^n, \quad (8.18)$$

Материальные затраты в связи с несчастными случаями:

$$M_3 = B_{UT} \times 3\Pi L_{TH} \times \mu \quad (8.19)$$

Среднедневная заработка определяется по формуле:

$$ЗПЛ_{\text{н}} = T_{\text{ vac }} \cdot T \cdot S \cdot 100\% + k_{\text{ доп }} \quad (8.20)$$

$$3\pi L_{\text{дн}} = 200 \cdot 12 \cdot 2 \cdot 100\% + 70 = 480 \text{ руб.}$$

$$M^{\delta} = 0.15 \cdot 480 \cdot 1.5 = 108pv\delta.$$

$$M^{\prime \prime} \equiv 0.148 \cdot 480 \cdot 1 \equiv 71.04 p v \delta.$$

$$\mathfrak{P}_c = 108 - 71,4 = 36,96 \text{ pyб.}$$

2. Годовая экономия (\mathcal{E}_3) за счет уменьшения затрат

$$\Theta_3 = \Delta \Psi_i x \Delta \Pi L^6_{\text{год}} - \Psi_i^\pi x \Delta \Pi L^\pi_{\text{год}}, \quad (8.21)$$

Среднегодовая заработка определяется по формуле:

$$ЗПЛ_{год} = ЗПЛ_{дн} \cdot \Phi_{пл} \quad (8.22)$$

где ЗПЛ_{дн} – среднедневная заработка одного работающего, руб.; $\Phi_{пл}$ – плановый фонд рабочего времени 1 основного рабочего, дни.

$$ЗПЛ_{год}^ρ = 480 \cdot 1800000 = 864000000 \text{ руб.}$$

$$ЗПЛ_{\text{год}}^n = 480 \cdot 1800000 = 864000000 \text{ руб.}$$

$$\varTheta_3 = 35 \times 864000000 - 5 \times 864000000 = 259200000$$

Годовая экономия (\mathcal{E}_T) фонда заработной платы

$$\mathcal{E}_T = (\Phi Z \Pi^6_{\text{год}} - \Phi Z \Pi^{\Pi}_{\text{год}}) \times (1 + k_D / 100\%), \quad (8.23)$$

$$\mathfrak{P}_m = 3500000000 - 300440000 = 3199560000 \text{ руб.}$$

3. Экономия по отчислениям на социальное страхование (Эосн) (руб.):

$$\Theta_{\text{och}} = (\Theta_{\text{TxH}_{\text{och}}}) / 100 \quad (8.24)$$

где $H_{осн}$ — норматив отчислений на социальное страхование.

$$\mathfrak{P}_{och} = 3199560000 \cdot 10 / 100 = 319956000 \text{ руб.}$$

4. Общий годовой экономический эффект (\mathcal{E}_r)

Хозрасчетный экономический эффект в этом случае определяется как:

$$\mathfrak{E}_\Gamma = \mathfrak{E}_3 + \mathfrak{E}_c + \mathfrak{E}_m + \mathfrak{E}_{\text{OCH}} \quad (8.25)$$

$$\mathfrak{S}_\varepsilon = 259200000 + 36,96 + 3199560000 + 319956000 =$$

3778716036,96 руб.

5. Срок окупаемости единовременных затрат ($T_{ед}$)

$$T_{e\partial} = \frac{35000000}{3778716036.96} = 0,0093.$$

6. Коэффициент эффективности единовременных затрат ($E_{ед}$):

$$E_{el} = 1 / T_{el} \quad (8.27)$$

$$E_{eo} = 1/0,0093 = 107,52$$

8.5 Оценивание производительности труда

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

$$t_{\text{ШТ}} = t_o + t_{o\text{М}} + t_{\text{отл}} \quad (8.29)$$

$$t_{um}^6 = 720 + 20 + 45 = 785$$

$$t_{uim}^n = 718 + 10 + 45 = 773$$

где t_o – оперативное время, мин.;

$t_{отл.}$ – время на отдых и личные надобности;

t_{om} – время обслуживания рабочего места.

$$\Pi_{mp} = \frac{785 - 773}{785} \cdot 100 = 1,52$$

2. Прирост производительности труда:

$$\Pi_{\mathcal{E}_u} = \frac{\mathcal{E}_u \times 100\%}{CCU_1 - \mathcal{E}_u} \quad (8.30)$$

$$\Pi_{\mathcal{P}_u} = \frac{3778716036,96 \times 100\%}{80000 - 3778716036,96} = 100,00$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была поставлена цель - совершенствование безопасности в процессе ремонта нефтегазового оборудования в ОАО «Сургутнефтегаз».

Для достижения заявленной цели, в первом разделе представлена характеристика объекта ОАО «Сургутнефтегаз», адрес его местонахождения, виды выполняемых работ и технологическое оборудование.

Во втором разделе представлена принципиальная схема системы сбора скважинной продукции на нефтяном промысле и технологический процесс ремонта нефтегазового оборудования. Рассмотрена статистика травматизма и несчастных случаев, идентификация опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте слесаря по ремонту технологических установок.

В разделе по охране труда можно ознакомиться с разработанной документированной процедурой по обеспечению работников средствами индивидуальной защиты в ОАО «Сургутнефтегаз».

В 6 разделе проведен анализ экологического воздействия на окружающую среду и предложены принципы, методы и средства снижения антропогенного воздействия.

В 7 разделе проанализированы аварийные ситуации на предприятии и предложены мероприятия по предупреждению ЧС в ОАО «Сургутнефтегаз».

В 8 разделе диплома приведена оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности в ОАО «Сургутнефтегаз».

Для решения выявленных недостатков и проблем в ОАО «Сургутнефтегаз», в качестве решения была предложена установка для подъема скважинной жидкости. Техническим результатом заявленной полезной модели является расширение области применения предлагаемой установки, снижение массогабаритных характеристик, трудозатрат на монтаж и демонтаж и уменьшение тепловых потерь при подъеме скважинной жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Устав Открытого акционерного общества «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.surgutneftegas.ru/investors/documentation/vnutrennie-dokumenty/> (дата обращения 26.04.2018).
2. Сайт ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.surgutneftegas.ru/ru/about/history/> (дата обращения 26.03.2018)
3. ГОСТ Р ИСО 13533-2013 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование буровое и эксплуатационное. Оборудование со стволовым проходом. Общие технические требования [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200105261> (дата обращения 31.03.2018).
4. Приказ министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 13 марта 2017 г. № 263н «Об утверждении профессионального стандарта «Работник по эксплуатации оборудования по добыче нефти, газа и газового конденсата» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=215327&fl_d=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6476290590875922#09970011556689351 (дата обращения 31.03.2018).
5. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 28.03.2018).
6. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=163373&fl>

[d=134&dst=100013,0&rnd=0.10004833602540542#015845408095398605](#) (дата обращения 28.03.2018).

7. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 1 марта 2012 г. № 181н «Об утверждении Типового перечня ежегодно реализуемых работодателем мероприятий по улучшению условий и охраны труда и снижению уровней профессиональных рисков» [Электронный ресурс]. – URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/70150478/paragraph/26:0> (дата обращения 01.04.2018).

8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101 [Электронный ресурс]. – URL: <http://ivo.garant.ru/#/document/70368570/paragraph/6:0> (дата обращения 01.04.2018).

9. Заявка: 2017125313, 07.08.2017 (51) МПК Автор(ы): Робин Андрей Викторович (RU), Робина Татьяна Андреевна (RU) Патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "Промтехнологии" (RU) Опубликовано: 13.02.2018 Бюл. № 5 [Электронный ресурс]. – URL: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1521385127178 (дата обращения 18.03.2018).

10. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=175358&fd=134&dst=100000001,0&rnd=0.5217207984049339#029491582325565924> (дата обращения 10.04.17).

11. Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз» за 2016 год [Электронный ресурс]. – URL: [file:///C:/Users/Admin/Downloads/GO_rus_small%20\(smart\) 29_06_2016.pdf](file:///C:/Users/Admin/Downloads/GO_rus_small%20(smart) 29_06_2016.pdf) (дата обращения 10.04.17).

12. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 781 «Об утверждении Рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70198896/> (дата обращения 11.04.17).

13. Методические указания о порядке разработки плана локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛАС) на химико-технологических объектах РД 09-536-03 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.docload.ru/Basesdoc/39/39883/index.htm#i21690011.04.18> (дата обращения 11.04.17).

14. Федеральный закон «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» от 22.08.1995 № 151-ФЗ» (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_7746/ (дата обращения 11.04.17).

15. ГОСТ Р 22.9.19-2014 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200110555> (дата обращения 11.04.17).

16. Заявка: <2010151732/03>, 16.12.2010 (51) МПК Автор(ы): Груздев Александр Геннадьевич (RU), Кайдалов Валерий Васильевич (RU), Осипков Валерий Николаевич (RU), Орионов Юрий Евгеньевич (RU), Стрелец Александр Владимирович (RU), Яшнев Юрий Иосифович (RU)

Опубликовано: [20.07.2012](#) Бюл. № 20 [Электронный ресурс]. – URL: http://www1.fips.ru/wps/portal/IPS_Ru#1524738299478 (дата обращения 26.04.18).

17. Adams, S BSEE Safety Alert: Improper Compressor Purging Leads / To Explosions Scientific peer-reviewed journals SPE «OIL GAS FACILITIES», journal issue 27 December 2017 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3739> (дата обращения 11.04.17).

18. Stephen, W. New IOGP Standard Aims To Improve Fabrication Site Safety / To Explosions Scientific peer-reviewed journals SPE «OIL GAS FACILITIES», journal issue 18 October 2017 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3508> (дата обращения 11.04.17).

19. Nick, C. Seven Steps to Safer Operations / To Explosions Scientific peer-reviewed journals SPE «OIL GAS FACILITIES», journal issue 17 August 2017 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3273> (дата обращения 11.04.17).

20. Stephen, W. Human Error: The Big Hurdle to Safer Facilities / To Explosions Scientific peer-reviewed journals SPE «OIL GAS FACILITIES», journal issue 10 July 2017 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3144> (дата обращения 11.04.17).

21. Stephen, W. New Frontiers Identified in Human-Factors Research / To Explosions Scientific peer-reviewed journals SPE «OIL GAS FACILITIES», journal issue 21 June 2017 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=3126> (дата обращения 11.04.17).