

АННОТАЦИЯ

Обеспечение безопасности технологического процесса транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах актуально для кампании «Петроальянс». В данной работе предложены мероприятия по обеспечению безопасных условий труда работников нефтегазовой отрасли.

В работе указан адрес и расположение СК «Петроальянс», описаны виды деятельности, оборудование.

Во втором разделе представлен технологический процесс транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс», опасные и вредные производственные факторы оператора нефтепродуктоперекачивающей станции, диаграммы травматизма и профессиональных заболеваний.

Мероприятия по снижению воздействия ОВПФ представлены в 3 разделе.

В научно-исследовательском разделе предложено решение по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов оператора нефтепродуктоперекачивающей станции.

Разработана документированная процедура по охране труда.

Разработана документированная процедура по охране окружающей среды.

Проанализирована статистика аварийных ситуаций и отказов в СК «Петроальянс».

Проведена оценка и эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности.

Количественная характеристика работы: 53 страницы, 12 иллюстраций, 9 таблиц, библиографический список составляет 20 источников.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика производственного объекта.....	6
1.1 Расположение.....	6
1.2 Производимая продукция или виды услуг	6
1.3 Технологическое оборудование.....	6
1.4 Виды выполняемых работ.....	6
2 Технологический раздел.....	8
2.1 План размещения основного технологического оборудования	8
2.2 Описание технологической схемы, технологического процесса.....	8
2.3 Анализ факторов производственной безопасности.....	9
2.4 Анализ средств защиты работающих	10
2.5 Анализ травматизма на производственном объекте	11
3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов, обеспечения безопасных условий труда	15
4 Научно-исследовательский раздел.....	17
4.1 Выбор объекта исследования, обоснование	17
4.2 Анализ существующих принципов, методов и средств обеспечения безопасности.....	17
4.3 Предлагаемое или рекомендуемое изменение	18
5 Охрана труда.....	28
6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.....	30
6.1 Оценка антропогенного воздействия объекта на окружающую среду	30
6.2 Предлагаемые или рекомендуемые принципы, методы и средства снижения антропогенного воздействия на окружающую среду.....	30
6.3 Разработка документированных процедур согласно ИСО 14000	34

7	Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях.....	35
7.1	Анализ возможных аварийных ситуаций или отказов на данном объекте.....	35
7.2	Разработка планов локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛА) на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах.....	36
7.3	Планирование действий по предупреждению и ликвидации ЧС, а также мероприятий гражданской обороны для территорий и объектов.....	36
7.4	Рассредоточение и эвакуация из зон ЧС.....	36
7.5	Технология ведения поисково-спасательных и аварийно-спасательных работ в соответствии с размером и характером деятельности	36
7.6	Использование средств индивидуальной защиты в случае угрозы или возникновения аварийной или чрезвычайной ситуации.....	37
8	Оценки эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности	38
8.1	Разработка плана мероприятий по улучшению условий, охраны труда и промышленной безопасности	38
8.2	Расчет размера скидок и надбавок к страховым тарифам на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.....	38
8.3	Оценка снижения уровня травматизма, профессиональной заболеваемости по результатам выполнения плана мероприятий по улучшению условий, охраны труда и промышленной безопасности	41
8.4	Оценка снижения размера выплаты льгот, компенсаций работникам организации за вредные и опасные условия труда.....	43
8.5	Оценка производительности труда в связи с улучшением условий и охраны труда в организации.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	48

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные нефтепроводы играют важную роль в транспортировании нефти от пункта добычи к потребителям, однако и их строительство и их эксплуатация негативно сказывается на окружающей среде и здоровье работников.

Аварийные ситуации и отказы оборудования также нередки на данных объектах, и локализовать их необходимо в первые минуты, чтобы минимизировать ущерб. Следовательно, разработка и организация мероприятий по снижению опасных и вредных факторов, а также мероприятий по снижению статистики травматизма и аварийных ситуаций в нефтегазовой отрасли актуально.

СК «Петроальянс» имеет в своем штатном расписании: отдел по охране труда, отдел по охране окружающей среды, управление по пожарной безопасности и чрезвычайных ситуаций, и, соответственно квалифицированных работников. На предприятии непрерывно ведётся работа в данной области с учетом новых законодательных и нормативных документов и новых технологических решений. Все работники проходят инструктаж и обучение по безопасному обслуживанию магистральных нефтепроводов.

В данной работе изучен технологический процесс транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс», выявлены путём анализа слабые места и предложены мероприятия по обеспечению безопасных условий труда работников нефтегазовой отрасли.

1 Характеристика производственного объекта

1.1 Расположение

«СК «Петроальянс» - это известная кампания нефтегазовой отрасли, которая ведет свою историю, начиная с 1995 года. «Петроальянс» является одним из крупнейших подрядчиков предоставляющий сервисные услуги по строительству нефтегазовых скважин» [1].

Расположение: г. Самара, улица Скляренко, 26.

Телефон: +7 (800) 700 78 87; +7 (846) 379 65 50

Факс: +7 (846) 379 65 45

Электронный адрес: info@rawc.ru.

1.2 Производимая продукция или виды услуг

СК «Петроальянс» предоставляет следующие услуги: геофизические исследования скважин, инновационные технологии испытания пластов на кабеле, скважинная сейсмика, оценка качества цементирования и состояния обсадной колонны, бурение, закачивание, цементирование, интенсификация добычи и управление добычей.

1.3 Технологическое оборудование

Для своей деятельности кампания использует специализированное оборудование под каждый вид деятельности: буровое, устьевое и вспомогательное оборудование, премиальные скважинные фильтры с высоким моментом вращения, щелевые хвостовики, подземное оборудование закачивания (компоновки для многостадийного гидроразрыва пласта, пакеры и подвески хвостовиков), электропогружное оборудование, горизонтальные насосные системы, трубопроводная арматура и средства измерения, перфорационные системы

1.4 Виды выполняемых работ

СК «Петроальянс», в рамках своей деятельности выполняет следующие виды работ:

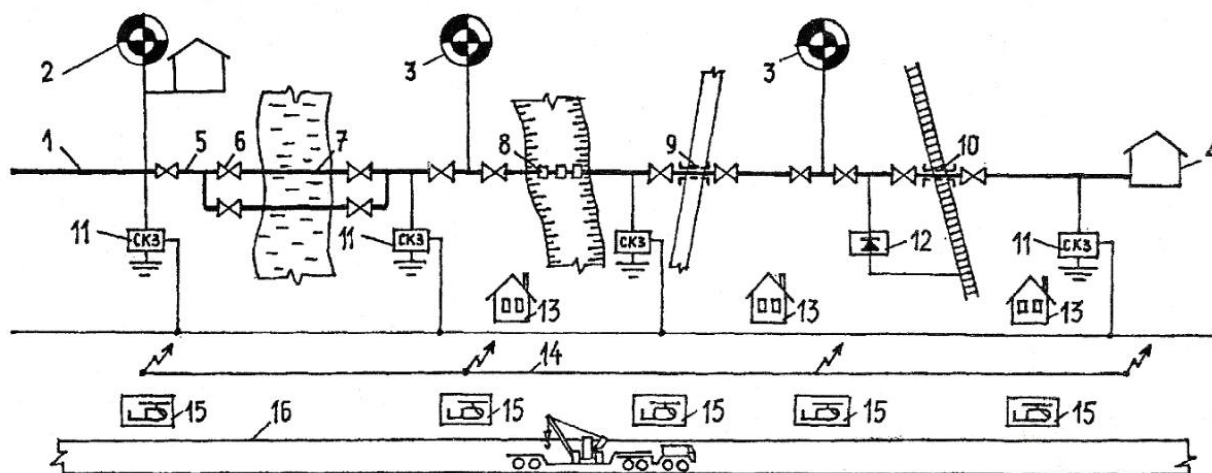
- Испытание пластов и перфорация на трубах;

- Глубинные измерения и телеметрия;
- Отбор и анализ проб;
- Наземные испытания скважин;
- Многофазная расходометрия;
- Инженерное сопровождение;
- Испытания добывающего фонда скважин;
- Бурение и измерения;
- Закачивание и постоянный мониторинг скважин;
- Многоствольное закачивание;
- Контроль миграции газа;
- Транспортировка нефти на магистральных нефтепроводах;
- Хранение нефти и газа;
- Механизированная добыча и управление.

2 Технологический раздел

2.1 План размещения основного технологического оборудования

Схема состава сооружения магистрального нефтепровода на рисунке 1.



1 – Подводящий трубопровод. 2 – Головная нефтеперекачивающая станция. 3 – Промежуточная нефтеперекачивающая станция. 4 – Конечный пункт. 5 – Линейная часть. 6 – Линейная задвижка. 7 – Дюкер. 8 - Надземный переход. 9 – Переход под автодорогой. 10 – Переход под железной дорогой. 11 – Станция катодной защиты. 12 – Дренажная установка. 13 – Доля обходчика. 14 – Линия связи. 15 – Вертолётная площадка. 16 – Вдольтрассовая дорога.

Рисунок 1 - Схема состава сооружения магистрального нефтепровода

2.2 Описание технологической схемы, технологического процесса

Все трубо-нефтепроводы в СК «Петроальянс» разделяются по своему назначению.

Назначение магистральных нефтепроводов - транспортировка нефти и нефтепродуктов из районов добычи, хранения до мест их потребления. Места потребления – это различные нефтеперерабатывающие заводы, пункты налива железнодорожных цистерн, пункты налива нефти и танкеры. В таблице 1 представлен технологический процесс транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс».

Таблица 1 - Описание технологического процесса транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс»

Наименование работ	Наименование оборудования	Обрабатываемый материал	Виды работ
1. Откачка нефти	Подпорные центробежные насосы, скважинное и устьевое оборудование, резервуарный парк, нефтегазонасосная станция, промежуточные станции на трассе нефтепровода, нефтеперекачивающие станции, нефтеперерабатывающие заводы, пункты налива железнодорожных цистерн, пункты налива нефти и танкеры, коллекторы.	Нефть и нефтепродукты, трубо-нефтепроводы, основное и вспомогательное оборудование	Откачивается нефть насосами, создающими необходимое давление - от 0,5 до 0,8 Мпа. Повышение давления необходимо - с целью избежать кавитации.
2. Создание необходимого рабочего давления	резервуарный парк, нефтегазонасосная станция, промежуточные станции на трассе нефтепровода, нефтеперекачивающие станции, нефтеперерабатывающие заводы, пункты налива железнодорожных цистерн, пункты налива нефти и танкеры, коллекторы.	НППС, линейная производственно-диспетчерская станция	Создание необходимого рабочего давления в нефтепроводе. Это давление расходуется на преодоление гидравлического сопротивления. Сопротивление оказывают стенки труб. По степенно давление уменьшается. Диагностика состояния линейной части магистральных трубопроводов, обнаружение и наблюдение за изменением технического состояния объектов магистральных трубопроводов.
3. Транспортировка нефти и ее поступление в резервуары	танкеры, коллекторы.		Транспортировка нефти, поддержание рабочего давление на магистральных нефтепроводах. Эксплуатация и проверка технического состояния оборудования и сооружений НППС.
4. Передача нефти и нефтепродуктов потребителям			Передача потребителям - на НПЗ, пункт налива железнодорожных цистерн, пункт налива танкеров

Все вышеперечисленные работы выполняет «оператор нефтепродуктоперекачивающей станции» [2].

2.3 Анализ производственной безопасности на участке путем идентификации опасных и вредных производственных факторов и рисков

На основании видов работ, которые выполняет оператор нефтепродуктоперекачивающей станции представляем идентификацию ОВПФ в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификация ОВПФ технологического процесса транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс»

Идентификация ОВПФ операторов нефтепродуктоперекачивающей станции	
Физические ОВПФ	
«Падение работающего, стоящего на опорной поверхности, на эту же опорную поверхность» [3].	
«Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (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» [3].	
«Струи жидкости, воздействующие на организм при соприкосновении с ним» [3];	
«Повышенный уровень локальной вибрации» [3];	
«Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума» [3];	
«Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения» [3].	
Химические ОВПФ	
«Токсические» [3];	
«Раздражающие» [3];	
«Сенсибилизирующие» [3];	
«Косвенно действующие на организм работающего как опасные и вредные производственные факторы физической природы действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.» [3].	
Биологические ОВПФ	
«Укусы насекомых или животных» [3];	
«Патогенные и условно патогенные микроорганизмы - бактерии, вирусы» [3].	
Психофизиологические ОВПФ	
«Длительность сосредоточенного наблюдения» [3];	
«Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса» [3];	
«Перенапряжение анализаторов, в том числе вызванное информационной нагрузкой» [3];	
«Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в единицу времени» [3].	

2.4 Анализ средств защиты работающих

Анализ средств защиты зуборезчика представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Анализ средств защиты зуборезчика

Профессия работника	Средства индивидуальной защиты
Оператор нефтепродуктоперекачивающей станции	«Костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой - 2 на 2 года» [4]. «Костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой - 2 на 2 года» [4].

Продолжение таблицы 3

	<p>«Костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием - 1 на 2 года» [4]. «Ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском - 1 пара» [4].</p> <p>«Сапоги резиновые с жестким подноском - 1 пара» [4].</p> <p>«Галоши диэлектрические - до износа» [4].</p> <p>«Перчатки диэлектрические - дежурные» [4].</p> <p>«Перчатки с полимерным покрытием - 12 пар» [4].</p> <p>«Каска защитная - 1 на 2 года» [4].</p> <p>«Подшлемник под каску - 1» [4].</p> <p>«Очки защитные - до износа» [4].</p> <p>«Костюм хлопчатобумажный или из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке» [4].</p> <p>«Костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке» [4].</p> <p>«Сапоги кожаные утепленные с жестким подноском или валенки с резиновым низом» [4].</p> <p>«Перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие - 6 пар» [4].</p> <p>«Перчатки шерстяные» [4].</p>
--	---

2.5 Анализ травматизма на производственном объекте

Данные по травматизму в СК «Петроальянс» на рисунках 2-6.

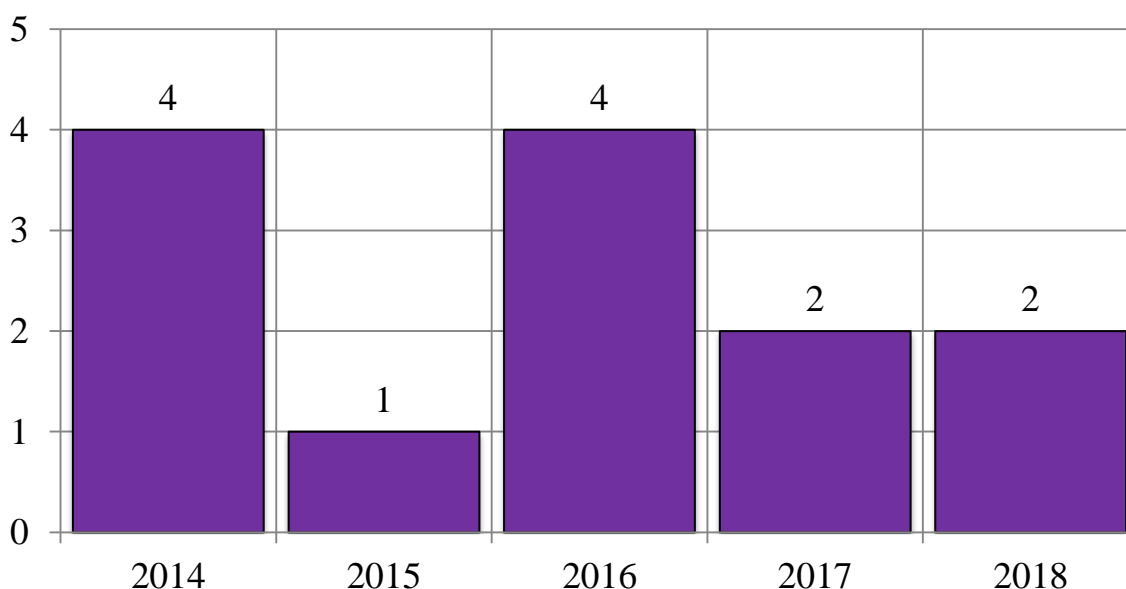


Рисунок 2 – Статистика травматизма по СК «Петроальянс», кол-во в год

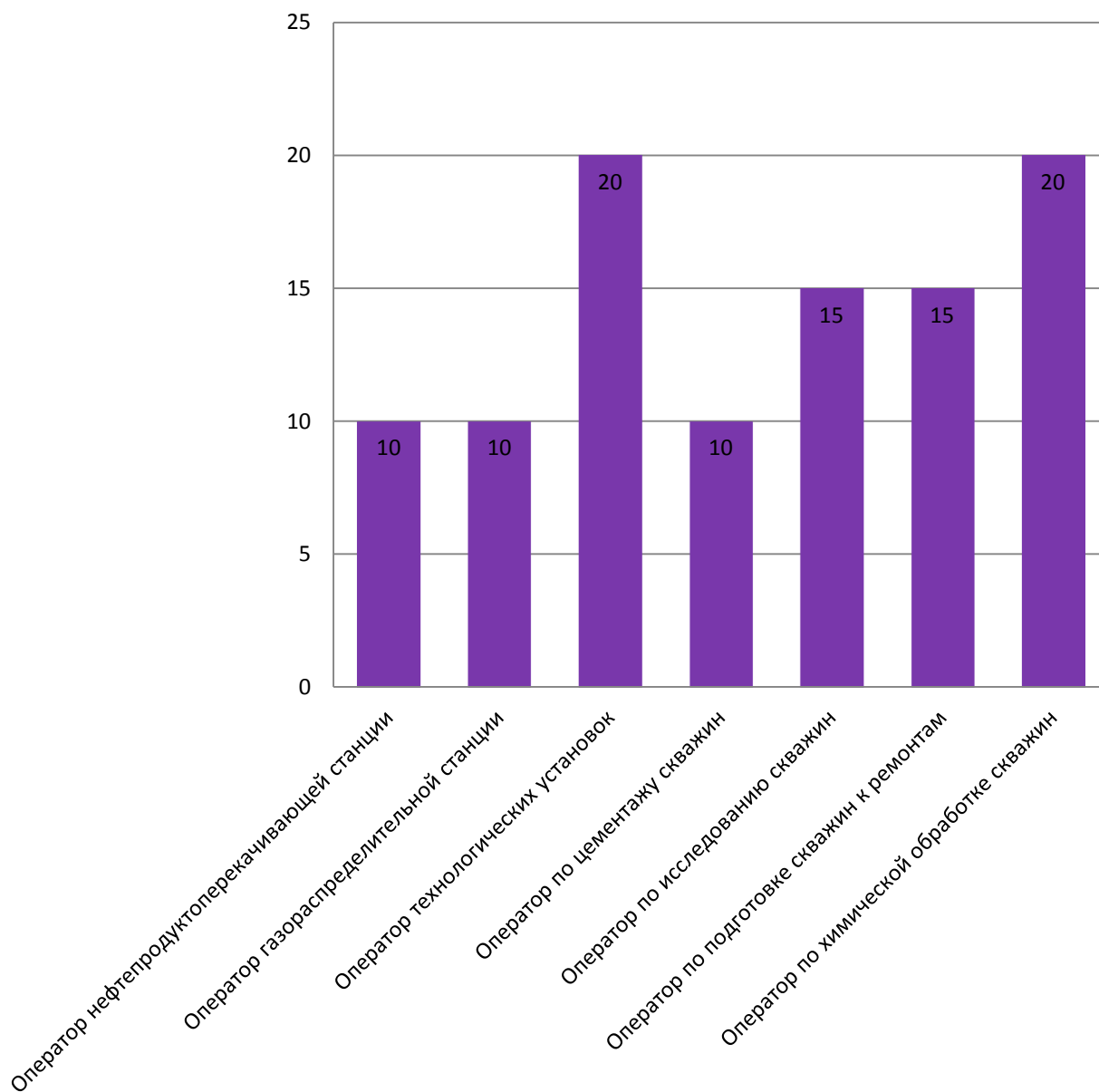


Рисунок 3 – Статистика травматизма по профессиям в СК «Петроальянс», %

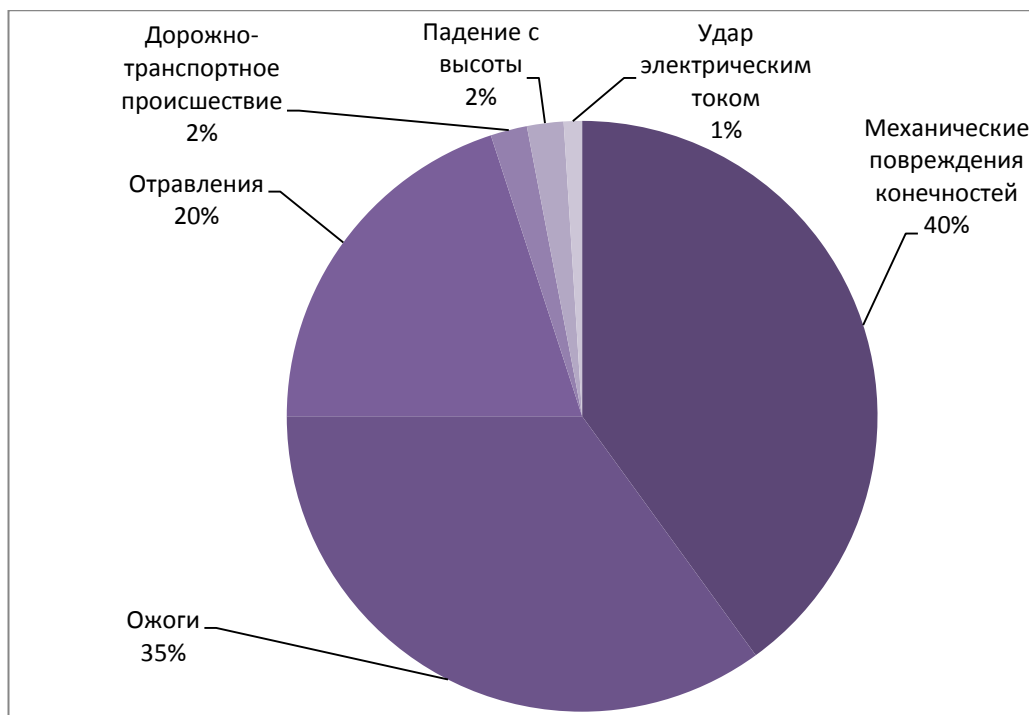


Рисунок 4 – Статистика травматизма по причинам травм в СК «Петроальянс», %

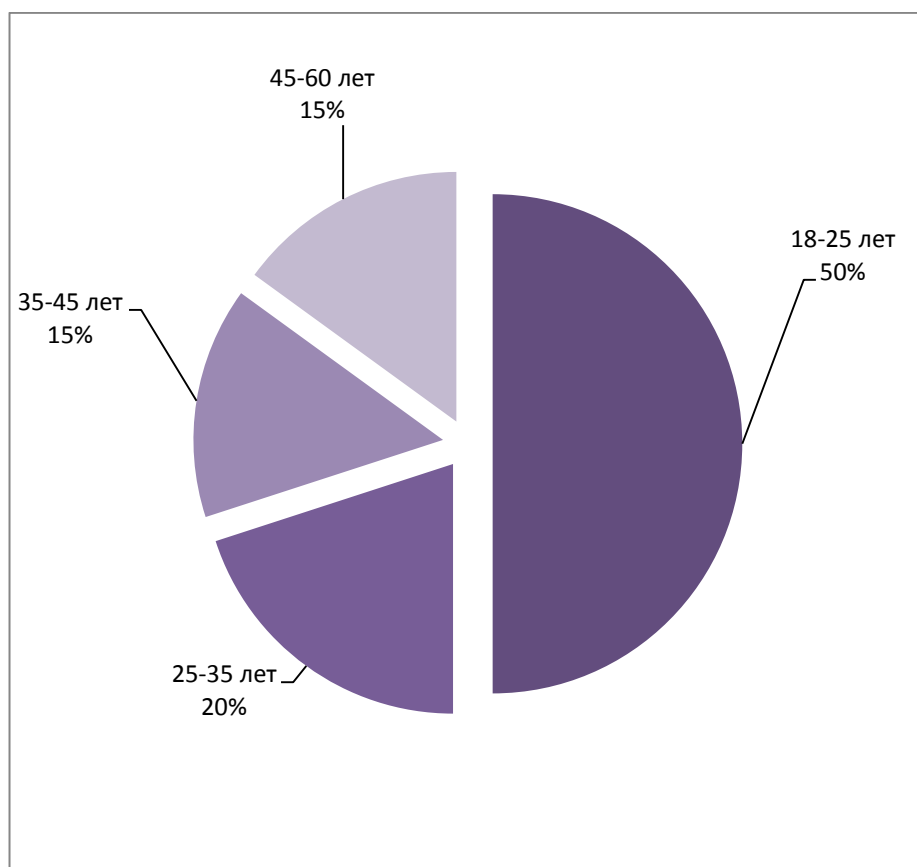


Рисунок 4 – Статистика травматизма по возрасту пострадавших в СК «Петроальянс», %

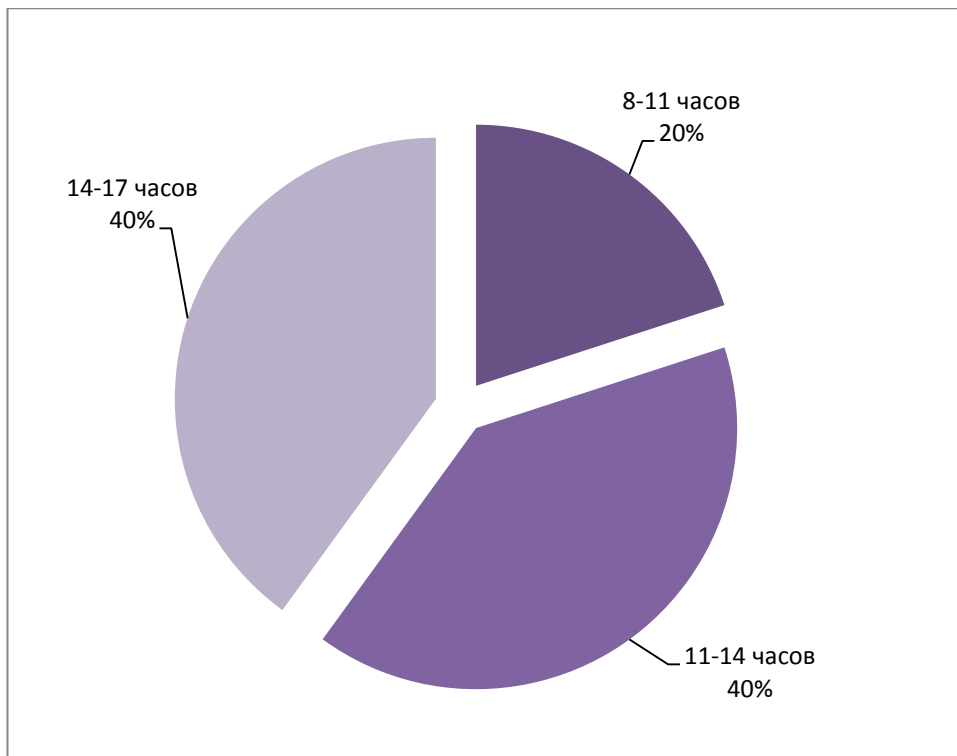


Рисунок 6 – Статистика травматизма по времени суток в СК «Петроальянс», %

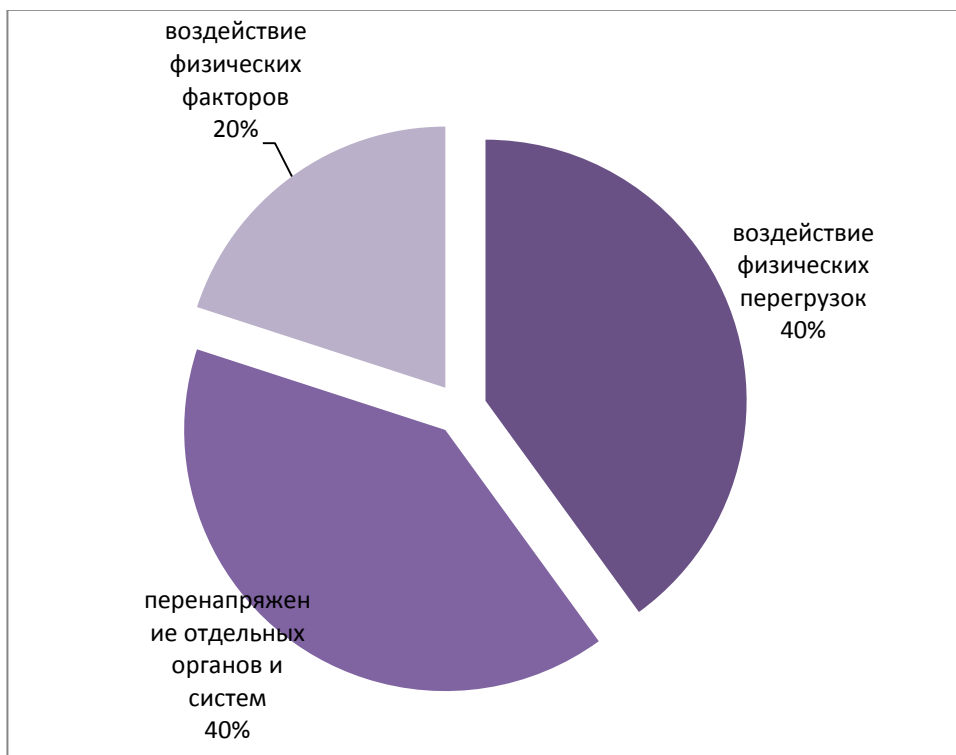


Рисунок 7 – Статистика профессиональных заболеваний на предприятиях нефтяной промышленности, %

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

3.1 Мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

Учитывая во внимание выявленные ОВПФ, а также приведенную статистику травматизма в СК «Петроальянс», в разделе предложены следующие мероприятия для каждого фактора из таблицы 2:

1. «Мероприятия по улучшению условий труда, в том числе разработанных по результатам проведения спец.оценки и оценки уровней профессиональных рисков» [4].
2. «Внедрение систем автоматического и дистанционного управления» [4].
3. «Сигнализация о нарушении нормального функционирования оборудования» [4].
4. «Устройство ограждений и блокировок» [4].
5. «Внедрение систем автоматического контроля» [4].
6. «Установка предохранительных, защитных и сигнализирующих устройств для безопасной эксплуатации и аварийной защиты производственных коммуникаций» [4].
7. «Механизация и автоматизация технологических процессов, связанных с хранением, транспортированием, заполнением и опорожнением передвижных и стационарных резервуаров с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями» [4].
8. «Своевременное удаление и обезвреживание отходов производства» [4].
9. «Модернизация оборудования с целью снижения до допустимых уровней содержания: вредных веществ в воздухе рабочей зоны, шума и вибрации» [4].

10. «Реконструкция имеющихся в СК «Петроальянс» мест организованного отдыха» [4].
11. «Обеспечение хранения СИЗ и уход за ними» [4].
12. «Реализация мероприятий, направленных на развитие физической культуры и спорта в СК «Петроальянс»» [4].
13. «Оборудование санитарных постов в СК «Петроальянс»» [4].
14. «Обучение лиц, ответственных за эксплуатацию опасных производственных объектов в СК «Петроальянс»» [4].
15. «Оснащение учебных классов по охране труда компьютерами, теле-, видео-, аудиоаппаратурой, лицензионными обучающими и тестирующими программами» [4].

4 Научно-исследовательский раздел

4.1 Выбор объекта исследования, обоснование

На основании проведенного исследования, с целью снижения действий ОВПФ на работников СК «Петроальянс» выбран объект исследования - диагностика состояния линейной части магистральных трубопроводов, обнаружение и наблюдение за изменением технического состояния объектов магистральных трубопроводов, т.е. один из видов работ, который выполняет оператор нефтепродуктоперекачивающей станции.

4.2 Анализ существующих принципов, методов и средств обеспечения безопасности

Известна комплексная система технической защиты трубопроводов от несанкционированного доступа и локализации мест утечки транспортируемого продукта, включающая сигнальные датчики и содержащая три компонента: мобильный комплекс радиолокационной разведки, включающий георадар с набором вспомогательного оборудования, стационарную систему выявления повреждений трубопроводов и мобильный комплекс беспилотного воздушного мониторинга. Все три компонента соединены с центром сбора и обработки информации, который соединен со службой безопасности компании-эксплуатанта трубопровода. Стационарная система выявления повреждений трубопроводов включает сигнальные датчики повреждений, блоки обработки сигналов, которые поступают от сигнальных датчиков, кабельные линии электропитания и связи, удаленное терминальное устройство для анализа данных от блоков обработки сигналов, размещенных вдоль линейного участка трубопровода, автоматизированное рабочее место оператора, пульт управления системой. Мобильный комплекс беспилотного воздушного мониторинга включает беспилотный летательный аппарат с телекамерами на борту и оборудованием передачи видеоизображения в реальном

масштабе времени оператору машины управления, размещенной на шасси автомобиля высокой проходимости, пусковую установку для беспилотного летательного аппарата на шасси автомобиля высокой проходимости.

Недостатком наиболее близкого аналога изобретений является необходимость использования летательного аппарата и его пилотажно-навигационных средств, что не позволяет осуществить непрерывный мониторинг состояния магистральных трубопроводов.

4.3 Предлагаемое или рекомендуемое изменение

Для реализации предложенных в предыдущем разделе мероприятий по внедрению систем автоматического и дистанционного управления, в работе, предлагаем изобретение «Способ дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов и устройство для его осуществления» [6].

Группа изобретений относится к диагностике состояния линейной части магистральных трубопроводов, в частности к обнаружению и наблюдению за изменением технического состояния объектов магистральных трубопроводов. Заявленное устройство включает, размещенные в корпусе блок приема-передачи глобальной навигационной системы, цифровую видеокамеру, тепловизионную камеру, лазерный дальномер, модуль управления процессом съемки, блок передачи записанных данных, блок приема управляющих команд от блока сбора и обработки информации, исполнительный блок. Устройство выполнено с возможностью перемещения вдоль токопроводящих направляющих, установленных на опорах. Заявленный способ заключается в том, что заявленное устройство перемещают по токопроводящим направляющим, производят прием, запись и передачу данных блоку сбора и обработки информации, размещенному на удаленном диспетчерском пункте, определяют местоположение участков

с выявленными нарушениями. Группа изобретений позволяет обеспечить непрерывность комплексного мониторинга за состоянием линейной части магистральных нефтепроводов.

Изобретение может быть использовано для осуществления поиска, обнаружения и наблюдения за изменением технического состояния объектов магистральных трубопроводов, развитием опасных геологических процессов, ведением работ в ходе технического обслуживания (ремонта) и несанкционированными действиями в пределах границ линейной части магистральных трубопроводов.

Задачей, на решение которой направлена заявленная группа изобретений, является выявление, определение местоположения и ведение наблюдения за участками магистрального трубопровода с нарушением технического состояния, развитием опасных геологических процессов либо нарушением работы термостабилизаторов грунта.

Техническим результатом заявленной группы изобретений является обеспечение непрерывности комплексного мониторинга за состоянием линейной части магистральных нефтепроводов.

Указанная задача решается, а технический результат в части устройства достигается тем, что устройство для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов включает размещенные в корпусе блок приема-передачи глобальной навигационной системы, цифровую видеокамеру с функцией инфракрасной съемки, тепловизионную камеру, лазерный дальномер, модуль управления процессом съемки, включающий блоки записи данных о текущем местоположении от глобальной навигационной системы, данных цифровой видеокамеры, тепловизионной камеры и лазерного дальномера, блок передачи записанных данных блоку сбора и обработки информации, размещенному на удаленном диспетчерском пункте, блок приема управляющих команд от блока сбора и обработки информации, исполнительный блок, при этом устройство

выполнено с возможностью перемещения вдоль токопроводящих направляющих, установленных на опорах выше уровня линейной части магистральных трубопроводов.

В качестве опор для токопроводящих направляющих могут быть использованы опоры магистральных трубопроводов (МТ). Кроме того, в качестве опор для токопроводящих направляющих могут быть использованы опоры линий электропередач, проходящих вблизи участка линейной части МТ.

Корпус устройства выполнен в виде теплоизолирующей титановой капсулы.

Лазерный дальномер выполнен с возможностью его наведения посредством инфракрасного лазера.

Указанная задача решается, а технический результат в части способа достигается тем, что в способе дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ) перемещают устройство для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ по токопроводящим направляющим вдоль участка ЛЧ МТ, производят в процессе перемещения прием данных о текущем местоположении устройства, съемку посредством цифровой видеокамеры и тепловизионной камеры, измерение посредством лазерного дальномера расстояния между устройством и деформационными марками, установленными на магистральном трубопроводе для контроля текущего планово-высотного положения (ПВП), передачу данных о текущем местоположении от глобальной навигационной системы, данных цифровой видеокамеры, тепловизионной камеры и лазерного дальномера в блоки записи соответствующих данных, передачу хранящихся данных в блоках записи данных блоку сбора и обработки информации, размещенному на удаленном диспетчерском пункте, выполняют обработку переданных данных блоком сбора и обработки информации, выявляют участки магистрального трубопровода с нарушением

технического состояния, развитием опасных геологических процессов либо нарушением работы термостабилизаторов грунта, определяют местоположение выявленных участков, передают управляющие команды модулю управления процессом съемки, который осуществляет перемещение устройства посредством исполнительного блока к участку с выявленными нарушениями, производят съемку участка с выявленными нарушениями посредством цифровой видеокамеры в режиме с более высокой разрешающей способностью.

Наведение лазерного дальномера для определения текущего ПВП производят при помощи инфракрасного указателя.

Заявленная группа изобретений поясняется рисунками 8-9, на которых изображены блок-схема устройства для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ (рисунок 8), схема перемещения устройства по токопроводящим направляющим, размещенным на опорах трубопровода (рисунок 9) и позициями обозначены:

1 - устройство для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов (ЛЧ МТ),

2 – магистральный трубопровод,

3 - блок приема-передачи глобальной навигационной системы (ГНС),

4 - цифровая видеокамера с функцией инфракрасной съемки,

5 - тепловизионная камера,

6 - лазерный дальномер,

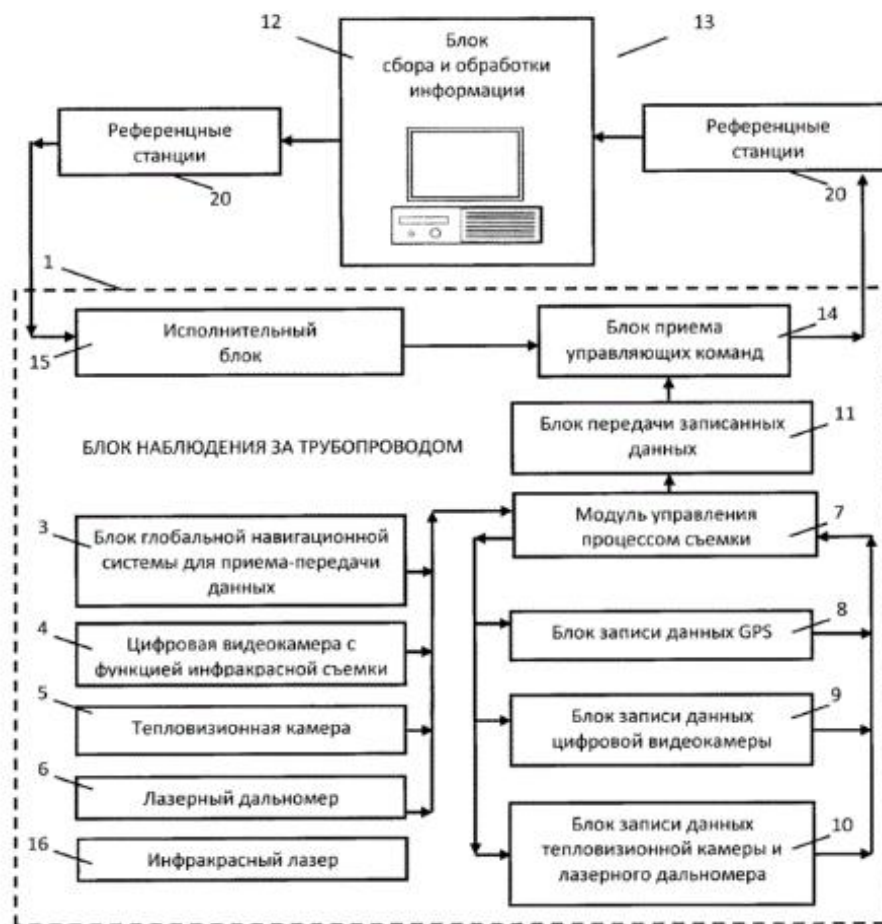
7 - модуль управления процессом съемки,

8 - блок записи данных ГНС,

9 - блок записи данных цифровой видеокамеры,

10 - блок записи данных тепловизионной камеры и лазерного дальномера,

11 - блок передачи записанных данных,

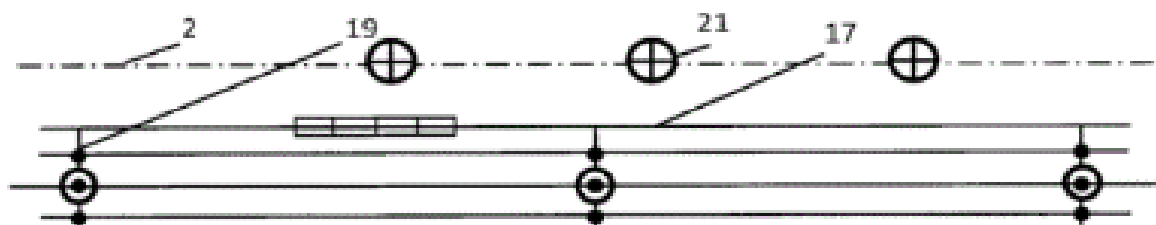


1 - устройство для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ; 2 - устройство для наблюдения за изменением технического состояния объектов трубопроводной системы, развитием опасных геологических процессов, ведением работ в ходе технического обслуживания (ремонта) и работ по защите магистрального трубопровода; 3 – блок приема-передачи глобальной навигационной системы; 4 - цифровая видеокамера с функцией инфракрасной съемки; 5 - тепловизионная камера; 6 - лазерный дальномер; 7 - модуль управления процессом съемки; 8 - блок записи данных о текущем местоположении от глобальной навигационной системы; 9 - блок записи данных цифровой видеокамеры; 10 - блок записи данных тепловизионной камеры и лазерного дальномера; 11 - блок передачи записанных данных; 12 - блок сбора и обработки информации; 13 - удаленный диспетчерский пункт; 14 - блок приема управляющих команд; 15 - исполнительный блок; 16 - инфракрасный лазер; 18 – опоры; 20 - сеть референчных станций

Рисунок 8 - Блок-схема устройства для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ

- 12 - блок сбора и обработки информации,
- 13 - диспетчерский пункт,
- 14 - блок приема управляющих команд,
- 15 - исполнительный блок,
- 16 - инфракрасный лазер,
- 17 - токопроводящая направляющая,
- 18 - опора токопроводящей направляющей,
- 19 - линии электропередач,
- 20 - референчные станции,
- 21 - деформационная марка.

Устройство 1 для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ 2 (рисунок 8) служит для наблюдения за изменением технического состояния объектов трубопроводной системы, развитием опасных геологических процессов, ведением работ в ходе технического обслуживания (ремонта) и работ по защите магистрального трубопровода.



2 - устройство для наблюдения за изменением технического состояния объектов трубопроводной системы, развитием опасных геологических процессов, ведением работ в ходе технического обслуживания (ремонта) и работ по защите магистрального трубопровода; 17 - токопроводящая направляющая; 19 - опоры линий электропередач; 21 - деформационная марка

Рисунок 9 - Схема перемещения устройства по токопроводящим направляющим, размещенным на опорах трубопровода

Устройство 1 имеет корпус (на чертежах не показан), выполненный в виде теплоизолирующей титановой капсулы для предотвращения воздействия отрицательных температур воздуха и внешних механических воздействий. В корпусе размещены блок 3 приема-передачи глобальной навигационной системы, цифровая видеокамера 4 с функцией инфракрасной съемки, тепловизионная камера 5, лазерный дальномер 6 и модуль управления процессом съемки 7.

Модуль управления процессом съемки 7 содержит блок 8 записи данных о текущем местоположении от глобальной навигационной системы, блок записи данных цифровой видеокамеры 9, блок записи данных тепловизионной камеры и лазерного дальномера 10, блок передачи 11 записанных данных блоку сбора и обработки информации 12, размещенному на удаленном диспетчерском пункте 13, блок приема управляющих команд 14 от блока сбора и обработки информации 12, и исполнительный блок 15.

Лазерный дальномер 6 выполнен с возможностью его наведения посредством инфракрасного лазера 16.

Устройство 1 подвижно установлено на токопроводящей направляющей 17 с возможностью перемещения вдоль нее. Токопроводящие направляющие 17 установлены на опорах 18 выше уровня линейной части магистральных трубопроводов 2.

В качестве опор 18 для токопроводящих направляющих 17 могут быть использованы опоры МТ 2. Кроме того, в качестве опор для токопроводящих направляющих 17 могут быть использованы опоры линий электропередач 19, проходящих вблизи участка ЛЧ МТ.

При осуществлении способа дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ блоком приема управляющих команд 14 устройства 1 для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием ЛЧ МТ принимают управляющую команду, переданную через сеть референчных станций 20 от диспетчерского пункта 13, на котором установлен блок

сбора и обработки информации 12. Затем принятую управляющую команду, инициирующую определение начального положения устройства 1 и проведение расчета конечной точки его маршрута с учетом заданных на диспетчерском пункте 13 координат, передают на блок приема-передачи ГНС 3.

Референцные станции 20 обеспечивают выполнение измерений и определение пространственного местоположения трубопровода.

После этого перемещают устройство 1 по токопроводящим направляющим 17 (фиг. 2) вдоль участка ЛЧ МТ от начальных до заданных на диспетчерском пункте 13 координат. В процессе перемещения производят прием данных о текущем местоположении устройства, съемку посредством цифровой видеокамеры 4 и тепловизионной камеры 5. Цифровая видеокамера 4 оснащена функцией инфракрасной съемки, которая предназначена для наблюдения за сохранностью объектов линейной части магистрального трубопровода от проникновения внутрь периметра охранной зоны. Инфракрасную съемку проводят в ночное время.

Тепловизионная съемка линейной части магистрального трубопровода с использованием тепловизионной камеры 5 проводится для определения работоспособности термостабилизаторов грунта, установленных вблизи опормагистрального трубопровода, и тепловой изоляции трубопроводов надземной прокладки. Съемку тепловизионной камерой 5 производят преимущественно в ночное время зимнего периода.

При перемещении устройства 1 в точку координат, заданную для определения планово-высотного положения (ПВП) магистрального трубопровода 2, проводят измерение расстояния между устройством 1 и деформационными марками 21, установленными на боковую или верхнюю поверхность магистрального трубопровода 2 или на устройство определения высоты (репер) (на чертеже не показано), посредством лазерного дальномера 6. Наведение лазерного дальномера 6 на

деформационную марку 21 для определения текущего ПВП проводится с использованием инфракрасного лазера 16 в автоматизированном режиме (например, с использованием технологии автоматизированной системы управления огнем 1А42).

При этом деформационная марка 21, являющаяся геодезическим знаком, жестко укреплена на опоре трубопровода надземной прокладки или устройстве определения планово-высотного положения (УОВ) подземного трубопровода. Устройство определения планово-высотного положения подземного трубопровода представляет собой металлическую трубу с установленной на ней деформационной маркой 21, при этом труба одним концом закреплена на верхней образующей трубопровода подземной прокладки, а вторым концом выведена на поверхность.

Данные о текущем местоположении от блока приема-передачи 3 глобальной навигационной системы, данные цифровой видеокамеры 4, данные тепловизионной камеры 5 и лазерного дальномера 6 в автоматическом режиме передают на модуль управления процессом съемки 7, в котором производят потоковое кодирование сигналов и их запись соответственно в блок записи данных ГНС 8, блок записи данных цифровой видеокамеры 9, блок записи данных 10 тепловизионной камеры и лазерного дальномера. Затем записанные данные с модуля управления процессом съемки 7 передают в блок передачи записанных данных 11, откуда посредством референчных станций 20 их передают в блок сбора и обработки информации 12, размещенный на удаленном диспетчерском пункте 13.

Выполняют обработку переданных данных блоком сбора и обработки информации 12, по результатам которой выявляют участки магистрального трубопровода 2 с нарушением технического состояния, развитием опасных геологических процессов либо нарушением работы термостабилизаторов грунта. Определяют местоположение выявленных участков.

Затем передают управляющие команды модулю управления процессом съемки 7, который осуществляет перемещение устройства 1 посредством исполнительного блока 15 к координатам участка с выявленными нарушениями. На данном участке производят съемку посредством цифровой видеокамеры 4 в режиме с более высокой разрешающей способностью.

Таким образом, устройство для осуществления дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов, характеризующееся тем, что оно включает размещенные в корпусе блок приема-передачи глобальной навигационной системы, цифровую видеокамеру с функцией инфракрасной съемки, тепловизионную камеру, лазерный дальномер, модуль управления процессом съемки, включающий блоки записи данных о текущем местоположении от глобальной навигационной системы, данных цифровой видеокамеры, тепловизионной камеры и лазерного дальномера, блок передачи записанных данных блоку сбора и обработки информации, размещенному на удаленном диспетчерском пункте, блок приема управляющих команд от блока сбора и обработки информации, исполнительный блок, при этом устройство выполнено с возможностью перемещения вдоль токопроводящих направляющих, установленных на опорах выше уровня линейной части магистральных трубопроводов.

Предложенное изобретение позволяет обеспечить непрерывность комплексного мониторинга за состоянием линейной части магистральных нефтепроводов и облегчит труд оператор нефтепродуктоперекачивающей станции в СК «Петроальянс».

5 Охрана труда

5.1 Документированная процедура по охране труда

Для реализации мероприятия «Обеспечение хранения СИЗ и уход за ними», указанного в разделе 3 данной работы, предложена документированная процедура организации хранения СИЗ и ухода за ними – таблица 4.

Таблица 4 - Документированная процедура организации хранения СИЗ и ухода за ними для СК «Петроальянс»

Этап процесса	Документ на входе	Документ на выходе	Ответственный	Исполнитель
«Выделение специально оборудованных помещений и гардеробных для хранения выданных работникам СИЗ» [7].	«Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты"» [7].	Паспорт оборудованных помещений и гардеробных для хранения СИЗ.	Работодатель	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс»
«Заключение договора с организацией для химчистки, стирки, ремонта, дегазации, дезактивации, обезвреживания и обеспыливания СИЗ» [7].		«Договор с организацией по оказанию услуг по химчистке, стирке, ремонту, дегазации, дезактивации, обезвреживанию и обеспыливания СИЗ» [7].	Работодатель	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс», подрядная организация
«Установка сушилок, камер и установок для сушки, обеспыливания, дегазации, дезактивации и обезвреживания СИЗ» [7].		Инструктаж по пользованию сушилками, камерами и установками для сушки, обеспыливания, дегазации, дезактивации и обезвреживанию СИЗ	Работодатель	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс»

Продолжение таблицы 4

Этап процесса	Документ на входе	Документ на выходе	Ответственный	Исполнитель
Сбор/выдача работникам СИЗ после химчистки, стирки, ремонта	Приказ по сбору/выдаче работникам СИЗ после химчистки, стирки, ремонта	«Карточка учета выдачи работнику СИЗ» [7].	Работодатель	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс»
«Контроль правильности применения работниками СИЗ» [7].	Инструкция по контролю правильности применения работниками СИЗ в СК «Петроальянс».	«Журнал проведения инструктажа за правильностью применения работниками СИЗ в СК «Петроальянс»» [7] за подписью работника.	Работодатель	Специалист по охране труда, непосредственный руководитель работ

6 Охрана окружающей среды и экологическая безопасность

6.1 Оценка антропогенного воздействия объекта на окружающую среду

Магистральные нефтепроводы оказывают негативное воздействие на окружающую среду, как во время строительства, так и во время их эксплуатации.

В процессе эксплуатации и строительства магистральных нефтепроводов производится вырубка растительности, срезка грунта, загрязнение отходами строительного мусора, грузовой специализированный транспорт и спецтехника негативно влияет на почву и зеленые насаждения. Отрицательное воздействие строительство нефтепроводов оказывает и на животных, и, кроме того, постройки являются искусственными препятствиями на миграцию животных.

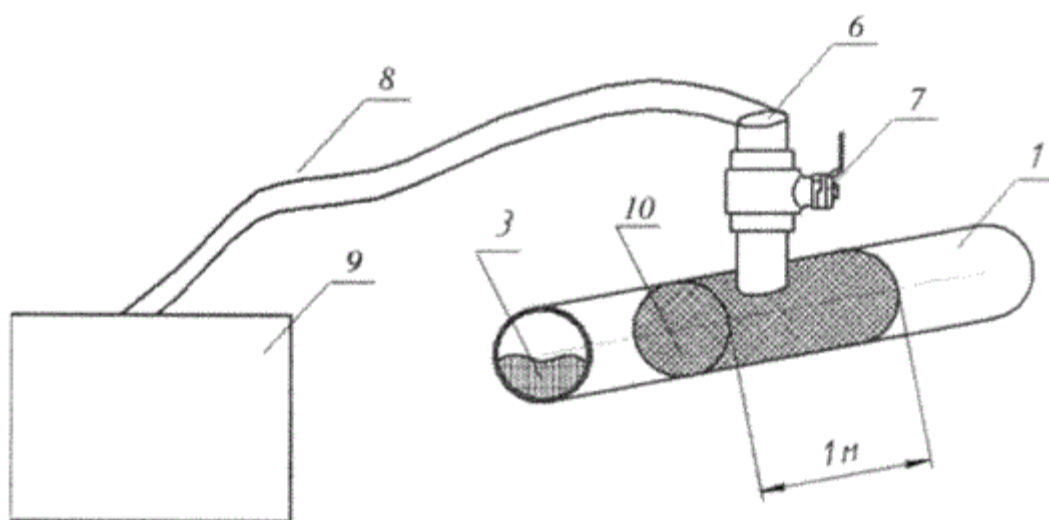
В процессе демонтажа магистральных нефтепроводов негативное воздействие на окружающую среду оказывает разливающаяся из нефтепровода нефть, грязь и парафиносмолистые отложения.

6.2 Предлагаемые или рекомендуемые принципы, методы и средства снижения антропогенного воздействия на окружающую среду

Для снижения антропогенной нагрузки на природную среду при разливе нефтепродуктов при демонтаже трубопроводов, было выбрано изобретение «Способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода» [8].

Изобретение относится к трубопроводному транспорту, а именно к технологиям проведения демонтажных работ выведенного из эксплуатации (изношенного) нефтепровода в местах прохождения технологических эстакад нефтепроводов. Способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода включает вскрытие грунта до верхней

образующей трубы, резку трубы и ее транспортировку. Проводят разметку демонтируемой трубы на участки длиной, определяемой разрешенной грузоподъемной массой нефтепровода для ее транспортировки. В размеченных местах просверливают технологические отверстия, через которые отводят избыточное давление в трубопроводе. Подают во внутреннюю полость нефтепровода пенополиуретан для создания «пробок» во всех размеченных местах. Проводят резку трубопровода по центрам образованных пробок. При использовании изобретения обеспечивается надежная герметизация внутренней полости опорожненного нефтепровода. На рисунке 11 представлен способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода.



1 - трубопровод; 3 - остатки нефтепродуктов; 6 - патрубок; 7 - шаровой кран; 8 - рукав для подачи ППУ; 9 - установка для подачи ППУ; 10 - пробка ППУ.

Рисунок 11 - Способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода

Изобретение относится к трубопроводному транспорту, а именно к технологиям проведения демонтажных работ выведенных из эксплуатации, подлежащих ремонту и замене нефтепроводов в местах их прохождения.

Демонтаж линейной части магистральных трубопроводов – это комплекс мероприятий по извлечению трубопровода из грунта с последующей их транспортировкой труб к месту.

Перед демонтажом нефтепроводов необходимо освободить нефтепровод от нефти, грязи и парафиносмолистых отложений, так как в процессе демонтажа из труб происходит истечение загрязнений на почву.

Также в выведенном из эксплуатации нефтепроводе образуется избыточное давление, и в случаях разлива продуктов нефтехимии проводят рекультивацию загрязненного грунта, в особенности в болотистой и заводненной местности, которая является трудоемким и дорогостоящим процессом.

Поэтому одной из важнейших задач является предотвращение разливов различных продуктов нефтехимии.

Технической задачей заявляемого изобретения является упрощение процесса демонтажа выведенного из эксплуатации (изношенного) нефтепровода, предотвращение разлива нефтепродуктов, оставшихся в трубе, и дальнейшая его транспортировка к месту складирования.

Технический результат: надежная герметизация внутренней полости опорожненного нефтепровода в определенных участках, что предотвращает разлив нефтепродуктов, оставшихся в трубе, и тем самым исключает необходимость проведения рекультивации земель, загрязненных нефтепродуктами, т.е. сохранение экологически чистых земель.

Технический результат достигается тем, что способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода включает вскрытие грунта до верхней образующей трубы, резку трубы и ее транспортировку, при этом проводят разметку демонтируемой трубы на участки длиной, определяемой разрешенной грузоподъемной массой нефтепровода для ее транспортировки; в размеченных местах просверливают технологические отверстия, через которые отводят избыточное давление в трубопроводе,

после чего подают во внутреннюю полость нефтепровода пенополиуретан для создания герметизирующих «пробок» во всех размеченных местах, проводят резку трубы по центру образованной пробки.

Осуществление способа демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода.

Подготовка трубопровода к демонтажу заключается в обеспечении условий, исключающих разлив нефтепродуктов и парафиносмолистых отложений из полости трубопровода и увеличение жесткости трубы для исключения образования изломов.

Способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода включает в себя следующие технологические операции:

- извлечение трубопровода из грунта,
- резка на части,
- транспортировка труб к месту складирования.

Перед тем как производить резку трубопровода на части перед транспортировкой необходимо провести следующие действия. Эти действия направлены на герметизацию тех участков трубопровода, где будет производиться ее резка, с целью предотвращения разлива остатков нефтепродукта при транспортировке труб после их резки.

Для этого проводят:

- разметку трубопровода на участки определенной длины, по которым будут проводить резку трубы;
- высверливание в верхней образующей трубы контрольного отверстия для определения уровня остатка нефтепродуктов в трубопроводе и для отвода избыточного давления;
- приваривание патрубка и установку шарового крана;
- вырез отверстия для подачи ППУ в полость трубы;
- подсоединение специализированной механической установки для подачи ППУ для образования пробки, обеспечивающей герметизацию заданного участка, при отсутствии возможности непосредственного

подсоединения установки с ППУ к патрубку, монтаж осуществляется посредством эластичного рукава

- резку трубопровода;
- подъем и укладку трубопровода для транспортировки.

Демонтируемую трубу размечают на участки определенной длины, по которым будут проводить резку трубы. Количество участков и его длина, на которые будет делиться трубопровод, рассчитывается математически, принимая во внимание условие, что масса одного участка не должна превышать разрешенную грузоподъемную массу для ее транспортировки спецтехникой до подготовленной площадки.

6.3 Разработка документированных процедур согласно ИСО 14000

В таблице 5 разработана документированная процедура по охране окружающей среды.

Таблица 5 - Документированная процедура «по надзору в сфере природопользования по исполнению государственной функции государственного надзора за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр» [9]

Процесс	Документ	Ответственный	Сроки	Примечание
Проведение плановых проверок	«Приказ Минприроды России от 29.06.2012 N 196 "Об утверждении административного регламента Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по исполнению государственной функции по осуществлению государственного надзора за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр"» [9]	«Должностные лица Росприроднадзора» [9]	«Не чаще одного раза в три года» [9]	«Срок плановых проверок не должен превышать 20 рабочих дней» [9]
Проведение внеплановых проверок			«По приказу или распоряжению руководителя или заместителя руководителя Росприроднадзора или территориального органа Росприроднадзора о проведении проверки» [9]	

7 Защита в чрезвычайных и аварийных ситуациях

7.1 Анализ возможных аварийных ситуаций или отказов на данном объекте

В процессе транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах возможны различные аварии и отказы. К ним относятся:

- деформация и коррозия нефтепроводов;
- образование свищей;
- истечение нефтепродуктов в открытый грунт или водоемы;
- воспламенение нефти и пожар;
- повреждение и отказ оборудования;
- износ оборудования;
- погодные условия.

Статистика пожаров в зависимости от времени года показана на рисунке 12.

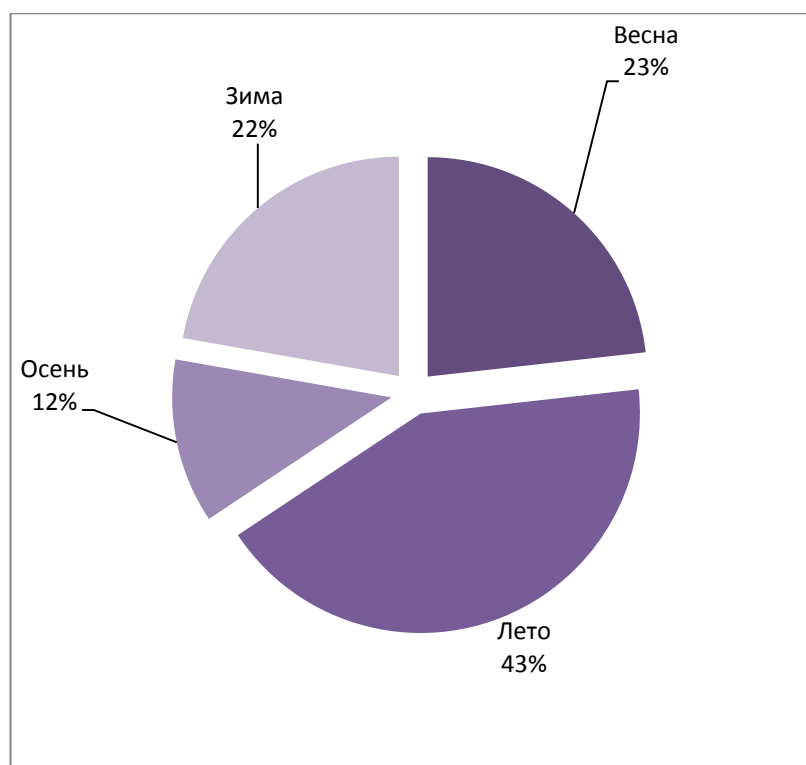


Рисунок 12 – Статистика возгораний и пожаров в зависимости от времени года на нефтедобывающих и газо- и нефтетранспортировочных предприятиях, в %

7.2 Разработка планов локализации и ликвидации аварийных ситуаций (ПЛА) на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах

В СК «Петроальянс» разработан «план по предупреждению и ликвидации возможных аварий на магистральном нефтепроводе» [10]. В плане отмечены возможные аварийные ситуации и порядок их ликвидации специальными службами.

7.3. Планирование действий по предупреждению и ликвидации ЧС, а также мероприятий гражданской обороны для территорий и объектов

«Целью планирования действий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов является определение необходимого состава сил и специальных технических средств для локализации разливов в установленные сроки» [10].

7.4 Рассредоточение и эвакуация из зон ЧС

Помимо работы по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов необходимо организовывать эвакуацию не только работников, но и жителей близлежащих поселений. Для выполнения этих действий в СК «Петроальянс» запланированы резервы финансовых средств и материально-технических ресурсов.

7.5 Технология ведения поисково-спасательных и аварийно-спасательных работ в соответствии с размером и характером деятельности организации

Аварийно-спасательные работы при разливах нефти заключаются в следующих действиях: разведка пораженных участков, доведение до минимума вредных факторов от разлива нефти, розыск пораженных людей и животных, вывоз их из опасных зон, санитарная обработка людей и ветеринарная обработка животных.

7.6 Использование средств индивидуальной защиты в случае угрозы или возникновения аварийной или чрезвычайной ситуации

Средства индивидуальной защиты в СК «Петроальянс» спецодежда для защиты от нефти и масел, содержащая антистатическую волоконную нить которая отталкивает нефть, масло и воду, защищает от влаги, растворов химических веществ и не пропускает ветер.

8 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности

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

Таблица 6 - План мероприятий по улучшению условий и охраны труда и снижению уровней профессиональных рисков

Наименование мероприятия	Цель	Срок выполнения	Структурные подразделения
2	3	4	5
Внедрение способа дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов и устройство для его осуществления	Обеспечение непрерывности комплексного мониторинга за состоянием линейной части магистральных нефтепроводов который облегчит труд оператора	По плану	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс»
Организация хранения СИЗ и ухода за ними	Улучшение условий труда	По плану	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс», подрядная организация
Внедрение способа демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода	Снижение антропогенной нагрузки на природную среду	По плану	Специалист по охране труда, заведующий хозяйственной частью в СК «Петроальянс»

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

Код ОКВЭД: 60.30.1 «Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов», 6 класс профессионального риска, размер страхового тарифа – 0,7%.

Таблица 7 – Данные для расчета размера скидки (надбавки)

Показатель	усл. обоз.	ед. изм.	Данные по годам		
			2016	2017	2018
Среднесписочная численность работников	N	чел	260	260	290
Количество страховых случаев за 1 год	K	шт.	4	2	2
Количество страховых случаев за год, исключая со смертельным исходом	S	шт.	3	1	2
Число дней временной нетрудоспособности в связи со страховым случаем	T	дн	210	90	180
Сумма обеспечения по страхованию	O	руб	100 000	90 000	60 000
Фонд заработной платы за год	ФЗП	руб	7280000	7800000	8700000
Число рабочих мест, на которых проведена спецоценка раб. мест	q11	шт	150	180	200
Число рабочих мест, подлежащих оценке	q12	шт.	155	185	205
Число рабочих мест, отнесенных к вредным и опасным классам условий труда по результатам оценки	q13	шт.	140	175	190
Число работников, прошедших медицинские осмотры	q21	чел	240	240	250
Число работников, подлежащих направлению на медицинские осмотры	q22	чел	260	260	290

Показатель $a_{стр}$ рассчитывается по формуле:

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

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

$$V = \Sigma \text{ФЗП} \cdot t_{стр} \quad (8.3)$$

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

O – сумма обеспечения по страхованию, произведенного за 3 года, предшествующих текущему, (руб.).

$$V = \text{ФЗП} \cdot t_{стр} = 7926666,7 \cdot 0,7\% = 5548666,7$$

$$a_{стр} = \frac{O}{V} = \frac{250\,000}{5548666,7} = 0,045$$

Показатель $v_{стр}$ - количество страховых случаев у страхователя, на 1000 работающих:

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

Где N – среднесписочная численность за 3 года, предшествующих текущему (чел.);

$$v_{стр} = \frac{K \cdot 1000}{N} = \frac{0,7 \cdot 1000}{270} = 2,6$$

Показатель $c_{стр}$ рассчитывается по формуле:

$$C_{стр} = \frac{T}{S} \quad (8.5)$$

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

S – количество несчастных случаев, признанных страховыми, исключая случаи со смертельным исходом, за три года, предшествующих текущему.

$$c_{стр} = \frac{T}{S} = \frac{180}{2} = 90$$

Коэффициент $q1$ рассчитывается по следующей формуле:

$$q1 = (q11 - q13)/q12 \quad (8.6)$$

$$q1 = \frac{200 - 190}{205} = 0,54$$

Коэффициент $q2$ рассчитывается по формуле:

$$q2 = q21/q22 \quad (8.7)$$

$$q2 = 250/290 = 0,86$$

Сравнить полученные значения со средними значениями по виду экономической деятельности.

Рассчитываем размер надбавки:

$$P(\%) = \frac{a_{стр}}{a_{вэд}} + \frac{b_{стр}}{b_{вэд}} + \frac{c_{стр}}{c_{вэд}} \cdot 3 - 1 \cdot 1 - q1 \cdot (1 - q2) \cdot 100 \quad (8.8)$$

$$P \% = \frac{\frac{0,03}{0,08} + \frac{2,6}{2,81} + \frac{90}{74,98}}{3 - 1} \cdot 0,54 \cdot 0,86 \cdot 100 = 13,65\%$$

$$t_{\text{стр}}^{2019} = t_{\text{стр}}^{2018} + t_{\text{стр}}^{2018} \times P$$

$$t_{\text{стр}}^{2019} = 0,7 + 0,7 \times 13,65\% = 0,79\%$$

$$V^{2018} = \PhiЗП^{2017} \times t_{\text{стр}}^{2017} = 7800000 \times 0,7 = 5460000$$

$$V^{2017} = \PhiЗП^{2016} \times t_{\text{стр}}^{2016} = 7280000 \times 0,7 = 5096000$$

Размер экономии (роста) страховых взносов в следующем году:

$$\Xi = V^{2018} - V^{2017} = 5460000 - 5096000 = 364000$$

8.3 Оценка снижения уровня травматизма, профессиональной заболеваемости по результатам выполнения плана мероприятий по улучшению условий, охраны труда и промышленной безопасности

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

Показатель	Как обозначается	В чем измеряется	Расчётные данные	
			Перед мероприятиями по ОТ	После внедрения мероприятий по ОТ
Численность рабочих, условия труда которых не отвечают нормативным требованиям	$Ч_i$	чел	21	11
Плановый фонд рабочего времени	$\Phi_{\text{пл}}$	час	720	720
Число пострадавших от НС	$Ч_{\text{нс}}$	дн	2	2
Количество дней нетрудоспособности от НС	$Д_{\text{нс}}$	дн	90	180
Среднесписочная численность основных рабочих	ССЧ	чел	175	190

Определение изменения численности работников по вредным условиям труда ($\Delta Ч_i$):

$$\Delta Ч_i = Ч_i^6 - Ч_i^п, \quad (8.9)$$

$$\Delta \mathcal{U}_i = 21 - 11 = 10$$

Изменение коэффициента частоты травматизма ($\Delta K_{\text{ч}}$):

$$\Delta K_{\text{ч}} = 100 - \frac{K_{\text{ч}}^{\text{п}}}{K_{\text{ч}}^{\text{б}}} \cdot 100 \quad (8.10)$$

Коэффициент частоты травматизма определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\mathcal{U}_{\text{НС}} \cdot 100}{\text{ССЧ}} \quad (8.11)$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{д}} = \frac{2 \cdot 100}{175} = 1,14$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{н}} = \frac{2 \cdot 100}{195} = 1,05$$

$$\Delta K_{\text{ч}} = 100 - \frac{1,05}{1,14} \cdot 100 = 7,9$$

Изменение коэффициента тяжести травматизма ($\Delta K_{\text{т}}$):

$$\Delta K_{\text{т}} = 100 - \frac{K_{\text{т}}^{\text{н}}}{K_{\text{т}}^{\text{б}}} \quad (8.12)$$

Коэффициент тяжести травматизма:

$$K_{\text{т}} = \frac{D_{\text{НС}}}{\mathcal{U}_{\text{НС}}} \quad (8.13)$$

$$K_{\text{т}}^{\text{д}} = \frac{90}{2} = 45$$

$$K_{\text{т}}^{\text{н}} = \frac{180}{2} = 90$$

$$\Delta K_{\text{т}} = 100 - \frac{90}{45} \cdot 100 = 100$$

Потери рабочего времени:

$$BUT = \frac{100 \cdot D_{\text{НС}}}{\text{ССЧ}} \quad (8.14)$$

$$BUT = \frac{100 \cdot 90}{175} = 51,43$$

$$BUT = \frac{100 \cdot 180}{190} = 94,74$$

Фактический годовой фонд рабочего времени:

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

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

$$\Phi_{\text{факт}} = 720 - 51,43 = 668,57$$

$$\Phi_{\text{факт}} = 720 - 94,74 = 625,26$$

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

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = \Phi_{\text{факт}}^n - \Phi_{\text{факт}}^б \quad (8.16)$$

$$\Delta\Phi_{\text{факт}} = 668,57 - 625,26 = 43,31 \text{ часа}$$

Относительное высвобождение численности рабочих ($\mathcal{E}_ч$):

$$\mathcal{E}_ч = \frac{\text{ВУТ}^б - \text{ВУТ}^н}{\Phi_{\text{факт}}^б} \quad (8.17)$$

$$\mathcal{E}_ч = \frac{668,57 - 625,26}{43,31} = 1 \text{ человек.}$$

8.4 Оценка снижения размера выплаты льгот, компенсаций работникам организации за вредные и опасные условия труда

Таблица 9 - Данные для расчета экономических показателей эффективности

Показатель	Как обозначается	В чем измеряется	Данные для расчета	
			Перед внедрением мероприятия по ОТ	После внедрения мероприятия по ОТ
Время оперативное	$t_о$	Мин	140	130
Время обслуживания рабочего места	$t_{обсл}$	Мин	15	10
Время на отдых	$t_{отл}$	Мин	60	45
Ставка рабочего	$C_ч$	Руб/час	150	150
Коэффициент доплат за профмастерство	$K_{пф}$	%	10	10
Коэффициент доплат за условия труда	$K_у$	%	4	0
Коэффициент премирования	$K_{пр}$	%	20	20
Коэффициент соотношения основной и дополнительной заработной платы	$k_д$	%	20	20
Норматив отчислений на социальные нужды	$H_{осн}$	%	10	10
Продолжительность рабочей смены	$T_{см}$	час	12	12
Количество рабочих смен	S	шт	1	1
Плановый фонд рабочего времени	$\Phi_{пл}$	час	720	720
Коэффициент материальных затрат в связи с несчастным случаем	μ	-	0,7	0,7
Единовременные затраты Зед	-	Руб.	2500000	2000000

Общий годовой экономический эффект (Эг) от мероприятий по улучшению условий труда представляет собой экономию приведенных затрат от внедрения данных мероприятий:

$$\text{Эг} = \text{Эмз} + \text{Э (усл тр)} + \text{Эстрах} \quad (8.18)$$

Годовая экономия себестоимости продукции (Эс)

$$\text{Эс} = \text{Мз}^{\text{б}} - \text{Мз}^{\text{п}}, \quad (8.19)$$

Материальные затраты в связи с несчастными случаями:

$$\text{Мз} = \text{ВУТ} \times \text{ЗПЛ}_{\text{дн}} \times \mu, \quad (8.20)$$

Среднедневная заработная плата определяется по формуле:

$$\text{ЗПЛ}_{\text{дн}} = \text{T}_{\text{час}} \cdot \text{T} \cdot \text{S} \cdot 100\% + k_{\text{доп}} \quad (8.21)$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{днд}} = 140 \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100\% + 34 = 2251,2 \text{ руб.}$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{днт}} = 130 \cdot 12 \cdot 1 \cdot 100\% + 30 = 2028 \text{ руб.}$$

$$\text{Мз}^{\text{б}} = 94,74 \cdot 2016 \cdot 0,7 = 133697,1 \text{ руб.}$$

$$\text{Мз}^{\text{п}} = 51,43 \cdot 1872 \cdot 0,7 = 67393,9 \text{ руб.}$$

$$\text{Эс} = 133697,1 - 67393,9 = 66303,3,8 \text{ руб.}$$

Годовая экономия (Эз) за счет уменьшения затрат

$$\text{Эз} = \Delta \text{Ч}_i \times \text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{б}} - \text{Ч}_i^{\text{п}} \times \text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{п}}, \quad (8.22)$$

Среднегодовая заработная плата определяется по формуле:

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год}} = \text{ЗПЛ}_{\text{дн}} \cdot \Phi_{\text{пл}} \quad (8.23)$$

где $\text{ЗПЛ}_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата одного работающего, руб.

$\Phi_{\text{пл}}$ – плановый фонд рабочего времени 1 основного рабочего, дни.

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{б}} = 2251,2 \cdot 720 = 1620864 \text{ руб.}$$

$$\text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{п}} = 2028 \cdot 720 = 1460160 \text{ руб.}$$

$$\text{Эз} = 10 \times 1620864 - 11 \times 1460160 = 146880 \text{ руб.}$$

Годовая экономия (Эт) фонда заработной платы

$$\text{Эт} = (\Phi \text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{б}} - \Phi \text{ЗПЛ}_{\text{год}}^{\text{п}}) \times (1 + k_{\text{д}}/100\%), \quad (8.24)$$

$$\text{Эт} = 8700000 - 7800000 \cdot 1 + \frac{20}{100} = 1080000 \text{ руб.}$$

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

$$\text{Эосн} = (\text{Эт} \times \text{Н}_{\text{осн}}) / 100 \quad (8.25)$$

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

$$\mathcal{E}_{осн} = 1080000 \cdot 10 / 100 = 108000 \text{ руб.}$$

Общий годовой экономический эффект ($\mathcal{E}_Г$)

Хозрасчетный экономический эффект в этом случае определяется как:

$$\mathcal{E}_Г = \mathcal{E}_з + \mathcal{E}_с + \mathcal{E}_м + \mathcal{E}_{осн} \quad (8.26)$$

$$\mathcal{E}_з = 13167360 + 66303,8 + 1080000 + 108000 = 14421663,8 \text{ руб.}$$

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

$$T_{ед} = Z_{ед} / \mathcal{E}_Г \quad (8.27)$$

$Z_{ед}$ – единовременные затраты на проведение мероприятий по улучшению условия труда, руб.

$$T_{ед} = \frac{200000}{14421663,8} = 0,01.$$

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

$$E_{ед} = 1 / T_{ед} \quad (8.28)$$

$$E_{ед} = 1 / 0,01 = 100$$

8.5 Оценка производительности труда в связи с улучшением условий и охраны труда в организации

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

$$П_{тр} = \frac{t_{шт}^{\bar{}} - t_{шт}^n}{t_{шт}^{\bar{}}} \cdot 100\% \quad (8.29)$$

$$t_{шт} = t_o + t_{ом} + t_{отл} \quad (8.30)$$

$$t_{шт}^{\bar{}} = 140 + 15 + 45 = 200$$

$$t_{шт}^n = 130 + 10 + 45 = 185$$

t_o – оперативное время, мин.;

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

$t_{ом}$ – время обслуживания рабочего места.

$$П_{тр} = \frac{200 - 185}{200} \cdot 100 = 7,5$$

Прирост производительности труда:

$$П_{\Delta_q} = \frac{\Delta_q \times 100\%}{ССЧ_1 - \Delta_q} \quad (8.31)$$

$$П_{\Delta_q} = \frac{1 \times 100\%}{190 - 1} = 52,9$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной ВКР разработаны мероприятия по обеспечению безопасных условий труда работников нефтегазовой отрасли с целью обеспечения безопасности технологического процесса транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах.

В работе указан адрес и расположение СК «Петроальянс», описаны виды деятельности и оборудование.

Представлен технологический процесс транспортировки нефти на магистральных нефтепроводах СК «Петроальянс», выявлены: опасные и вредные производственные факторы оператора нефтепродуктоперекачивающей станции, диаграммы травматизма и профессиональных заболеваний.

Предложены мероприятия по снижению воздействия ОВПФ и представлены в 3 разделе.

В научно-исследовательском разделе предложен способ дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов.

Разработана документированная процедура по охране труда в СК «Петроальянс» по хранению СИЗ и ухода за ними.

Разработана документированная процедура по охране окружающей среды и предложен способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода.

Представлены статистика аварийных ситуаций и отказов и проанализирована работа в СК «Петроальянс» по их снижению.

Рассчитана оценка и эффективности мероприятий по обеспечению техносферной безопасности, подтверждающая необходимость предложенных мероприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Сайт СК «Петроальянс» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.slb.ru/services/russian_companies/service/petroalliance/ (дата обращения: 05.05.2019).

2 Приказ Минтруда России от 04.08.2017 N 614н "Об утверждении профессионального стандарта "Оператор нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов" (Зарегистрировано в Минюсте России 25.08.2017 N 47945) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=223598&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.7891289967966411#06315082829587315> (дата обращения: 05.05.2019).

3 ГОСТ 12.0.003-2015 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/62075> (дата обращения: 05.05.2019).

4 Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=163373&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.2470759216255647#047125787747524006> (дата обращения: 05.05.2019).

5 Приказ Минздравсоцразвития России от 01.03.2012 N 181н (ред. от 16.06.2014) Об утверждении Типового перечня ежегодно реализуемых работодателем мероприятий по улучшению условий и охраны труда и

снижению уровней профессиональных рисков [Электронный ресурс]. – URL: <https://legalacts.ru/doc/prikaz-minzdravsotsrazvitija-rf-ot-01032012-n-181n/> (дата обращения: 05.05.2019).

6 Заявка: 2015152100, 04.12.2015 «Способ дистанционного наблюдения за состоянием линейной части магистральных трубопроводов и устройство для его осуществления». Автор(ы): Татауров Сергей Борисович, Патентообладатель(и): Публичное акционерное общество "Транснефть" (ПАО "Транснефть") (RU), Общество с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов Транснефть" (ООО "НИИ Транснефть") (RU) [Электронный ресурс]. – URL: <http://new.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=0dc99c0517244bd7a1a7febd469b8f82> ((дата обращения: 05.05.2019).

7 Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты" (Зарегистрировано в Минюсте России 10.09.2009 N 14742) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=175358&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.3175078616680522#03143951619770038> (дата обращения: 05.05.2019).

8 Заявка: 2015114282/06, 16.04.2015 «Способ демонтажа выведенного из эксплуатации нефтепровода». Автор(ы): Галиев Марат Ибрагимович (RU), Смирнов Михаил Юрьевич (RU), Патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "Трейд Металл" (RU)/ Опубликовано: 27.05.2016 Бюл. № 15 [Электронный ресурс]. – URL: <http://new.fips.ru/iiss/document.xhtml?faces-redirect=true&id=ace836b6ec93b587f3b9327e14340860> (дата обращения: 05.05.2019).

9 Приказ Минприроды России от 29.06.2012 N 196 (ред. от 11.05.2017) "Об утверждении административного регламента Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по исполнению государственной функции по осуществлению государственного надзора за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр" (Зарегистрировано в Минюсте России 03.08.2012 N 25111) [Электронный ресурс]. – URL:

<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=220685&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.7941062628673055#06816268586462759>

(дата обращения: 05.05.2019).

10 Постановление Правительства РФ от 26.08.2013 N 730 "Об утверждении Положения о разработке планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах" [Электронный ресурс]. – URL: <https://legalacts.ru/doc/postanovlenie-pravitelstva-rf-ot-26082013-n-730/> (дата обращения: 05.05.2019).

11 Федеральный закон "Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей" от 22.08.1995 N 151-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – URL:

<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=220518&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.5257959238141281#03109272163328187>

(дата обращения: 05.05.2019).

12 Постановление Правительства РФ от 04.06.2015 N 551 (ред. от 03.08.2018)"О некоторых вопросах деятельности ведомственной охраны по обеспечению безопасности объектов топливно-энергетического комплекса"(вместе с "Правилами приобретения, хранения, учета, ремонта и уничтожения специальных средств, используемых работниками ведомственной охраны организации - собственника Единой системы газоснабжения, стратегического акционерного общества, осуществляющего управление системой магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, и стратегического акционерного общества,

ведущего деятельность по добыче и переработке углеводородного сырья", "Нормами обеспечения отдельными типами и моделями боевого ручного стрелкового оружия и патронами к нему, которые могут быть получены во временное пользование в территориальных органах Федеральной службы войск национальной гвардии Российской Федерации для обеспечения работников ведомственной охраны организации - собственника Единой системы газоснабжения, стратегического акционерного общества, осуществляющего управление системой магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, и стратегического акционерного общества, ведущего деятельность по добыче и переработке углеводородного сырья", "Нормами обеспечения служебным огнестрельным оружием и патронами к нему, специальными средствами, право на хранение, ношение и применение которых имеют работники ведомственной охраны организации - собственника Единой системы газоснабжения, стратегического акционерного общества, осуществляющего управление системой магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, и стратегического акционерного общества, ведущего деятельность по добыче и переработке углеводородного сырья") [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=304440&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.5163957222460527#06589252648034776> (дата обращения: 05.05.2019).

13 Постановление Правительства РФ от 30.04.2015 N 430 (ред. от 03.08.2018) "Об утверждении Положения о ведомственной охране стратегического акционерного общества, осуществляющего управление системой магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов" [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=304442&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.39938043926942046#039113227451434307> (дата обращения: 05.05.2019).

14 N.Yu. Nikitin D.A., Neganov S.V., Skorodumov STATISTICAL ANALYSIS OF MECHANICAL TEST RESULTS FOR SAMPLES OF PIPES FROM TRUNK OIL PIPELINES AFTER LONG-TERM OPERATION/ Pipeline-science, Published Jun 30, 2018 [Электронный ресурс]. – URL: <https://pipeline-science.com/index.php/PST/article/view/24> (дата обращения: 06.05.2019).

15 Volodymyr Onyshchenko, Sergiy Pichugin, Yuriy Vynnykov, Pylyp Vynnykov. Reliability Estimation of Oil and Gas Trunk Pipelines on a Stochastic Heterogeneous Base/ Science Publishing Corporation - Vol 7, No 4.8 (2018) [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sciencepubco.com/index.php/ijet/article/view/27209> (дата обращения: 06.05.2019).

16 Lisin, Y.V/ A comprehensive analysis of pipeline safety factors and of the basic mechanical properties of pipe steels, Pipeline Science and Technology / Y. V. Lisin, N.A. Makhutov, D.A. Neganov, V. M. Varshitskiy, : Vol 1 No 1 (2017): Pipeline Science & Technology

17 Lisin, Y.V/ A comprehensive study of steel properties in trunk oil and petroleum product pipelines with various service lives , Pipeline Science and Technology/ Y.V. Lisin, D. A. Neganov, E. P. Studenov, S. V. Skorodumov, G. E. Antipov,/ : Vol 1 No 3 (2017): Pipeline Science & Technology

18 Neganov, D.A./ Structural analysis of vertical storage tanks using new approaches to determine their safe operational life ,Pipeline Science and Technology: Vol 1 No 1 (2017): Pipeline Science & Technology

19 Neganov, D.A/ Developing design schemes for underground pipelines with out-of-spec axial curvature using ILI data , Pipeline Science and Technology/ D. A. Neganov, V. M. Varshitsky, E. N. Figarov, S. V. Ermish,: Vol 2 No 1 (2018): Pipeline Science & Technology

20 Горина Л. Н. Промышленная безопасность и производственный контроль [Электронный ресурс] : электрон.учеб. пособие / Л. Н. Горина, М. И. Фесина, Т. Ю. Фрезе ; ТГУ ; Ин-т машиностроения ; каф. "Управление

пром. и экол. безопасностью". - Тольятти : ТГУ, 2014. - 271 с. : ил. -
Библиогр.: с. 265-268. - Прил. : с. 269-271. - ISBN 978-5-8259-0812-0.