

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Выбор и обоснование применения технологии очистки линейных сооружений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.692.4-776(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю.А Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович

Тема работы:

Выбор и обоснование применения технологии очистки линейных сооружений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 №118-10/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Пропускная способность линейных сооружений, применяемых на нефтяных промыслах. Осложнения, возникающие при эксплуатации линейных сооружений нефтепромысла. Анализ технологической схемы. Технологии очистки линейных сооружений с применением устройств, приспособлений и агрегатов. Применение химических ингибиторов для предупреждения и борьбы с осложнениями в процессе эксплуатации. Технологический метод борьбы с отложениями парафина.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Алиевич
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ	
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СОВЕТСКО-СОСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АСПО-** асфальтосмолопарафинистые отложения;
- АДПМ-** агрегаты депарафинизации скважин;
- ВВД-** водопровод высокого давления;
- ВНД-** водопровод низкого давления;
- ВПТ-** внутрипромысловый трубопровод;
- ВТИ-** внутритрубная инспекция;
- ИК-** ингибитор коррозии;
- КПП-** камера пуска приема;
- КР-** капитальный ремонт;
- ЛЧ-** линейная часть;
- НС-** нефтесборный трубопровод;
- ОПИ-** опытно-промышленные испытания;
- ОПИУ-** очистка полости и удаление воды;
- ОТМ-** организационно-технические мероприятия;
- ОУ-** очистное устройство;
- ПДК-** предельно-допустимая концентрация;
- ПКУ-** пункт контроля управления;
- ПП-** подводный переход;
- ППУ-** передвижные парообразующие установки;
- СОД-** средства очистки и диагностики;
- СР-** средний ремонт;
- ТС-** технологическая служба;
- ТР-** текущий ремонт;
- УАВР-** участок аварийно-восстановительных работ;
- УНП-** укрупненный нефтепромысел;
- УТЗ-** ультразвуковая толщинометрия;
- ФНИП-** федеральные нормы и правила;
- ЦЭРТ-** цех по эксплуатации и ремонту трубопроводов;
- ЭБП-** экспертиза промышленной безопасности.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 страница, в том числе 18 рисунков, 12 таблиц. Список литературы включает 42 источника.

Ключевые слова: очистные сооружения, трубопровод, нефть, химические ингибиторы, агрегаты, пропускная способность, нефтепромысел.

Объектом исследования являются линейные сооружения, на которых прослеживается большое количество осложнений, возникающих при эксплуатации нефтепровода.

Цель исследования – повысить пропускную способность линейных трубопроводов нефтяных промыслов, за счет применения современных очистных устройств.

В процессе исследования представлены современные методы и технические решения по борьбе и предотвращению возникающих осложнений в процессе эксплуатации, образованию парафиновых пробок на нефтяных месторождениях.

Область применения: представленные технологии целесообразно применять в условиях эксплуатации технологических и промысловых нефтепроводов Советско-Соснинского месторождения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	11
1.1 Пропускная способность линейных сооружений, применяемых на нефтяных промыслах.....	11
1.2 Осложнения, возникающие при эксплуатации линейных сооружений нефтепромысла.....	13
1.2.1. Асфальтосмолопарафинистые отложения.....	13
1.2.2. Коррозия.....	22
1.2.3. Замерзание трубопровода.....	24
1.2.4. Вязкий флюид.....	28
2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ.....	32
2.1 Анализ технологической схемы.....	32
2.2 Технологии очистки линейных сооружений с применением устройств, приспособлений и агрегатов.....	33
2.3 Применение химических ингибиторов для предупреждения и борьбы с осложнениями в процессе эксплуатации.....	41
2.3.1. Применение ингибиторов коррозии.....	44
2.3.2. Применение ингибиторов для предотвращения парафинообразований...	47
2.4 Технологический метод борьбы с отложениями парафина.....	50
3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СОВЕТСКО-СОСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	54

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	60
4.3.3 Расчет затрат на реализацию проекта	67
4.4 Расчет экономического эффекта способа очистки линейных сооружений....	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	77
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	82
5.3 Экологическая безопасность.....	83
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Жидкое углеводородное сырье и продукты его переработки – важное составляющее экономики страны. Благодаря этим составляющим мы получаем основу для развития новых технологий и производства новых продуктов и материалов.

Трубопроводы – один из основных видов транспорта углеводородов. Более 100 лет назад появился первый нефтепровод в России диаметром 203 мм и протяженностью 883 км. Сейчас же возможна транспортировка 600 млн. тонн нефти.

Промысловое обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. Поэтому грамотная промысловая подготовка нефти имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства месторождений и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых месторождений.

Промысловые трубопроводы должны удовлетворять специальным требованиям по очистке полости, прочности и герметичности. Чистота полости необходима для надежной работы объектов с заданной производительностью без изменения физико-химических свойств транспортируемых продуктов.

Современный инженер по внутрипромысловому трубопроводному транспорту и хранению продукции скважин (нефти и газа) должен знать состав и физико-химические свойства нефти, газа, воды как многокомпонентной многофазной системы, основные принципы и закономерности процессов подготовки скважинной продукции и её транспортировки, знать причины и пути борьбы с коррозионными повреждениями, знать как увеличить пропускную способность и уменьшить способы борьбы с АСПО.

Эти знания позволят правильно оценивать существующие технологии подготовки, транспорта и хранения нефти и газа и модернизировать их. На комплексе знаний, полученных при изучении данного курса, основываются

новые подходы грамотного и более совершенного проектирования систем подготовки скважинной продукции, транспорта и её хранения.

Актуальность данной работы.

Продление срока эксплуатации трубопровода, с использованием методов, которые предотвращают осложнения при добычи нефти (скребкование, закачка химических ингибиторов, использование агрегатов и тд.).

Целью выпускной квалификационной работы является повысить пропускную способность линейных трубопроводов нефтяных промыслов, за счет применения современных очистных устройств.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Оценить условия промысловой транспортировки нефти на помывках месторождений.
2. Проанализировать современные технологические подходы к увеличению пропускной способности промысловых систем линейных сооружений.
3. Доказать эффективность применения технологий по очистке промысловых трубопроводов в процессе эксплуатации на Советско-Соснинском месторождении.

1 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Пропускная способность линейных сооружений, применяемых на нефтяных промыслах

Пропускная способность – основной фактор, определяющий диаметр трубопровода и давление на станциях.

В своей работе я опишу современные методы, а также различные способы решения проблемы снижения пропускной способности, основываясь на уже известных способах повышения производительности трубопроводов.

Разница в зависимости от срока эксплуатации трубопровода и химико-физических свойств продукта, который транспортируется, состав отложений, образующихся в трубопроводе. В основе своей скопления – это частицы глины и песка, т.е. механические примеси и парафино-смолистые вещества. При этом внутренние отложения включают еще поверхностно-активные вещества. В процессе эксплуатации в нефтепроводе остаются куски грязи, застывший металл, образовавшийся после проведения сварочных работ, ну и вода, которая способствует размножению бактерий и появлению коррозии. Как следствие, образуется сероводород, активирующий не только процессы коррозии, но и твердые частицы, что образует основу пробок трубопроводов. Также трубопровод находится под влиянием попадания лишних предметов при сооружении (грунт, камни), а также скопления воды и газа из-за неполного их удаления в процессе испытания и пуска в эксплуатацию [1].

В состав отложений входят различные виды фаз, такие как - жидкая и твердая. Данные фазы составляют структуру, имеющую многокомпонентное и сложное строение. Процесс очистки внутренней поверхности выполняется для такой цели, чтобы восстановить гидравлическую эффективность нефтепровода путем удаления парафина, песка и механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб. На сегодняшний день существует

достаточное количество методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

1) механический – подразумевает использование механических очистных устройств, таких как скребки, поршни-разделители, очистные поршни. Диаметр нефтепровода является при выборе очистных устройств одним из определяющих показателей;

2) тепловой, то есть промывка горячим теплоносителем, который называется электроподогрев. Методы данные тепловые имеют суть следующую: парафин плавится примерно при температуре 50 °С и начинает стекать с нагретой поверхности;

3) химический – применение растворителей и ингибиторов, очистка с помощью гелеобразных поршней. Методы химические базируются на введении химических молекул в продукт, уменьшающих и предотвращающих формирование АСПО.

Анализируя способы повышения гидравлической эффективности, проведен сравнительный анализ решений технических, имеющих современные истоки, которые, в свою очередь, применяются для обеспечения требуемой или, возможно, увеличения производительности существующих магистральных трубопроводов. По итогу вычислений определено следующее, что ввиду оригинальности каждого участка между соседними НПС цена и достигаемый эффект от разных технических решений могут существенно отличаться [2].

Следовательно, по результату расчетов предложен цикл определения оптимального варианта обеспечения заданной гидравлической эффективности по критериям наименьшей оценочной цены реализации мероприятий с учетом технологических ограничений.

Привычные способы увеличения производительности, такие как строительство лупингов, а также вставок большего диаметра, увеличение количества перекачивающих станций, имеют существенные капиталовложения и совсем не быстры по времени их реализации. В настоящее время задача оперативного увеличения пропускной способности и повышения

гидравлической эффективности нефтепроводов решается применением противотурбулентных присадок, однако недостатком применения присадок является их огромная стоимость и способность разрушаться под действием механического влияния при попадании на насосные агрегаты [3].

1.2 Осложнения, возникающие при эксплуатации линейных сооружений нефтепромысла.

1.2.1. Асфальтосмолопарафинистые отложения

Многие нефти - парафинистые. В пластовых условиях парафин растворен в нефти. При подъеме на поверхность и при перекачке по нефтепроводам температура нефти снижается, раствор становится насыщенным и из него при определенных условиях выпадает парафин, отлагаясь на стенках нефтепровода. Отложения парафина уменьшают поперечное сечение труб и, следовательно, снижают пропускную способность. Так, запарафинивание некоторых нефтепроводов снижало их пропускную способность до 50 %. Как показали исследования, отложения состоят из тугоплавких парафинов и цезерина (до 50 %), асфальто-смолистых веществ (до 20 %), механических примесей и масел.

Основными факторами, влияющими на отложение парафина, являются физико-химические свойства перекачиваемой нефти, изменение температурного режима (охлаждение) нефти во время ее перекачки по трубопроводу, изменение содержания растворенных газов, характер режима перекачки (изменение давления, остановки и др.). Парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, которые, соединяясь между собой, образуют парафиновую массу. Она представляет собой пористый скелет, поры которого заполнены нефтью и водой. Температура плавления такой массы зависит от ее состава и колеблется от 40 до 50 °С. Вязкость и температура застывания парафинистой нефти зависят от количества находящегося в ней парафина и температуры. Чем больше содержание парафина и ниже температура нефти, тем больше увеличивается ее вязкость и тем меньше ее текучесть. Так, нефть с содержанием парафина 8 % уже при температуре около 273 К (0° С) теряет

свою подвижность. Перекачка такой нефти в зимнее время по магистральным трубопроводам затруднительна, особенно если она проводится периодически. При охлаждении такой нефти увеличивается ее вязкость, а, следовательно, повышается давление перекачки или же понижается пропускная способность (при постоянном давлении). При дальнейшем охлаждении нефть может образовать парафиновые пробки и вызвать серьезное повреждение, в результате чего нефтепровод надолго выводится из строя. Освобождение нефтепровода от застывшей нефти – тяжелая операция, на выполнение которой требуются длительное время и большие затраты труда.

Отложения располагаются вдоль нефтепровода неравномерно. На начальном участке нефтепровода, где температура выше температуры начала выпадения парафина, его отложения незначительны. Далее, где температура ниже, парафин интенсивно выделяется и отложения его существенны. Затем толщина отложений парафина по длине нефтепровода уменьшается, так как нефть движется уже с почти постоянной температурой, равной температуре грунта, а основная масса парафина, выпадающего при этой температуре, уже отложилась на предыдущем участке. Особенно интенсивное отложение парафина происходит в период остановки перекачки, когда нефть в трубопроводе начинает застывать. Процесс застывания начинается у стенок трубы и постепенно распространяется к центру, причем скорость образования застывшего слоя будет больше у верхней образующей трубы, т. е. наиболее холодной части. В период перекачки застывший слой парафина не смывается потоком нефти и остается в нефтепроводе до летнего сезона, когда температура трубы и перекачиваемой нефти повысится до величины, достаточной для размягчения и смывания застывшего слоя. В этот период нефтепровод очищается сам.

Отложение парафина по диаметру трубопровода также происходит неравномерно. В нижней части трубопровода парафина откладывается меньше, чем в верхней. Это объясняется тем, что пластовая вода, содержащаяся в нефтях, препятствует отложению парафина, а механические примеси (песок и

глинистый раствор), попадающие в нефть, сдирают со стенок трубопровода отложившийся парафин [4].

Однако следует отметить, что как погодные условия, влияющие на температуру окружающего нефтепровод грунта, так и свойства нефти могут вносить существенные коррективы в описанную картину распределения отложений парафина в нефтепроводе [5].

Для поддержания пропускной способности нефтепровода на близком к проектному уровню необходимо очищать его от отложений парафина. Наиболее эффективным способом очистки внутренней поверхности нефтепровода является в настоящее время механическая очистка с помощью скребков. Разработано много конструкций металлических скребков, в которых чистящим элементом являются диски, ножи и проволочные щетки. Скребки разных конструкций различны по эффективности удаления отложений со стенок труб, по износостойкости и проходимости. Последнее качество очень важно для нефтепроводов, имеющих хотя бы незначительные препятствия во внутренней полости в виде подкладных колец, грата и сужений в запорной арматуре. При регулярной очистке нефтепровода металлические скребки могут без чрезмерного износа проходить до 100 км.

По мере движения скребка по трубопроводу на его частях налипают парафин, поэтому трение ножей и щеток о стенки трубопровода становится слабее. Для облегчения контроля за продвижением скребка применяют переносный звукоуловитель, состоящий из микрофона, усилителя и наушников. Дежурный диспетчер следит за давлением перекачки и количеством откачанной нефти, чтобы обеспечить заданную скорость, необходимую для продвижения скребка. Она должна быть не менее 1,2 – 1,5 м/с [6]. Хорошей проходимостью обладают резиновые шаровые разделители, которые могут использоваться и для очистки нефтепроводов от отложений парафина. Лучше применять резиновые шары, оплетенные металлической стальной цепью, или шаровой резиновый скребок, изготовленный из износостойчивой резиновой смеси с

пластмассовыми и металлическими резцами круглой формы, запрессованными в его оболочку с внешней стороны.

Скребок имеет клапан, через который закачивают заданную порцию рабочей жидкости, в результате чего наружный диаметр соответственно увеличивается, и резцы несколько выступают над поверхностью. Резцы расположены так, что скребок, находящийся в любом положении в полости трубопровода, очищает всю его внутреннюю поверхность.

Оптимальная периодичность пропуска скребков (или шаровых разделителей) по нефтепроводу определяется исходя из следующих соображений. Запарафинивание нефтепровода вызывает снижение пропускной способности и соответствующие убытки; причем, чем больше интервал между пропусками скребков, тем больше будут эти убытки. С другой стороны, чем меньше интервал между пропусками скребков, тем больше затраты на скребки (а также убытки из-за остановок станций при пропуске мимо них скребков, если такие остановки требуются применяемой технологией очистки). Оптимальная периодичность пропуска скребков соответствует варианту, когда сумма убытков от запарафинивания нефтепровода и приведенных затрат на пропуск скребков минимальна.

При эксплуатации трубопроводов, транспортирующих парафинистые нефти, необходимо проводить профилактические мероприятия по предотвращению образования отложений парафина. К важнейшим из них относятся:

- исключение закачки в трубопровод накопившейся в резервуарах парафинистой взвеси; в соответствии с ГОСТ 1510 – 84 металлические резервуары должны периодически подвергаться очистке (не менее двух раз в год для авиационных нефтепродуктов, не менее одного раза для светлых нефтепродуктов и не менее одного раза в два года для нефти и темных нефтепродуктов);

- термообработка высокопарафинистой нефти, которая заключается в подогреве нефти до определенной для каждого сорта температуры и

охлаждении. При этом термообработанную нефть для большего эффекта рекомендуется смешивать с маловязкой нефтью;

- механическое перемешивание и перекачка переохлажденной нефти. Они целесообразны, когда кристаллы парафина вместе с адсорбированными на них смолами теряют способность цементироваться друг с другом и прилипать к стенкам трубопровода и поэтому уносятся потоками нефти. При этом необходимо поддерживать критическую скорость перекачки, когда указанные частицы находятся в потоке нефти во взвешенном состоянии;

- разбавление парафинистой нефти малопарафинистой, как это практикуется при перекачке озексуатской парафинистой нефти, разбавленной малгобекской нефтью, или разбавление такой нефти газOLIном. При этом надо учитывать, что добавки, вводимые в перекачиваемые нефти для понижения их вязкости, не должны уменьшать долю транспортируемого нефтесырья в общей пропускной способности трубопровода, а также иметь в виду, что вводимые разбавители в некоторых случаях могут способствовать более интенсивному выпадению парафина;

- добавка к высокопарафинистой нефти специальных присадок, сжижающих нефть, т.е. уменьшающих вязкость и отложение парафина на стенках трубопровода.

Скопление воздуха в трубопроводе, засорение его песком, образование ледяной пробки, отложение парафина можно определить по излому фактической линии гидравлического уклона (рисунок 1). Линия гидравлического уклона строится на профиле трубопровода по показаниям манометров, установленных в колодцах линейных задвижек [7]. На участке трубопровода, где произошло засорение, гидравлический уклон имеет большую величину. На рисунке 1, судя по излому линии гидравлического уклона i , засорение произошло между 64-м и 70-м километром и, вероятнее всего, в овраге. Воздух, скапливаясь в наиболее высоких местах трассы, суживает живое сечение трубопровода. В суженных местах создается большое сопротивление, на преодоление которого расходуется значительный напор,

развиваемый насосами. Если на перегоне между перекачивающими станциями много таких воздушных «мешков», то они могут погасить большую часть развиваемого насосного напора.

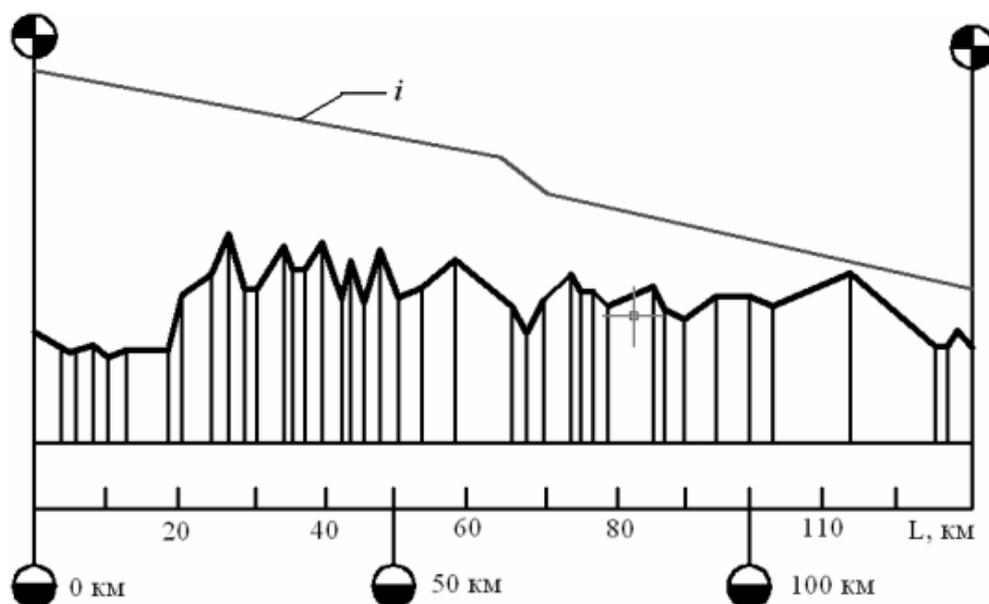


Рисунок 1 – Профиль трубопровода с нанесенной на нем линией гидравлического уклона

Иногда потери настолько велики, что на преодоление их не хватает давления насосов и нефть или нефтепродукт не поступает на соседнюю перекачивающую станцию. Для удаления воздуха из трубопровода на всех повышенных местах трассы в трубопровод обычно монтируют патрубки с кранами или вентилями, называемыми вантузами. Вантуз служит также для выпуска из трубопровода воды. Диаметр вантуза d зависит от диаметра трубопровода D , на котором он монтируется:

$$d = D\sqrt{mv / \omega}, \quad (1)$$

где t – коэффициент объема выпускаемого воздуха, равный 0,9 – 1;

v – скорость выдавливания воды;

ω – скорость воздуха, проходящего через вантуз.

Скопившийся воздух в трубопроводе можно удалить также путем создания определенной скорости перекачки жидкости, при которой пузырьки воздуха захватываются ею и уносятся на конечный пункт трубопровода – в

резервуары. Выносную скорость потока жидкости, необходимую для удаления воздуха из трубопровода для средних его уклонов, равных примерно 40° на нисходящих участках, при турбулентном движении маловязких нефтепродуктов можно определить по формуле, предложенной В.К. Касперовичем:

$$v_g = \sqrt{gD^{7/5} d_n^{7/5}}, \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения;

d_n – диаметр воздушного пузыря, равный примерно 0,2 см.

Для трубопровода диаметром 250 мм $v_b = 78$ см/с, диаметром 500 мм – 86 см/с и диаметром 1000 мм – 95 см/с.

В настоящее время для удаления из трубопровода одновременно воды, механических примесей и воздуха перед закачкой нефти и нефтепродукта по трубопроводу пропускают механический разделитель в виде поршня или шара из бензостойкой резины. Резиновые шаровые разделители и поршни изнашиваются, пройдя примерно 80 – 120 км в зависимости от шероховатости внутренней поверхности трубопровода.

Ориентировочно местонахождение поршня l можно оценить, зная объем нефти V_3 , закачиваемой в трубопровод после пуска скребка:

$$l = V_3 / V = Q \Delta t D / V, \quad (3)$$

где V – объем нефти в единице длины трубопровода;

Q – пропускная способность трубопровода;

Δt – отрезок времени после запуска поршня.

Очистка трубопровода от отложений:

В перекачиваемых нефтях и нефтепродуктах в малых количествах содержатся механические примеси, растворенный или в кристаллах парафин, асфальто-смолистые вещества, церезин, кербены, карбоиды. При перекачке по трубопроводу перечисленные вещества при определенных условиях осаждаются на стенках труб [8]. Частицы парафина, смешиваясь с асфальтосмолистыми веществами, церезинами, механическими примесями,

водой, содержащейся в нефти, образуют отложения. По составу это сложная многокомпонентная среда, включающая жидкую и твердую фазы. Для многих нефтепроводов содержание компонентов (в % по массе) следующие: парафин 10 – 60, асфальтены 1 – 20, смолы 5 – 35, механические примеси до 5, вода до 20. Данные отложения представляют собой плотную ($\rho = 0,92 \div 1,14 \text{ т/м}^3$), прочную, трудно смываемую массу, осевшую на внутренних стенках трубопроводов, что естественно уменьшает его живое сечение и приводит к снижению пропускной способности трубопровода или значительному повышению энергозатрат на перекачку. Даже у продуктопроводов (перекачка дизельного топлива, реактивного топлива, керосина и т.д.) при их длительной эксплуатации наблюдается снижение пропускной способности из-за засорения трубопровода механическими примесями, как правило, продуктами коррозии оборудования и труб.

Определяют, что температура начала кристаллизации парафинов для отобранного образца нефти составляет $48,8^\circ\text{C}$, а температура массовой кристаллизации $39,7^\circ\text{C}$.

Для восстановления пропускной способности трубопровода периодически необходимо очищать его внутреннюю полость от отложений. Для этой цели применяют механические скребки различной конструкции. Очистные устройства (скребки) должны:

- сохранять эффективность при прохождении больших расстояний по трубопроводу, т.е. быть износостойкими;
- обладать хорошей проходимостью через задвижки, колена, косые стыки;
- должны быть просты по конструкции и дешевы.

Скребок для очистки трубопроводов (рисунок 2) состоит из узла прижатия щеток к стенкам трубы, узла крепления манжет и вала. Щетки 3 скребка прижимаются к внутренней стенке трубы пружиной 2 через систему рычагов, куда входят опорная шайба и щеткодержатели 1, шарнирно соединенные между собой при помощи болтов. Узел крепления манжет состоит

из двух конусных дисков, к которым присоединяются манжеты. Диаметр манжет превышает внутренний диаметр трубы на 35 – 40 мм, что обеспечивает плотное прижатие их к стенке трубы и компенсирует износ. Щетки устанавливают в несколько рядов и изготавливают из стальной проволоки. Последующие ряды щеток повернуты относительно предшествующих рядов таким образом, чтобы перекрыть свободные участки периметра трубопровода предыдущего ряда.

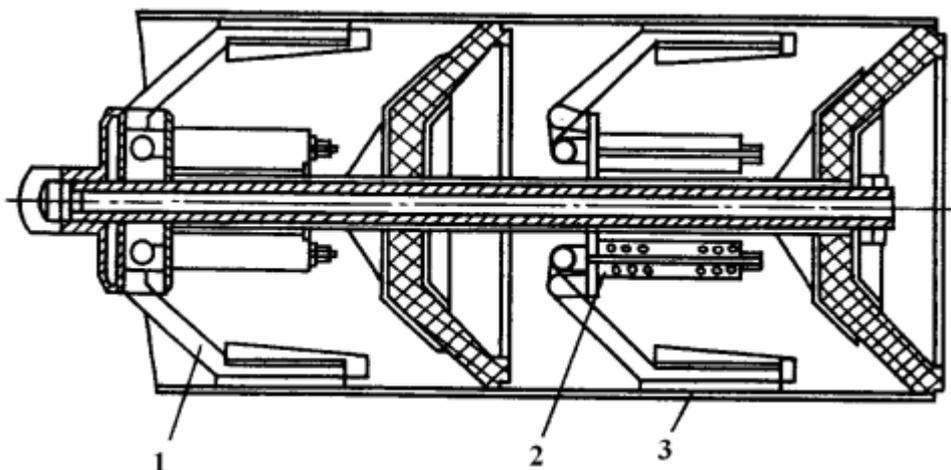


Рисунок 2 - Конструктивная схема скребка: 1 – щеткодержатель; 2 – пружина; 3 – щетка

Манжеты и щеткодержатели могут сжиматься при прохождении через сужения трубопровода и различные препятствия, что обеспечивает высокую проходимость скребка. Манжеты изготавливают такой формы, чтобы предотвращалось их выворачивание при большом перепаде давления.

При движении скребка по трубопроводу перед ним накапливается значительное количество срезанных отложений. Если расстояние между насосными станциями велико и на стенках труб имеется значительное количество отложений, то скребок с грязью может и не дойти до следующей станции из-за резкого увеличения сопротивления. Для предупреждения таких остановок можно проводить частичный сброс грязепарафиновых отложений в специальные котловины на участке между станциями. При регулярном спуске

скребков они, как правило, проходят без остановок весь перегон между насосными станциями [10].

Конструкции скребков следующие: поршневые, дисковые, манжетные, шаровые, комбинированные и др.

Для приема и пуска скребка на перекачивающих станциях сооружают специальные камеры, конструктивно схожие с камерами приема и запуска разделителей. Так как скребок гонит перед собой большое количество грязи и отложений, то объемы приемных камер делаются существенно больше в сравнении с последовательной перекачкой.

1.2.2. Коррозия

Основной вид труб для нефтепроводов – стальные трубы. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнута благодаря совершенствованию технологии их изготовления и внедрения в нее разнообразных испытаний, а особенно 100 %-ного неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. Это также позволило сделать трубы наиболее надежными и долговечными [12].

Для сооружения трубопроводов применяют стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных сталей, а также электросварные прямошовные или спирально-шовные сварные трубы из низколегированных сталей с более высокими механическими свойствами по сравнению с углеродистыми сталями, что позволяет уменьшить толщину стенок.

Расчет трубопровода на прочность ведется согласно СНиП 2.05.06-85* . Основные формулы прочностного расчета по СНиП 2.05.06-85* базируются на безмоментной теории тонкостенных оболочек, т.е. не учитывается воздействие в сечениях оболочки изгибающих моментов.

Утечки, возникающие при перекачке нефти и нефтепродуктов, даже через небольшие трещины, образующиеся в трубопроводе, загрязняют окружающую среду и приводят к значительному экологическому и экономическому ущербу. Разрывы трубопроводов больших диаметров могут нанести не только

экономический, но и социальный ущерб. Поэтому к трубам предъявляются жесткие требования по следующим параметрам:

- качество материала,
- поверхность,
- точность размеров труб,
- качество сварных швов.

Качество материала характеризуется следующими механическими свойствами:

- временное сопротивление;
- предел текучести;
- относительное удлинение,
- ударная вязкость;

Весьма существенное значение имеют пластичность и свариваемость, а для труб, соприкасающихся с агрессивной средой, имеет значение коррозионная стойкость.

Стойкостью против коррозии отличаются трубы из алюминия или из неметаллических материалов. Но механические свойства этих материалов невысоки. Изготовленные из них трубы имеют ограниченное применение. Трубы промысловых нефтепроводов изготавливают из стали.

Сталь – экономичный, прочный, хорошо сваривающийся и надежный материал. По способу изготовления трубы для магистральных трубопроводов подразделяются на бесшовные, сварные с продольным швом и сварные со спиральным швом. Бесшовные трубы применяют для трубопроводов диаметром до 426 мм. Обычная область применения сварных труб – трубопроводы диаметром 530 мм и выше. Трубы диаметром до 530 мм изготавливают из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей. Для изготовления труб диаметром до 1020 мм применяют спокойные и полуспокойные низколегированные стали. Трубы больших диаметров изготавливают из низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

Сталь должна удовлетворять требованиям СНиП. Например, отношение предела текучести к временному сопротивлению должно быть не больше 0,75 для углеродистых сталей, 0,8 – для низколегированных, 0,85 – для термически упрочненной стали. Металл труб не должен иметь трещин, расслоений, закатов.

Серьезные требования предъявляются, как уже было сказано, к самим трубам. Так, согласно СНиП овальность труб не должна превышать 1 %, кривизна труб не должна быть больше 1,5 мм на 1 м длины. Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5 – 11,6 м. Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Сварные швы должны быть равнопрочными основному металлу трубы; переход от шва к телу трубы должен быть плавным.

Марки и прочностные характеристики сталей представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Марки и прочностные характеристики сталей

Марка стали	Предел прочности, МПа, не менее	Предел текучести, МПа, не менее	Относительное удлинение, %, не менее	Наружный диаметр трубы, мм
14ХГС	500	350	19	530, 720, 1020
17ХГС	520	360	20	630, 720, 820
17Г1С	520	360	20	1020, 1220
17ГС	520	360	20	530, 720, 820

1.2.3. Замерзание трубопровода

Климатические факторы Александровского района Томской области также влияют на состояние трубопровода. Так, изменения температуры наружного воздуха вызывают изменение температуры грунта, в котором уложен нефтепровод. При замерзании и оттаивании грунтов эти изменения иногда приводят к разрушению трубопровода. Замороженные влажные грунты при оттаивании дают значительную осадку, как за счет происходящего уплотнения, так и вследствие понижения сопротивления сдвигу, при этом, чем больше глинистых частиц в грунте, тем меньшим сопротивлением сдвигу он обладает.

В результате неравномерной осадки грунта, возникающей под действием веса трубы, происходит изгиб трубопровода. Создание в трубопроводе дополнительных изгибающих напряжений при наличии других неблагоприятных факторов (например, плохого качества сварки), как правило, приводит к нарушению прочности отдельных стыков.

Наиболее неблагоприятными гидрометеорологическими условиями возможного разлива нефти в Александровском районе Томской области являются:

1. В весенний период — таяние снега и поверхностная вода, образовавшаяся в результате таяния снега, переполняет реки, — начинается ледоход и наступает весеннее половодье.
2. В зимнее время — период низких температур.
3. Осенью — период осенних дождей, когда на водотоках наступает осенний паводок.

По среднегодовым показателям основных метеорологических данных авиаметеостанции Томского аэропорта за 2003—2013 гг. самыми холодными были 2006 г. со среднегодовой температурой $-3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и 2010 г. со среднегодовой температурой $-3,7\text{ }^{\circ}\text{C}$; а самыми теплыми — 2005 и 2007 гг., среднегодовая температура их составляла $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рисунок 3).

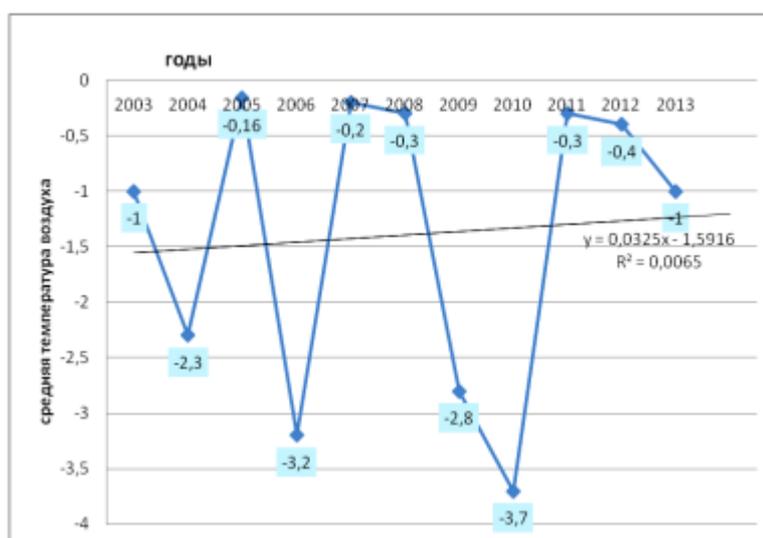


Рисунок 3 - Среднегодовая температура воздуха на территории Томска за 2003—2013 гг.

Температурный фактор характеризуется ярко выраженными как сезонными, так и суточными колебаниями, при этом очень важно учитывать его крайние показатели, продолжительность их действия, повторяемость.

Как показали исследования, в холодные годы количество аварий на нефтепроводах возрастает, а в теплые периоды — уменьшается (рисунок 4).



Рисунок 4 - Изменение количества аварий на нефтепроводах и среднегодовой температуры воздуха за 2003—2013 гг. по Александровскому району Томской области

В ходе проведенных исследований установлено, что самым холодным месяцем за период с 2003 по 2013 гг. был январь $-34,9^{\circ}\text{C}$ (2006 г.), среднемесячная температура января $-20,8^{\circ}\text{C}$, а самый теплый месяц в году — июль, среднемесячная температура которого составляет $+17,9^{\circ}\text{C}$ (рисунок 5).

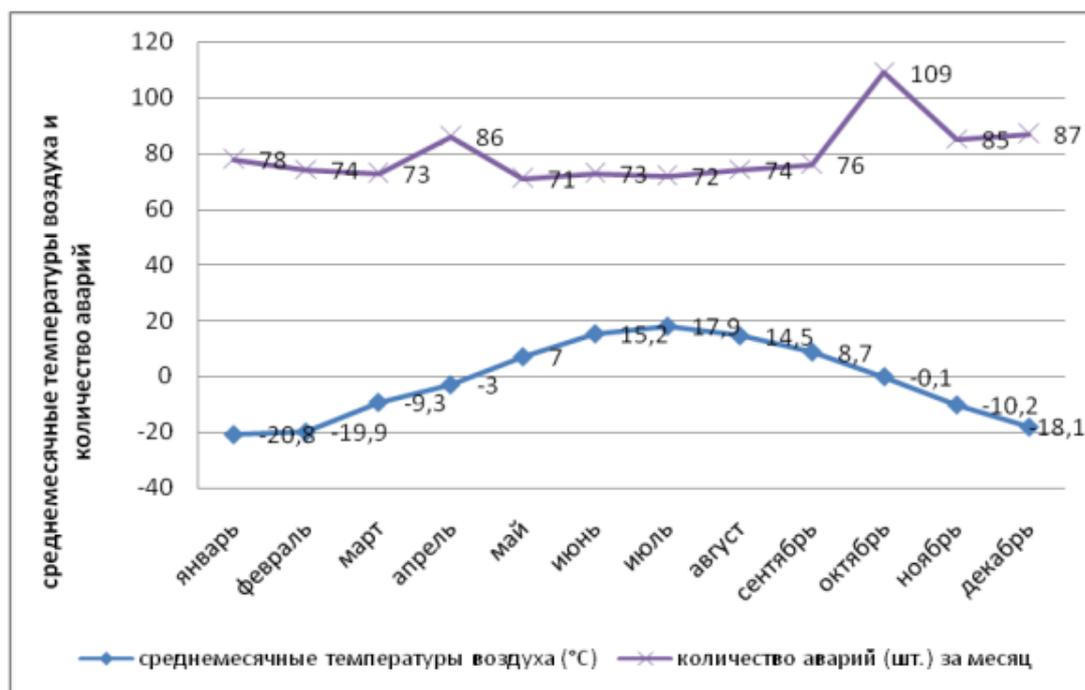


Рисунок 5 - Изменение среднемесячных температур воздуха и количества аварий на нефтепроводах Александровского района Томской области

Как видно из рисунка 5, при переходах среднемесячных температур осенью и весной количество аварий увеличивается, так как эти периоды характеризуются наибольшим увлажнением почвогрунтов весной, и осенью в них происходит замерзание воды. Например, в октябре среднемесячная температура воздуха составляет $-0,1$ °C (переход среднесуточных температур через $+5$ °C, 0 °C осенью), и среднее количество аварий за этот период — 109, а в летний период наблюдается снижение количества аварий.

На основе анализа зависимости возникновения аварий на нефтепроводах от среднегодовой температуры воздуха за 2003— 2013 гг. нами установлено, что между количеством аварий на нефтепроводах Александровского района Томской области существует умеренная обратная линейная корреляционная связь, $r = -0,39$. Между количеством аварий на нефтепроводах и среднемесячными температурами воздуха ($r = 0,67$), а также между количеством аварий на нефтепроводах и среднегодовыми минимальными температурами воздуха есть заметная корреляционная связь ($r = -0,57$).

Учитывая взаимосвязь показателей температуры почвы и температуры воздуха, в ходе исследования установлено, что изменение температурного режима почвы вызывает изменение масштабов и действия нефтяного загрязнения.

При замерзании влаги в трубопроводе необходимо принять следующие меры:

- произвести наружный осмотр участка трубопровода с целью установления приблизительных границ замораживания, а также для того, чтобы убедиться, что трубопровод не поврежден;

- отключить трубопровод от общей системы. В случае невозможности отключения трубопровода и угрозы аварии необходимо остановить установку и принять меры к разогреву ледяной пробки.

Разогрев ледяной пробки в трубопроводе должен производиться паром или горячей водой, начиная с конца замороженного участка. Запрещается отогревание замерзших спусков (дренажей) трубопроводов, аппаратов при открытой задвижке, а также открытым огнем.

Запрещается пользоваться крюками, ломami и трубами для открытия замерзших задвижек, вентиляей и других запорных приспособлений.

Из отключенных аппаратов, емкостей, водопроводов и паропроводов должны быть спущены вода и конденсат, а дренажные краны (задвижки) оставлены открытыми.

Сосульки и корки льда, образующиеся на аппаратуре, оборудовании, обслуживающих площадках и металлоконструкциях, должны быть своевременно удалены.

Площадки перед установкой, цехом, дороги, лестницы и переходы должны быть очищены от снега и льда и посыпаны песком.

1.2.4. Вязкий флюид

В современном мире большое распространение получила добыча и последующая транспортировка трудноизвлекаемых запасов нефти, при этом неблагоприятным фактором чаще всего является географическое расположение

месторождений в северных районах, откуда требуется доставлять нефть потребителю. Добытая нефть зачастую имеет высокую смолистость и содержание парафинов, которые существенно влияют на вязкость перекачиваемого продукта. От этого напрямую зависят свойства транспортируемой среды, и, как следствие, производительность трубопровода и экономическая целесообразность перекачки. Таким образом, транспортировка нефти с месторождений в северных регионах, где среднегодовая температура окружающей среды ниже нуля, может быть экономически не выгодной, ведь такие условия значительно увеличивают её стоимость. Вязкость флюида бывает настолько высокой, что делает перекачку практически невыполнимой задачей.

Российская Федерация – страна, имеющая колоссальные запасы топливно-энергетических ресурсов в целом, на долю высоковязкой нефти приходится около 7 млрд тонн залежей, причём эти ресурсы распределены неравномерно: основная часть географически принадлежит северным регионам.

Высокая вязкость нефти – один из главных барьеров, препятствующих обеспечению высокой производительности трубопроводов северных регионов. Дополнительные эксплуатационные затраты при транспортировке на промысле высоковязкой среды в суровых климатических условиях обусловлены износом оборудования, значительным числом сбоев технологического процесса и возможным отрицательным воздействием на окружающую среду в связи с аварийными ситуациями, вероятность возникновения которых гораздо выше, нежели чем при перекачке продукта в благоприятных условиях.

Сырьё нефтяной промышленности, как Российской Федерации, так и других нефтедобывающих стран, представлено рядом компонентов, важнейшим из которых является высоковязкая нефть. К высоковязким относятся нефти с вязкостью от 30,1 мПа·с [12]. По оценкам специалистов общемировые запасы такой нефти равны приблизительно триллиону тонн, что выше остаточного содержания запасов маловязких нефтей в 5 раз. В нашей стране запасы ВВН оцениваются в 55% от общего объема и составляют приблизительно 7 млрд. тонн [13]. На территории РФ расположено 5

нефтегазоносных бассейнов со средним значение вязкости нефти более 35 мм²/с (таблица 2).

Таблица 2 - Нефтегазоносные бассейны РФ с ВВН

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборок и из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, мм/с
1	2	3	4	5
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепропетровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

По сравнению с общим количеством открытых залежей высоковязкой нефти 38% приходится на нефтегазовый потенциал Западной Сибири и 35% – на Волго-Уральский регион (рисунок 6). Примерно 15% добываемой высоковязкой нефти принадлежит месторождениям Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна [16]. Лидирующим по добыче высоковязкой нефти в России является Вань-Еганское месторождение Ханты-Мансийского АО.

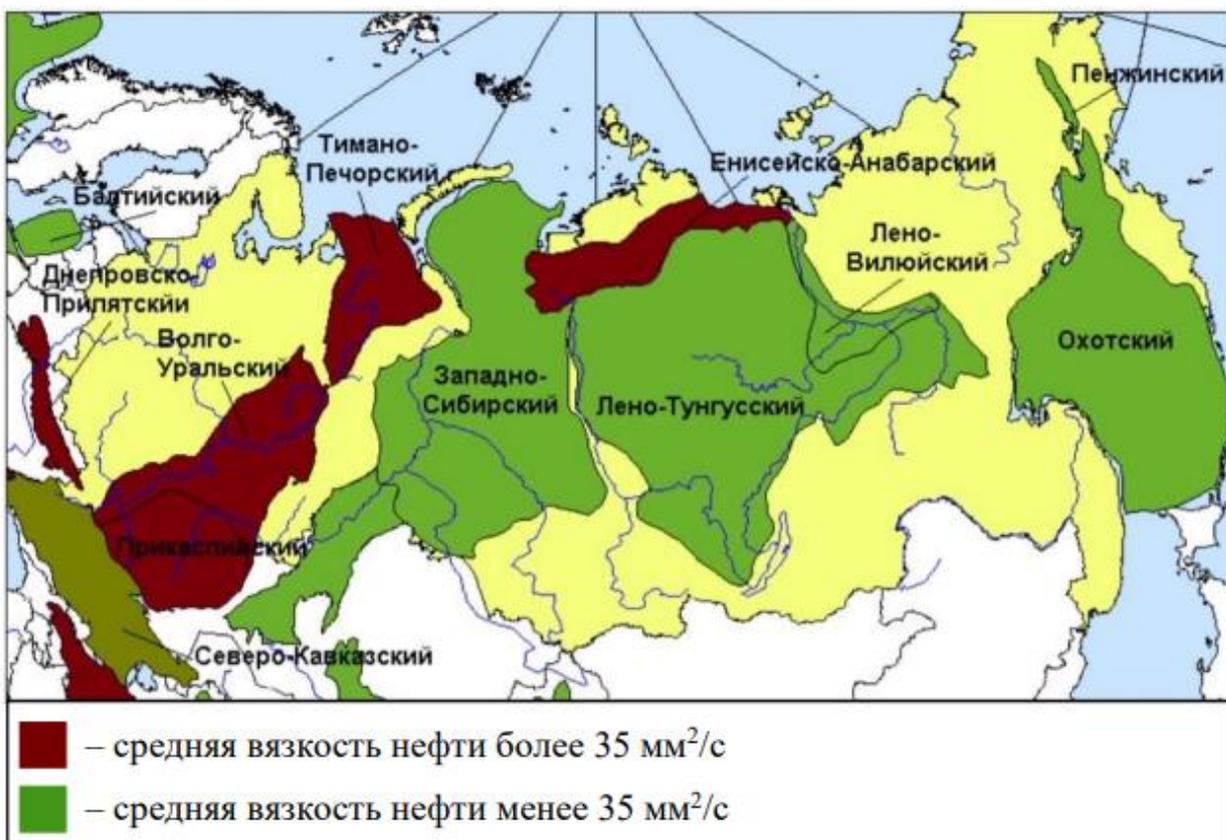


Рисунок 6 – Вязкость углеводородов нефтегазоносных бассейнов РФ

Добываемая в России высоковязкая нефть в среднем имеет следующие свойства:

- сернистая (содержание серы 1-3%),
- тяжелая (плотность более 880 кг/м³),
- малопарафинистая (содержание парафина менее 5%).

Лидирующими по вязкости добываемых нефтей в Ямало-Ненецком автономном округе являются Русское и Восточно-Мессояхское месторождения.

2. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ

2.1 Анализ технологической схемы

Промысловый трубопровод - система технологических трубопроводов для транспортирования углеводородов на месторождении.

Промысловый трубопровод - система технологических трубопроводов для транспортирования нефти, газового конденсата, газа, воды на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях.

Режимы эксплуатации промысловых трубопроводов:

- нормальный техпроцесс при транспортировке;
- рабочее (нормативное) давление определяется гидравлическим расчетом трубопроводов по проектным объемам транспортировки жидкости;
- выполнение технологических операций: глушение скважины, промывка, разрядка скважин в коллекторы, отработка скважин компрессором и др. технологические операции;

Нормальные условия эксплуатации и устранение возможности повреждения трубопроводов обеспечивается путем установления охранной зоны вдоль трассы трубопроводов в виде участков земли, которые ограничиваются условными линиями, на расстоянии 25 метров от оси трубопровода с каждой стороны. При прохождении более 1 трубопровода в одном техническом коридоре охранная зона распространяется на 25 метров от оси крайнего трубопровода.

Трубопроводы подразделяются:

- по величине рабочего давления - высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа);
- по способу прокладки - подземные, надземные, наземные, подводные; по гидравлической схеме работы - простые, не имеющие ответвлений, и

сложные - с ответвлениями, к последним относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы;

- по характеру напора - напорные и безнапорные.

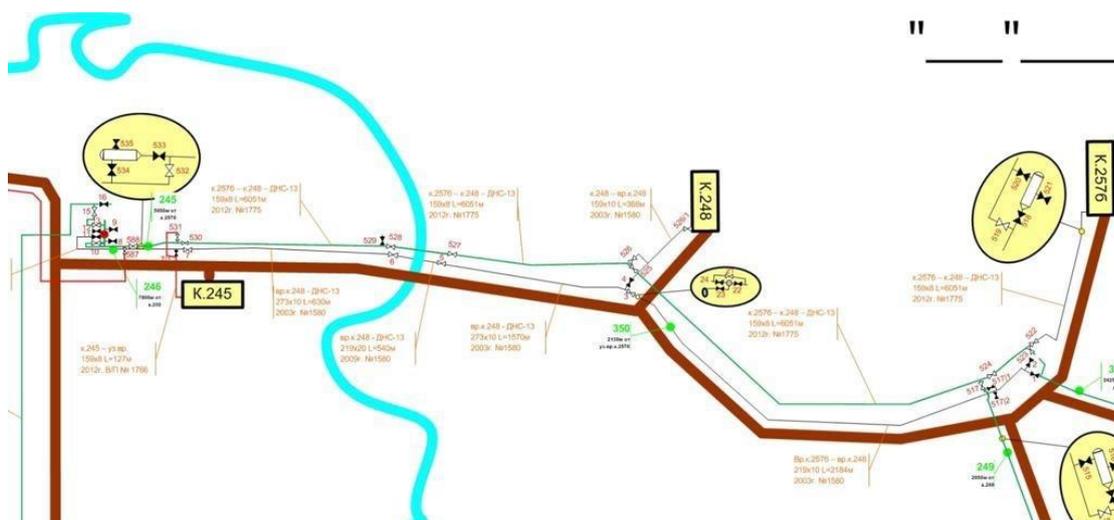


Рисунок 7 – Технологическая схема нефтесборных коллекторов

Советского месторождения: 1 - камера запуска очистного устройства; 2 – камера приема очистного устройства; 3 – секции задвижки; 4 – узлы контроля коррозии

В технологическую схему входят обозначения трубопровода, диаметр трубы, ширина стенки, протяженность, год выпуска трубы.

2.2 Технологии очистки линейных сооружений с применением устройств, приспособлений и агрегатов

Очистка полости трубопровода – это технологическая операция, которая выполняется в процессе сооружения трубопровода и обеспечивает на всем протяжении объекта:

- установленное проектом полное расчетное проходное сечение;
 - заполнение объекта транспортируемой средой без изменения ее физико-химических свойств;
 - беспрепятственный пропуск по трубопроводу очистных, разделительных или других специальных устройств в процессе эксплуатации.
- Существуют следующие виды очистки:

- периодическая – для удаления парафиновых отложений, скоплений воды и газа с целью поддержания проектной пропускной способности нефтепроводов и предупреждения развития внутренней коррозии трубопроводов;

- целевая – для удаления остатков герметизаторов после проведения ремонтных работ на линейной части магистральных нефтепроводов;

- преддиагностическая – для обеспечения необходимой степени очистки внутренней полости нефтепровода в соответствии с техническими характеристиками внутритрубных инспекционных приборов.

Процесс очистки внутренней полости промысловых трубопроводов производится с целью восстановления их пропускной способности путем удаления парафина, песка, водяных и газовых скоплений и различных механических примесей, а также с целью снижения скорости коррозии труб за счет удаления скопления воды и механических примесей.

Узлы запуска и приема очистных устройств должны предусматриваться на трубопроводах диаметром 200 мм и более.

Выбор метода очистки (механический, химический, термический, комбинированный) и оснащения участка трубопровода комплексом оборудования для очистки его внутренней полости подтверждается технико-экономическим расчетом.

Комплекс оборудования для очистки полости трубопровода должен обеспечивать выполнение всех необходимых технологических операций, включающих пуск и прием очистного устройства, контроль за прохождением его по участку, сбор и утилизацию выносимых из трубопровода загрязнений.

Комплекс оборудования должен содержать: камеры пуска и приема очистного устройства; оборудование для запасовки в камеру пуска и извлечения из камеры приема очистного устройства; технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой; средства контроля и сигнализации за прохождением очистного устройства; сооружения для сбора и утилизации выносимых из полости трубопровода загрязнений.

Камеры пуска и приема очистного устройства устанавливаются на фундаментах для обеспечения их несмещаемости в процессе эксплуатации. Они должны быть рассчитаны на нагрузки от пропуска очистных устройств и осевые усилия от температурного перепада и внутреннего давления. При необходимости камеры пуска очистных устройств должны быть конструктивно защищены от осевых усилий, обусловленных воздействием примыкающих к ним подземных трубопроводов. Герметизацию камер следует обеспечивать по I классу герметичности.

На рисунке 8 приведена технологическая схема камеры пуска приема очистных устройств. Конструктивно эти камеры идентичны. Процессы приема и запуска очистного устройства в трубопровод осуществляются в строго заданной последовательности. Очистное устройство предварительно помещают в камеру запуска таким образом, чтобы передняя манжета вошла в часть камеры с номинальным Локатор Сигнализатор диаметром, при этом задвижка V1 открыта; остальные задвижки закрыты. Далее открывают задвижки вантузов T1 и T2 и медленно заполняют камеру запуска продуктом через задвижку V3. Закрывают задвижки V3, T1 и T2. Выравнивают давления между магистралью и камерой запуска, с помощью задвижки V3 и закрывают её. Полностью открывают задвижку V2. Полностью открывают задвижку V3 и закрывают V1. Как только снаряд пройдет через сигнализатор, открывают задвижку V1 и закрывают V2 и V3, тем самым, изолируя камеру.

Таким же образом, но в обратной последовательности извлекают продукты очистки и снаряд на камере приема очистного устройства.

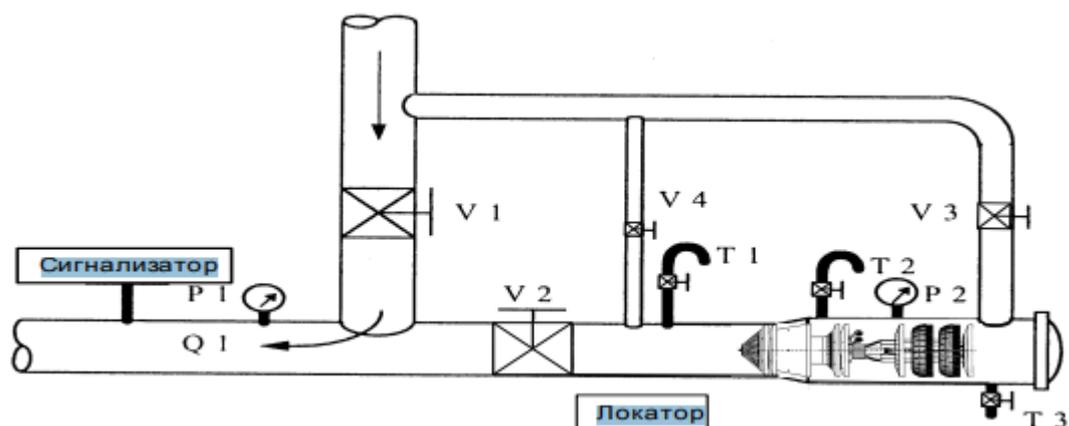


Рисунок 8 - Схема камеры запуска очистного устройства

Сооружения для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений (парафина, песка, воды, конденсата и т.д.) должны быть рассчитаны на максимально возможный объем загрязнений. Площадки размещения сооружений для сбора и утилизации выносимых из трубопровода загрязнений должны иметь ограждения и находиться на безопасном расстоянии от пожароопасных объектов.

Средства контроля и сигнализации должны обеспечивать возможность определения местонахождения очистного устройства по длине очищаемого участка. Очистное устройство должно быть оборудовано сигнальным устройством для определения его местонахождения.

Система управления комплексом очистного оборудования должна предусматривать возможность дистанционного (со щита диспетчера) и местного (с площадок пуска и приема) управления процессом пуска и приема очистного устройства.

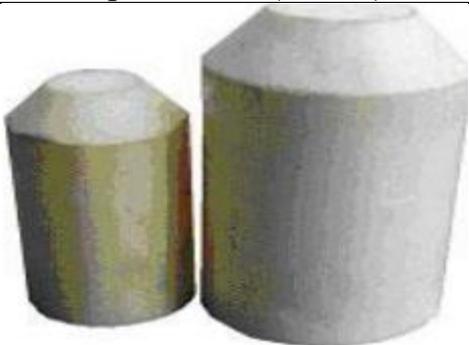
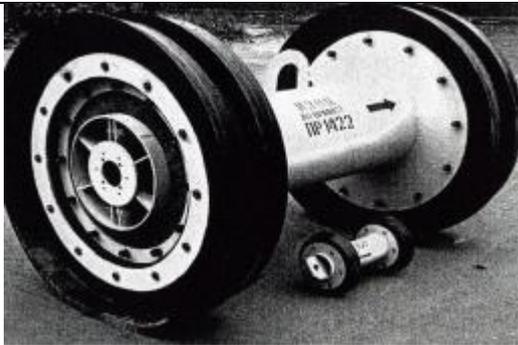
Качество очистки существенно влияет на пропускную способность трубопроводов и продолжительность их безаварийной работы. От качества очистки зависит также состояние транспортируемого продукта, так как загрязнения и вода изменяют его физико-химические свойства. Загрязнения, перемещающиеся в потоке нефти и газа, могут явиться причиной выхода из строя линейной арматуры, насосов, компрессоров и другого оборудования. Скопление воды в пониженных участках газопроводов способствует

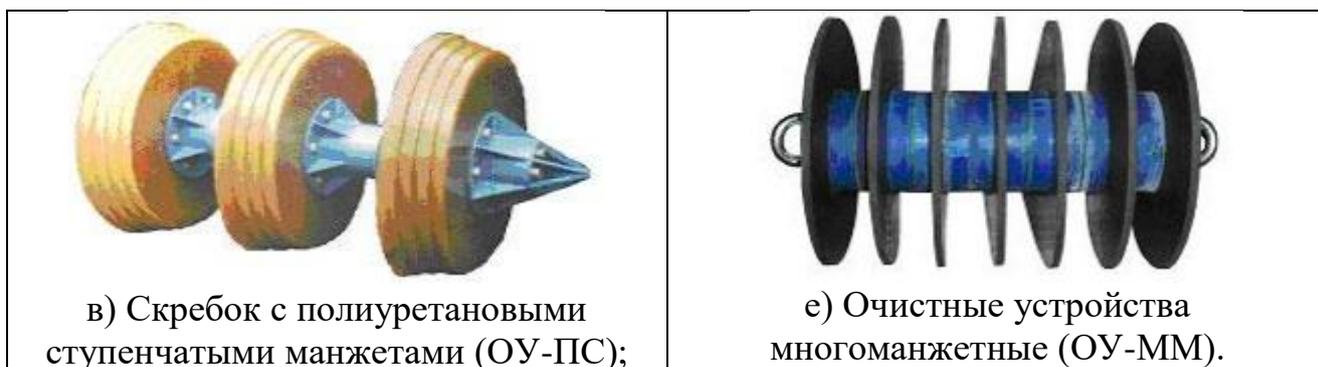
образованию гидратных пробок. Особенно опасна вода в магистральных, предназначенных для транспортировки сернистого газа или газа с отрицательной температурой. В этих случаях возможно образование сернистых соединений высокой коррозионной способности и ледяных пробок. Высокое качество очистки необходимо также для проведения периодического пропуска разделительных поршней, устройств для диагностики состояния и ремонта действующего трубопровода без остановки перекачки по нему продукта.

Пропуск очистного устройства допускается при скоростях потока выше 0,1 м/с. Наилучшие условия очистки обеспечиваются при скоростях 1...3 м/с для нефтепроводов.

В настоящее время имеются различные конструктивные решения очистных поршней, поршней-разделителей и поршней комбинированного типа. Очистные поршни состоят из следующих основных частей: корпуса, уплотнительных элементов и металлических щеток. Корпуса, как правило, выполняют из труб, заглушённых переборкой в передней части.

Таблица 3- Виды очистных устройств

 <p>а) Очистное устройство с перегородкой через сопла (ОУ-П);</p>	 <p>г) Скребок очистной СКР 3;</p>
 <p>б) Поршни поролоновые (ОУ-ПОР);</p>	 <p>д) Поршень разделитель (ПД)</p>



Передвижная парообразующая установка ППУ 2000 предназначена для удаления насыщенным паром гидратопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах при добыче нефти на промыслах.

Таблица 3 – Параметры установки ППУ

Параметры установки		Урал		КамАЗ		Маз	
		4320-40	5557-40	43118-15	43118-15	631705-264	631708-264
Габаритные размеры установки	длина	9078	8650	8535	8211	9370	5420
	ширина	2500	2500	2500	2500	2700	2500
	высота	3800	3800	3750	17630	22700	9600
	полная	17495	17095	17630	17680	22550	9450
Нагреваемая среда		Вода					
Производительность по пару кг/ч		2000+-10%					
Температура пара, С		310					
Давление пара, Мпа, не более		9,8					
Теплопроизводительность расчетная, кДж/ч (ккал/час)		3929200(940000)					
Жесткость питательной воды, МКГ – экв/кг, не более		10					
Емкость цистерны для воды, м ³		6					
Емкость бака топливного, м ³		0,6					
Используемое топливо для установки		Дизельное по ГОСТ 305					
Давление топлива, МПа, не более		1,47					
Время, необходимое для получения пара с момента		15					

пуска котла, не более	
Управление установкой	Из кабины автомобиля и кузова

Оборудование установки размещено на монтажной платформе и закрыто металлическим кузовом, предохраняющим оборудование от атмосферных осадков и пыли.

В кузове автомобиля располагаются следующие органы управления работой установки: штурвал вентиля, регулирующего подачу пара, кран на трубопроводе забора питательной воды из цистерны, вентили на трубопроводах забора топлива из бака, подвода питательной воды в котел.

На монтажной платформе расположены паровой котел с горелочным устройством, вентилятор высокого давления, водяной насос для подачи питательной воды из цистерны в паровой котел, топливный насос для подачи топлива к форсункам горелочного устройства, емкости для питательной воды, топлива.

Установка оборудована автоматикой безопасности, предохраняющей от аварийной ситуации при повышении установленных значений давления и температуры пара, погасании факела в топке котла, снижении напора воздуха в воздухопроводе, снижении уровня воды в цистерне ниже допустимого, снижении расхода питательной воды.

Нефтепромысловые вакуумные машины (АКН, АКН-ОД, АКНС) — узкоспециализированные автомобили, предназначенные для выполнения работ на нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих предприятиях: транспортировки нефти, транспортировки соляных и глинистых растворов, технической воды и т.п.

Принцип действия:

Сверху, в передней части цистерны, находится горловина с крышкой, к которой подсоединены трубопроводы от вакуумного насоса.

Внутри емкости при помощи вакуумного насоса, за счет которого через специальный рукав жидкость всасывается внутрь цистерны, создается вакуум.

По достижении уровня заполнения цистерны (для этого служит индикатор уровня) или сбора всей жидкости оператор закрывает задвижку и выключает насос.

Вакуумный насос приводится в действие от трансмиссии базового шасси.

Опорожнение цистерны вакуумной машины происходит либо самосливом, либо при помощи того же насоса, нагнетающего воздух в свободное от жидкости пространство цистерны.

Для удаления парафина со стенок скважин тепловым методом используются агрегаты депарафинизации передвижные модернизированные. Это мобильные комплексы, которые можно перемещать с одного месторождения на другое и выполнять поставленные задачи в районах с ограниченными водными ресурсами.

Основой для изготовления АДПМ служит шасси грузового автомобиля высокой проходимости.

Типовая конструкция АДПМ состоит из следующих элементов:

- Нагревательного котла. Этот агрегат служит для нагрева до нужной температуры воды или нефти с целью последующего расплавления парафина. Нагрев рабочей среды производится до температуры в + 150 градусов Цельсия.
- Управляющего оборудования. Щиток с элементами управления может находиться в кабине грузового автомобиля или на внешней платформе.
- Насосов. Осуществляют забор технологической жидкости из емкости и подачу его по трубопроводам в скважину для депарафинизации.
- Контрольно-измерительных приборов. Необходимы для контроля за показателями работы нагревательного и насосного оборудования.
- Трубопроводов. Используются для забора и подачи жидкости.

Принципом работы является приведение в действие узлов и механизмов АДПМ осуществляется путем отбора мощности от силового агрегата грузового автомобиля. Чтобы уменьшить нагрузку на двигатель подключение осуществляется через редукторы.

Для хранения технологической жидкости, которая используется в работе (техническая вода или нефть) используются автомобильные цистерны. Возможен забор жидкости из источника нефтедобычи, водоема или водяной скважины с помощью насосного оборудования АДПМ.

После нагрева в котле горячая жидкость по трубопроводам перекачивается в нефтяную скважину, где расплавляет парафиновые отложения на стенках труб, после чего выводится на промысловый трубопровод. Возможно выполнение продавочных работ, для чего жидкость подается в трубы напрямую, минуя нагревательный агрегат.

2.3 Применение химических ингибиторов для предупреждения и борьбы с осложнениями в процессе эксплуатации

Технология подачи ингибиторов

Пробковый метод.

У технологий подачи ингибиторов существуют недостатки, например, при ингибировании трубопроводов уже с продуктами парафинистых отложений и механическими примесями, ингибитор тонкой пленкой ложится на слой отложений, не препятствуя возникновению коррозионных поражений (Рисунок 9). В результате чего беспрепятственно происходит образование коррозионного разрушения.



Рисунок 9 - Распределение ингибитора в сечении трубопровода

Поэтому действие ингибитора коррозии наиболее эффективно после проведения внутритрубной очистки промыслового трубопровода. На сегодняшний день известна технология пробковой подачи ингибитора

(комплексное применение внутритрубной очистки и ингибирования), которая является наиболее перспективным методом повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов (Рисунок 10).

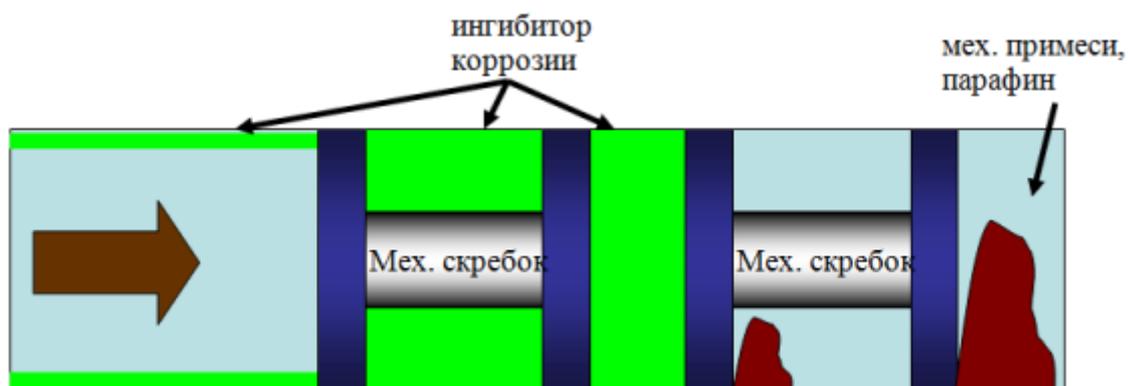


Рисунок 10 - Принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора

Метод пробковой подачи ингибитора заключается в следующем: одновременно с очистным устройством, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система подается в трубопровод. При этом, за счет поперечных пазов заднего поршня, ингибитор уходит из пачки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы. При такой технологии - достигается защита 100 % внутренней поверхности и минимальный расход.

Проведение периодической внутритрубной очистки промышленных трубопроводов в комплексе с ингибированием (пробковая подача ингибитора) позволяет добиться целого ряда положительных моментов, направленных на безаварийную эксплуатацию промышленных трубопроводов организации:

- снижение скорости коррозии до 6...8 раз, за счет исключения возникновения коррозионного процесса, путем извлечения отложений со стенок трубопровода;
- повышение коэффициента распределения ингибитора (экономия ингибитора до 2-х раз);
- увеличение пропускной способности трубопровода, т.е. снижение затрат на перекачку;

- улучшение гидродинамического режима;
- увеличение эксплуатационного ресурса трубопровода;
- возможность проведения внутритрубной диагностики трубопроводов.

Тепловой метод.

Для удаления парафина со стенок скважин тепловым методом используются агрегаты депарафинизации передвижные модернизированные. Это мобильные комплексы, которые можно перемещать с одного месторождения (скважины) на другое и выполнять поставленные задачи в районах с ограниченными водными ресурсами.

Основой для изготовления АДПМ служит шасси грузового автомобиля высокой проходимости.

Приведение в действие узлов и механизмов АДПМ осуществляется путем отбора мощности от силового агрегата грузового автомобиля. Чтобы уменьшить нагрузку на двигатель подключение осуществляется через редукторы.

Для хранения технологической жидкости, которая используется в работе используются автомобильные цистерны. Возможен забор жидкости из источника нефтедобычи, водоема или водяной скважины с помощью насосного оборудования АДПМ.

После нагрева в котле горячая жидкость по трубопроводам перекачивается в нефтяную скважину, где расплавляет парафиновые отложения на стенках труб, после чего выводится на промысловый трубопровод. Возможно выполнение продавочных работ, для чего жидкость подается в трубы напрямую, минуя нагревательный агрегат.

Основные преимущества АДПМ состоят в следующем:

- Устройство может работать полностью автономно и независимо перемещаться в нужное место.
- Оборудование предназначено для работы при температуре окружающей среды от - 40 до + 40 градусов Цельсия.

- Устройство способно нагреть технологическую жидкость до требуемой температуры за очень короткое время (не более 20 минут после пуска).

- Оборудование способно перекачивать до 3 кубических метров жидкости в час.

Агрегаты депарафинизации – это наиболее эффективные устройства, которые используются для быстрой очистки скважин от парафиновых отложений на стенах. Они позволяют выполнить все технологические операции с минимальными затратами времени и средств и возобновить производство с первоначальной эффективностью.

2.3.1. Применение ингибиторов коррозии

Согласно стандарту ISO 8044-1986 ингибиторами коррозии (ИК) называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Ингибиторами коррозии могут быть и композиции химических соединений. Содержание ингибиторов в коррозионной среде должно быть небольшим. Эффективность ингибиторов коррозии оценивается степенью защиты Z (в %) и коэффициентом торможения γ (ингибиторный эффект) и определяется по формулам (4 и 5):

$$Z = \frac{k_1 - k_2}{k_1} \times 100 = \frac{i_1 - i_2}{i_1} \times 100, \quad (4)$$

K_1, K_2 – скорость растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно, [г/(м²·ч)]; i_1, i_2 – плотность тока коррозии металла в среде без ингибитора и с ингибитором коррозии соответственно, [А/см²]. При полной защите коэффициент Z равен 100 %. Коэффициент торможения показывает во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора:

$$\gamma = \frac{k_1}{k_2} = \frac{i_1}{i_2}, \quad (5)$$

Ингибиторы коррозии подразделяются:

- по механизму своего действия – на катодные, анодные и смешанные;

- по химической природе – на неорганические, органические и летучие;
- по сфере своего влияния – в кислой, щелочной и нейтральной среде.

Действие ингибиторов коррозии обусловлено изменением состояния поверхности металла вследствие адсорбции ингибитора или образования с катионами металла труднорастворимых соединений. Защитные слои, создаваемые ингибиторами коррозии, всегда тоньше наносимых покрытий.

Ингибиторы коррозии могут действовать двумя путями: уменьшать площадь активной поверхности или изменять энергию активации коррозионного процесса. Катодные и анодные ингибиторы замедляют соответствующие электродные реакции, смешанные ингибиторы изменяют скорость обеих реакций. Адсорбция и формирование на металле защитных слоев обусловлены зарядом частиц ингибитора и способностью образовывать с поверхностью химические связи. Катодные ингибиторы коррозии замедляют катодные реакции или активное растворение металла. Для предотвращения локальной коррозии более эффективны анионные ингибиторы.

Часто для лучшей защиты металлов от коррозии используют композиции ингибиторов с различными добавками. При этом может наблюдаться:

- аддитивное действие, когда ингибирующий эффект отдельных составляющих смеси суммируется;
- антагонизм, когда присутствие одного из компонентов ослабляет ингибирующее действие другого компонента;
- синергизм, когда компоненты композиции усиливают ингибирующее действие друг друга.

Неорганические ингибиторы коррозии. Способностью замедлять коррозию металлов в агрессивных средах обладают многие неорганические вещества. Ингибирующее действие этих соединений обуславливается присутствием в них катионов (Ca^{2+} , Zn^{2+} , Ni^{2+} , As^{3+} , Bi^{3+} , Sb^{3+}) или анионов (CrO_2^{4-} , $\text{Cr}_2\text{O}_7^{2-}$, NO_2^- , SiO_2^{3-} , PO_3^{4-}).

Органические ингибиторы коррозии. Многие органические соединения способны замедлить коррозию металла. Органические соединения – это

ингибиторы смешанного действия, т.е. они воздействуют на скорость как катодной, так и анодной реакций. Органические ингибиторы коррозии адсорбируются только на поверхности металла. Продукты коррозии их не адсорбируют. Поэтому эти ингибиторы применяют при кислотном травлении металлов для очистки последних от ржавчины, окалины, накипи. Органическими ингибиторами коррозии чаще всего бывают алифатические и ароматические соединения, имеющие в своем составе атомы азота, серы и кислорода.

Ингибиторная защита промышленных трубопроводов, транспортирующих коррозионно-агрессивные газожидкостные смеси является важнейшим средством противодействия коррозии. На рисунке 11 представлен пример предотвращения язвенной коррозии путем образования пленки ингибитора.

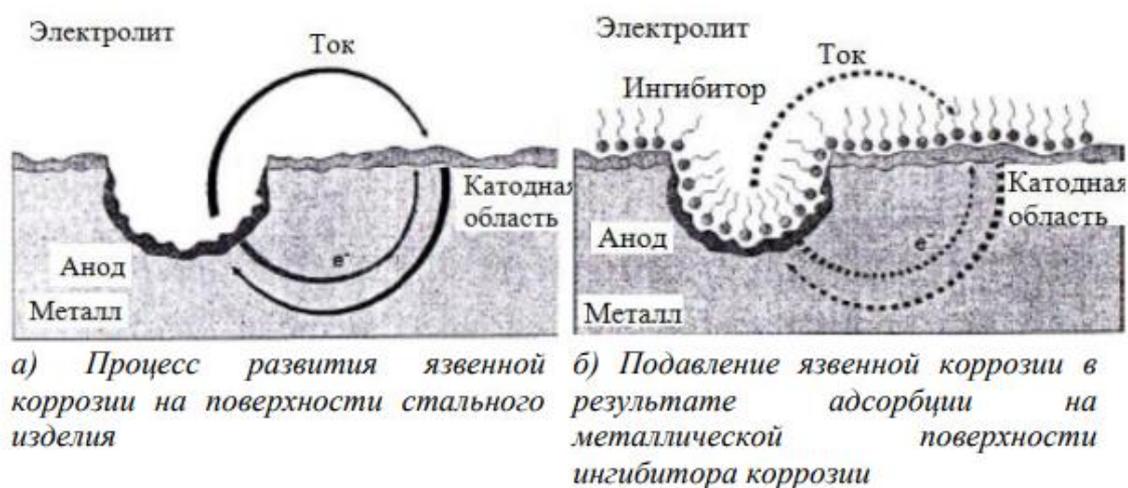


Рисунок 11 - Сущность действия ингибиторной защиты

В качестве ингибитора коррозии на объектах нефтедобычи часто используются различные азотосодержащие вещества, как, например, амины, амиды, имидазолины, пиридины, четвертичные основания и др.

Несмотря на широкое распространение, длительный период и накопленный опыт практической реализации ингибиторная защита трубопроводов далеко не всегда бывает оптимальной в плане защиты, так и экономической эффективности. В этой связи на практике всегда имеется

возможность для ее совершенствования и достижения более высоких показателей [17].

Примером применяемых ингибиторов коррозии являются ингибиторы «АЗОЛ С1–130» и «СОЮЗ ВР 2000». Средняя рабочая дозировка составляет 25 грамм на кубический метр перекачиваемой жидкости. Данные виды ингибиторов нашли широкое применение в ведущих нефтегазодобывающих компаниях России, таких как ООО «НК Роснефть».

2.3.2. Применение ингибиторов для предотвращения парафинообразований

Помимо предотвращения коррозионных образований ингибитора также применяются в качестве предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Ингибиторная защита отличается технологической эффективностью, во многом не зависящей от геолого-физических, гидродинамических и термодинамических условий добычи нефти (при подаче ингибитора до начала кристаллизации парафина).

Химические соединения и химреагенты, используемые в качестве ингибиторов парафиноотложений, по механизму действия можно разделить на группы:

- адгезионного (смачивающего, гидрофилизирующего, покрывающего) действия;
- модифицирующего (депрессорного) действия;
- моющего (комплексного, многофазного детергентного действия).

Механизм действия ингибиторов адсорбционного действия заключается в гидрофилизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования (труб) полимерным высокомолекулярным полярным адсорбционным слоем. Этот слой является как бы смазкой для слабополярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности оборудования.

Ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафинов в момент возникновения твердой фазы. В результате образуются дендритные недоразвитые кристаллы парафина, структурно несоединенные друг с другом.

Действие ингибиторов моющего типа заключается в следующем:

- ингибитор растворяется в нефти непосредственно или через контакт фаз вода-ингибитор-нефть;
- алкановые блоки ПАВ внедряются в парафиноотложения в момент фазового перехода в твердое состояние и сокристаллизуются с ними;
- гидрофильные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в воде, стенках оборудования;
- гидрофобные блоки концентрируются на поверхности раздела фаз в нефти;
- полярные анионные и катионные группы ПАВ воздействуют на зарождение, рост кристаллов и величину частиц дисперсии асфальтосмолопарафиновых отложений;
- ингибиторы непрочно адсорбируются на металле и легко смываются потоком пластовой воды или нефти;
- двигаясь с потоком продукции скважин, ингибиторы поддерживают парафиноотложения в мелкодисперсном состоянии, обеспечивая отмыв зародышей кристаллов со стенок нефтепромыслового оборудования [19].

Действие детергентов-удалителей парафиноотложений заключается в следующем. При температуре плавления асфальтосмолопарафиновых отложений (50...80 °С) ПАВ способствует отмыву, диспергированию, а также предотвращает повторное отложение парафина при охлаждении нефтяного потока.

В основе технологии применения ингибиторов адсорбционного действия лежит периодическая обработка нефтепромыслового оборудования водным

раствором реагента с последующим осаждением его на трубах в течение определенного времени.

Технология имеет ряд недостатков: периодические остановки (простой скважин), смыв слоя со стенок водонефтяным потоком, ограничение эффективной защиты участком обработки, загрязнение оборудования реагентом.

Технология применения ингибиторов модифицирующего действия основана на понижении температуры застывания и улучшении реологических свойств нефти. Процесс осуществляется при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина.

Технология использования ингибиторов моющего действия предусматривает диспергирование и отмыв зародышей кристаллов, образующихся как в объеме, так и на стенках оборудования при условии непрерывной подачи реагента в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина [20].

В качестве примера можно привести ингибитор СНПХ-7801 предназначен для предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах при добыче нефтей асфальтосмолистого типа. Водный раствор реагента может применяться для удаления парафиноотложений при промывке нефтепромыслового оборудования. СНПХ-7801 выпускается в 3-х модификациях: СНПХ7801А, СНПХ-7801В (зимние формы), СНПХ-7801Б (летняя форма) [20].

На сегодняшний день ведущими научно-исследовательскими организациями разрабатываются ингибиторы, способные влиять как на процесс формирования коррозионных образований, так и на процесс роста АСПО. Такая разновидность ингибитора позволит в комплексе повысить надежность эксплуатации ПТ.

2.4 Технологический метод борьбы с отложениями парафина

Технологический метод заключается в футеровке внутренней поверхности трубы (нанесение покрытий из стекла, эмали, эпоксидной смолы, полиэтилена и т.п.). Действие защитных покрытий обуславливают слабую сцепляемость с поверхности трубы с парафином. Футеровка позволяет не только бороться с отложениями парафина, но и коррозией. Для предотвращения отложений, условием эффективности метода является оптимальная линейная скорость жидкости (воды с нефтью) относительно футерованной поверхности, достаточная для отрыва и уноса рыхлых отложений. Рыхлые отложения образуются в случаях, когда смачиваемость водой поверхности материала покрытия лучше смачиваемости нефтью. По степени возрастания смачиваемости водой (по гидрофильности) материалы располагаются в следующий ряд: сталь (гидрофобна), полиэтилен (инертен), эпоксидная смола (малая гидрофильность), эмаль и стекло (хорошая гидрофильность), то есть наиболее рыхлые и менее прочные отложения образуются на поверхности стекла.

Существует ряд эффективных покрытий внутренней поверхности трубопровода, которые обеспечивают слабую сцепляемость парафиновых отложений с поверхностью трубопровода. Приведем ряд примеров таких покрытий:

1. Силикатно-эмалевое покрытие труб и соединительных деталей трубопроводов обеспечивает их высокую химическую, коррозионную и термическую стойкость. К тому же эмалевое покрытие износостойчиво, имеет отличные гладкостные характеристики с применением внутренних силикатно-эмалевых покрытий, повышает производительность трубопровода, на стенках труб не скапливаются асфальто-смолистые и парафиновые отложения, что позволяет длительное время не снижать пропускную способность труб.

Экспериментальными исследованиями ученых РГУНГ им. Губкина установлено, что при использовании внутреннего эмалевого покрытия гидравлическое сопротивление и потери давления по сравнению с трубой без

покрытия уменьшаются в 1,5 раза [21]. Это позволяет уменьшить диаметр трубопроводов и снижать их металлоемкость в 1,2 раза. Толщина покрытия находится в пределах 180...500 микрон. Силикатная эмаль – затвердевшая, преимущественно стеклообразная, из оксидов, неорганическая масса, основой которой является кремнезем. Эта эмаль наплавляется на металлическую поверхность. Для формирования структуры силикатно-эмалевых покрытий используется индукционный нагрев, который обеспечивает весьма высокую адгезивную прочность покрытия с поверхностью металла. Эмаль защищает трубы при температурах -50...350 °С и служит около 50 лет.

Все технологические операции - от подготовки поверхности трубы к нанесению покрытия до выдачи готовой продукции - полностью механизированы. Высокая производительность линии процесса обусловлена использованием проходных индукторов нагрева в процессе обжига трубы, поступающей на эмалирование, применение герметичных дробеструйных камер, обеспечивающих одновременную обработку наружной и внутренней поверхности трубы и их обеспыливание, применение устройства для одновременного нанесения и сушки эмалевого шликера, а также индукционного обжига эмали на внешней и внутренней поверхностях труб.

Применение этого покрытия позволяет:

- увеличить срок службы трубопроводов не менее чем до 50 лет;
- увеличить пропускную способность труб более чем в 1,5 раза;
- обеспечить высокую чистоту транспортируемого продукта;
- предотвратить абразивный износ и отложение на стенках труб асфальтосмолистых соединений и парафина;
- повысить надежность трубопровода в эксплуатации, особенно в условиях воздействия различных коррозионно-агрессивных сред.

2. Покрытие на основе эпоксидно-фенольной смолы предназначено для нанесения на внутреннюю поверхность напорных нефтепроводов, транспортирующих нефть (Рисунок 12).



Рисунок 12 – Трубы с покрытием на основе эпоксильно-фенольной смолы

Преимущества:

- Высокая антикоррозионная стойкость покрытия к воздействию агрессивных сред.
- Быстрый ввод трубопровода в эксплуатацию. В трубах исключено наличие окалины и ржавчины, имеющих место в трубах без покрытия, которые с трудом поддаются удалению, забивающие коммуникации и загрязняющие транспортируемые продукты.
- Увеличение пропускной способности трубопроводов. При одинаковой величине напора пропускная способность трубопроводов с покрытием увеличивается на 5...10 % по сравнению с трубопроводами без покрытия. Экономические расчеты показывают, что рост производительности трубопровода уже на 1 % оправдывает расходы на нанесение внутреннего покрытия.
- Упрощение эксплуатации. Опыт показал, что трубопроводы с покрытиями необходимо реже прочищать от шлама. В случае перекачивания нефти значительно уменьшается отложение парафинов (сцепление парафина с покрытием в 400 раз ниже сцепления с металлом трубы).
- Отличная защита при хранении. Трубы с покрытиями защищены от коррозионного воздействия атмосферы на стадиях транспортировки, хранения

и монтажа без каких либо дополнительных мероприятий (консервационных покрытий, смазки и т.п.).

3. Эпоксидное покрытие. Существующая в мире тенденция на преимущественное применение для внутренней защиты труб нефтяного сортамента эпоксидных покрытий, имеет место и в нашей стране [23]. Покрытия на основе эпоксидных материалов обеспечивают целый ряд необходимых свойств, таких как твердость, гибкость, водостойкость, стойкость к образованию газовых пузырей, минимальный прогар в районе сварного шва. Эпоксидные покрытия (рис. 9) надежно защищают внутреннюю поверхность трубопроводов от абразивного износа и агрессивных сред, предотвращают отложение парафинов и солей, а также являются технологичными и недорогими в связи с невысокой (350...500 мкм) толщиной защитного слоя (Рисунок 13).



Рисунок 13 –Эпоксидное покрытие труб

3. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СОВЕТСКО-СОСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Представленные технологии очистки линейных сооружений на Советско-Соснинском месторождении эффективны в процессе очистки трубопровода.

Существуют различные типы скребков для разных степеней очистки линейных сооружений, для безостановочного технологического процесса на Советском месторождении используются - Полиуретановые манжетные поршни Семигор.

Характеристика полиуретанового манжетного поршня приведена в Таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика полиуретанового манжетного поршня

Параметр	Испытания по стандарту	75 А (МДИ)	85 А (МДИ)	85 (ТДИ)
Твердость по Шору, Шор А	DIN 53 505	74,0±1,4	85,0±1,2	81,2±1,4
Износ, мм ³	DIN 53 516	37,8±4,4	38,1±5,5	54,9±5,3
Прочность при растяжении, N/мм ²	DIN 53 504	43,0±3,5	46,4±3,4	46,0±3,7
Относительное удлинение при разрыве, %	DIN 53 504	407,4±27,5	414,6±29,2	546,8±29,7
Сопротивление разрастанию трещины, N/мм	DIN 53 515	17,0±2,7	33,5±4,8	34,1±4,6
Температурный диапазон, °С	От -30 до +50 °С			

В летний период скребки запускаются в 2 раза реже, чем в зимний период. (Рисунок 14)



Рисунок 14 – Полиуретановый манжетный поршень

В случае понижения давления на АГЗУ возможен отказ, за этим ведётся постоянный контроль при помощи манометров.

Для предотвращения появления парафиновых пробок (при повышении давления), используют очистные устройства, а также АДПМ для закачки в сосуд горячей нефти.



Рисунок 15 – ППУА 1600/100 на шасси Урал

Данная установка ППУ 1600/100 (Рисунок 15) предназначена для депарафинизации призабойной зоны скважин, трубопроводов, резервуаров, арматуры и другого нефтепромыслового оборудования насыщенным паром низкого и высокого давления. Все оборудование размещается на монтажной раме, прикрепленной к лонжеронам автомобиля и накрыто кунгом.

- Производительность по пару 1600 кг/час.
- Рабочее давление от 0,6 до 10 МПа.
- Максимальная температура пара °С 310
- Топливо для парового котла дизельное
- Время работы в автономном режиме при полной заправке цистерны час.

3,5

В установке используется хорошо зарекомендовавший себя плунжерный насос ПТ-32, который по сравнению с широко используемыми прочими насосами имеет ряд преимуществ:

- более высокая производительность
- работа на меньших оборотах, что в свою очередь увеличивает срок службы.
- значительно низкий уровень шума при работе.



Рисунок 16 -Парогенераторная установка ППУ 2000/100

Данная установка ППУ 1600/100 (Рисунок 16) применяется на Советско-Соснинском месторождении для депарафинизации призабойной зоны скважин,

трубопроводов, резервуаров, арматуры и другого нефтепромыслового оборудования насыщенным паром низкого и высокого давления.



Рисунок 17 - Агрегат для депарафинизации скважин горячей нефтью.

На Советско-Соснинском месторождении применяется для депарафинизации нефтяных скважин горячей нефтью при температуре окружающего воздуха от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Состоит из нагревателя нефти, насосов, вентилятора, трансмиссии, приборов КИП и автоматики, запорной, регулирующей, предохранительной арматуры, технологических, вспомогательных трубопроводов и всасывающих рукавов. Все механизмы и устройства расположены на монтажной раме, прикрепленной к лонжеронам шасси автомобилей КрАЗ-65101, УРАЛ-43203, УРАЛ-5557. Наличие вспомогательных трубопроводов дает возможность быстро подключить агрегат к скважине и емкости с нефтью. Агрегат легко запускается в работу, нефть нагревается до установленной температуры за 20 минут с момента пуска. Агрегат прост по конструкции, имеет хороший доступ к оборудованию и механизмам, единый пульт управления, удобен в эксплуатации. Агрегат АДМП 12/150 в основном соответствует промышленным аналогам на рынке, в настоящее время нами ведется определенная работа на модернизацию установки.

Рациональный оптимальный поток, напорные характеристики в трубопроводе не снижаются, соответственно, если нет снижения характеристик, загрязнения трубопровода нет.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты не более 62439,94; Амортизационные отчисления - 4068,5; Затраты на оплату труда - 189604,6.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Процентная надбавка за сев. коэф. - 50 % Районный коэффициент - 70 % Ежемесячная премия - 50 %</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка отчислений во внебюджетные фонды – 30,4%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты материальных затрат на оплату труда, страховых отчислений, прибыль от продажи нефти, прибыли за счет сокращения количества ремонтов, индекса доходности</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка календарного план- графика</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности мероприятий по борьбе с механическими примесями</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Диаграмма Ганта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	д.э.н.		29.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович		29.04.2021

транспортировка химических реагентов происходит с помощью специальной техники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Для расчётов примем гипотетическую скважину со следующими характеристиками:

- Среднесуточный дебит $Q_c = 20$ т/сут;
- Межремонтный период 1,5 месяц;
- Коэффициент эксплуатации $K_3 = 0,9$.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих выборов очистки линейных сооружений, существующих на рынке, помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам, и позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести сравнительный анализ технического решения и выявить критерии, по которым оно уступает конкурентным.

Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице н приведена оценочная карта полиуретанового манжетного поршня и удалителя парафиноотложений УНОКЕМ 10005с, рассмотренных в работе.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Баллы			Конкурентоспособность		
	Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности						
Повышение качества товарной нефти	5	4	4	0,75	0,50	0,50
Соответствие критериям производителя	5	4	4	0,50	0,35	0,35
Оценка количества очистки от мех.примесей	5	4	3	0,60	0,50	0,40
Динамика продуктов очистки	5	4	4	0,50	0,40	0,40

Остаточное содержание мех.примесей в трубопроводе	5	5	4	0,50	0,50	0,40
Экономические критерии оценки эффективности						
Конкурентоспособность продукта	5	5	5	0,40	0,40	0,35
Уровень проникновения на рынок	4	4	3	0,24	0,24	0,18
Предполагаемый срок эксплуатации	5	5	5	0,30	0,30	0,30
Финансирование научной разработки	5	5	4	0,15	0,15	0,12
Срок выхода на рынок	5	5	3	0,30	0,26	0,22
Наличие сертификации разработки	5	5	5	0,20	0,20	0,20
Итого:	54	50	44	4,44	3,80	3,42

Полученные значения говорят об эффективности применения способов очистки линейных сооружений. Они являются конкурентоспособными, уникальными и простыми в применении, но следует увеличить перспективность в использовании.

Согласно оценочной карте можно отметить, что К1 - полиуретановый манжетный поршень Семигор, по многим показателям превосходит конкурента К2.

К2 –удалитель парафиноотложений УНОКЕМ 10005с во многом уступает К1, но более привлекателен по цене. Не рекомендуется использовать в качестве базового способа очистки, так как имеются более эффективные варианты, но отлично подойдет в качестве дополнительного в применении очистки линейных сооружений.

4.2 План-график реализации проекта

Диаграмма Ганта – это горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула **Н**.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad 1.1$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad 1.2$$

где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_{ki} нужно округлить до целых чисел. Расчетные данные сводим в таблице 1, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 2.

Таблица 5 - Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Исследование трубопровода	1 день	01.01	01.01	Мастер
Подготовительные работы	1 день	01.01	01.01	Слесарь Сварщик Линейный трубопроводчик
Очистка, крепление	1 день	01.01	01.01	Слесарь Сварщик Линейный трубопроводчик
Промывка трубопровода	1 день	01.01	01.01	Линейный трубопроводчик
Итого	1 день	01.01	01.01	

Таблица 6 - Календарный план-график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	$T_{\text{к}}$, кал, дн.	Продолжительность выполнения работ																
			Январь			Февраль			Март			Апрель			Май				
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
Исследование трубопровода	Мастер	1																	
Подготовительные работы	Слесарь Сварщик Линейный трубопроводчик	1																	

Очистка, крепление	Слесарь Сварщик Линейный трубопроводчик	1																	
Промывка трубопровода	Линейный трубопроводчик	1																	

где  - Мастер;
 - Слесарь;
 - Линейный трубопроводчик;
 - Сварщик.

4.3 Расчет сметы затрат

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на оплату труда и страховые взносы, амортизацию основных фондов.

В зависимости от применяемой технологии используются различные очистительные поршни. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходными ресурсами для проведения технологического процесса по очистке трубопровода. Стоимость данных материалов указана в таблице **Н** (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 7 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Полиуретановый манжетный поршень Семигор	10	3787,21 руб, шт	37872,1
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,97	24567,84
ИТОГО			62439,94
Удалитель парафиноотложений УНОКЕМ 10005с	1200 л	50000 руб/т	45011,25

Техническая вода	30 м3	0	0
Электричество	94 кВт/ч	2,97	24567,84
ИТОГО			69579,09

4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расходы на оплату труда складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 154-156 часов. Районный коэффициент к заработной плате в Томской области составляет - 70 %, ежемесячная премия в размере - 50 %, северная надбавка – 50%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 5.

Таблица 8- Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Месячная тарифная ставка, руб	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия, 50%	Районный коэффициент, 70%.	Надбавка за северный коэф, 50%.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	55000	130	11	10010	14014	10010	54054
Слесарь	45000	107	11	8239	11534,6	8239	44490,6
Линейный трубопроводчик	40000	104	11	8008	11211,2	8008	43243
Сварщик	45000	115	11	8855	12397	8855	47817
ИТОГО							189604,6

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя - страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев, при проведении работ на объекте (таблица 6).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом

0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 9 – Расчет страховых взносов при проведении работ бригадой ЦЭРТ

	Заработная плата	ФСС (2,9 %)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4 %)	Всего, руб.
Затраты	189604,6	5498,5	10238,65	41713,01	758,41	58208,57

4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные результаты

Для проведения закачки используется передвижная установка по закачке удалителей парафиноотложений или ингибиторов коррозии УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
-----------------------------	-----------------------------------	-------------------------------------	--

УДР-32М	4050000	10	4068,5
Итого			4068,5

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятий по закачке удалителей парафиноотложений или ингибиторов коррозии, которая представлена в таблице 8.

4.3.3 Расчет затрат на реализацию проекта

. Таблица 11– Затраты на проведение мероприятий по работе с трубопроводом

Состав затрат	Полиуретановый манжетный поршень Семигор, руб	Удалитель парафиноотложений УНОКЕМ 10005с, руб
Материальные затраты	62439,94	69579,09
Затраты на оплату труда	189604,6	189604,6
Страховые взносы	58208,57	58208,57
Амортизационные отчисления	4068,5	4068,5
Итого основные расходы	314321,61	321460,76

Таким образом общая сумма затрат на мероприятие по работе с полиуретановым манжетным поршнем Семигор составит $Z_{п1}$ - 314321,61 рублей, а на закачку удалителем парафиноотложений УНОКЕМ 10005с $Z_{п2}$ - 321460,76 рублей, что в 1,02 раза меньше в сравнении с химической технологией.

4.3.4 Затраты на ремонт

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем произведением (н):

$$Z_p = N_{p*} * C_p = 12 * 50000 = 600000 \text{ руб.} \quad 1.2$$

где N_p -количество ремонтов в год,

C_p - цена одного ремонта, составляет в среднем 50000 рублей.

Работа с поршнями даёт увеличение межремонтного периода в 3раза. Следовательно, количество ремонтов в год N_p после применения технологии снизится до 4. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим образом:

$$Z_{p1} = N_p * C_p = 4 * 50000 = 200000 \text{ руб.}$$

Для удалителя парафиноотложений межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны:

$$З_{p2} = N_p * Ц_p = 6 * 50000 = 300000 \text{ руб.}$$

4.4 Расчет экономического эффекта способа очитки линейных сооружений

Прибыль от продажи нефти

Рассчитаем годовой дебит трубопровода Q_{Γ} (н):

$$Q_{\Gamma} = Q_c * 360 * K_э = 20 * 365 * 0,9 = 6570 \text{ тонн/год.} \quad 1.3$$

Стоимость одной тонн нефти $Ц$ (с учетом НДС) равна 17500 рублей [52]. Значит доход от продажи нефти за год $Д$ составляет (н):

$$Д = Ц * Q_{\Gamma} * N_{пр} = 17500 * 6570 = 114975000 \text{ руб/год.} \quad 1.4$$

До проведения работ:

$$Д_0 = Д - З_p = 114975000 - 600000 = 114375000 \text{ руб.}$$

После работы с полиуретановым манжетным поршнем Семигор:

$$Д_1 = Д - З_{p1} = 114975000 - 200000 = 114775000 \text{ руб.}$$

После закачки удалителя парафиноотложений УНОКЕМ 10005с:

$$Д_2 = Д - З_{p2} = 114975000 - 300000 = 114675000 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль

Налог на прибыль равен 20%.

До проведения работ (н):

$$Н_{пр0} = \frac{Д_0 * 20\%}{100\%} = 22875000 \text{ руб.} \quad 1.5$$

Для работы с поршнем

$$Н_{пр1} = \frac{Д_1 * 20\%}{100\%} = 22955000 \text{ руб.}$$

Для удалителя парафинов:

$$Н_{пр2} = \frac{Д_2 * 20\%}{100\%} = 22935000 \text{ руб.}$$

Прирост прибыли за счет снижения количества ремонтов

Для поршня (н):

$$\Delta\Pi_1 = (D_1 - H_{\text{пр}1}) - (D_0 - H_{\text{пр}0}) - Z_{\text{п}1} = 5878,39 \text{ руб.} \quad 1.6$$

Для удалителя парафинов:

$$\Delta\Pi_2 = (D_2 - H_{\text{пр}2}) - (D_0 - H_{\text{пр}0}) - Z_{\text{п}2} = 5283,18 \text{ руб.}$$

Индекс доходности

Для поршня (н):

$$\text{ИД}_1 = \frac{\Delta\Pi_1}{Z_{\text{п}1}} = 0,62 \text{ руб/руб} \quad 1.7$$

Для удалителя парафинов:

$$\text{ИД}_2 = \frac{\Delta\Pi_2}{Z_{\text{п}2}} = 0,38 \text{ руб/руб}$$

По результатам расчета применение поршня в работе является более целесообразным и экономически выгодным решением, чем по сравнению с закачкой удалителя парафинов.

Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ, практически не отличается, индекс доходности работы с поршнем значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», специализация «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Выбор и обоснование применения технологии очистки линейных сооружений в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение	<p><i>Объект исследования: технология очистки линейных сооружений (полуретановый манжетный поршень Семизор и хим. реагенты).</i></p> <p><i>Область применения: очистка трубопровода.</i></p> <p><i>Рабочая зона: полевые условия.</i></p> <p><i>Климатическая зона: умеренно-континентальная циклическая.</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: установка добычи нефти.</i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: очистка линейных сооружений.</i></p>
-----------------	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>ТК РФ, N 197 –ФЗ Трудовой кодекс РФ.</p> <p>ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</p>
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Превышение уровня вибрации; – Повышенная загазованность воздуха, работа с вредными веществами; - Отклонение показателей климата на открытом воздухе; - Освещенность; – Укусы насекомых/животных. <p>Психофизические факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Физические нервно-психические перегрузки. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий сотрудник; 2. Производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе ремонтируемого устройства; 3. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;

	<p>4. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего сотрудника.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения, репелленты, сетки.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: загрязнение территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III, СЗЗ – 500м.</p> <p>- Воздействие на литосферу: загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, утилизация ТБО и элементов отработавшего оборудования.</p> <p>- Воздействие на гидросферу: разливы попутных вод, поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из нефтепроводов, продукты жизнедеятельности персонала.</p> <p>- Воздействие на атмосферу: основные источники выбросов, загрязняющих веществ.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожары, -взрывы, -геологические воздействия (оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); - природные (наводнения, ураган и т.д.) <p>Наиболее типичная ЧС: Пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Мозговой Павел Александрович		29.04.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования данной работы является Советско-Сосинское месторождение Александровского района Томской области. В данной работе будет рассматриваться один из способов повышения эффективности очистки нефтепровода на Советско-Сосинском месторождении. Борьба с АСПО, коррозией, замерзанием трубопровода, вязких флюидов помогает увеличить период очистки нефтепровода и повысить межремонтный цикл работы линейных сооружений, что является одной из основных задач при эксплуатации объекта. Рабочие процессы Советско-Сосинского месторождения – бурение и добыча нефти.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Глава 47 ТК РФ устанавливает особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Вахтовый метод — это особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности (ст. 297 ТК РФ).

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период

нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

В обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий труда входит проведение обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажей по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда.

Согласно пункту ст. 212 ТК РФ, в систему обучения входят:

- проведение инструктажей по охране труда;
- стажировка на рабочем месте;

– обучение по охране труда (подтверждается наличием удостоверения о проверке знаний требований охраны труда);

– обучение оказанию первой помощи пострадавшим на производстве.

Разработка генерального плана должна основываться на принципах:

– обеспечения пожаробезопасных условий проведения производственного процесса;

– обеспечения возможности безопасной эвакуации людей из зданий и сооружений и с территории объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений при возникновении пожара и/или пожароопасной аварии.

Кустовые площадки добывающих скважин должны размещаться за пределами охранных линий электропередачи, магистральных нефте- и газопроводов, водозаборных, промышленных и гражданских объектов.

5.2 Производственная безопасность

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно.

Под идентификацией потенциально вредных и (или) опасных производственных факторов понимаются сопоставление и установление совпадения имеющихся на рабочих местах факторов производственной среды и трудового процесса с факторами производственной среды и трудового процесса, предусмотренными классификатором вредных и (или) опасных производственных факторов, утвержденным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

Работник подвержен вредному воздействию, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015, находясь на территории производственного объекта.

Таблица 1 - Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте при выполнении НИР

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с отклонением показателей климата на открытом воздухе	Постановлением 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" Постановление от 16.12.2002 г. №370 Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области.
Повышенная загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны Федеральный закон от 30.03.1999 № 52-ФЗ (ред. от 02.07.2021) «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2022)
Опасность повреждений насекомыми	ГОСТ Р 12.4.296-2013 ОДЕЖДА СПЕЦИАЛЬНАЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ВРЕДНЫХ БИОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ (НАСЕКОМЫХ И ПАУКООБРАЗНЫХ) Общие технические требования. Методы испытаний
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда ШУМ Общие требования

	безопасности (Дата введения 2015-11-01) СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с изменением № 1)
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения (от 01.01.1981) ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация Изменение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека (Действ. редакция 2008-07-01)
Нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса психофизические факторы	ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Р 2.2.2206-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда (01.11.2005 в действ. ред.)
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные (01.07.1982 в действ. ред.) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности (от 01.01.1992 в действ. ред.)
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016). Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования (от 01.06.2020 г.)
Воздействие статического электричества	ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ Пожаро-взрывобезопасность статического электричества. Общие требования (от 01.01.1991 в действ. ред.) ГОСТ 31613-2012 15 марта 2019 г. Электростатическая искробезопасность. Общие технические требования и методы испытаний.

<p>Опасность короткого замыкания</p>	<p>ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. Актуализированная редакция 06.04.2015 г. Гост Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания от 01.07.2008 в действ.ред.</p>
--------------------------------------	--

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по борьбе с осложнениями, возникающими при эксплуатации линейных сооружений, относятся:

- *Загазованность рабочей зоны;*

При выполнении работ по борьбе с химическими ингибиторами, зачастую используют различные виды растворов, необходимых для качественного проведения мероприятия. Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал, в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а также при опорожнении этих линий при разборке оборудования. Учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 10 наименований автотранспортной техники, можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества. Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут

вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу. ПДК Метанола – 7000 мг/м³. Класс опасности 4.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

– противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;

- устройство вытяжной местной вентиляции.

• *Производственные метеоусловия;*

Климат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях Западной Сибири среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45⁰С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного

воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- регламентированный график труда и отдыха;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения;

- расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений;

- перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы.

В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен:

- горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чай и др.);

- в целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду;

- допустимую продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10-минутных перерывов на обогрев (за четырехчасовой период рабочей смены) применительно к выполнению работ следует определять в соответствии с климатическими условиями региона.

- *Шум и вибрация на рабочем месте;*

В процессе добычи нефти значительное влияние на рабочий персонал оказывает вибрация и шум. Источниками являются электродвигатели, насосы и разнообразные машины и механизмы. Допустимые значения уровня шума и вибраций нормируются. Предельное значение уровня шума на рабочих местах, установленное ГОСТ 12.01.003–2014, составляет 80 дБ. Согласно ГОСТ 24346–80, допустимый уровень вибрации на рабочих местах не должен превышать 92 дБ.

В целях борьбы с вредным влиянием данных факторов, работников обеспечивают средствами индивидуальной защиты, которые включают в себя перчатки, обувь, стельки, изготовленные из виброизолирующего материала, а также наушники, подавляющие воздействие шума.

К коллективным средствам защиты можно отнести применение специальных виброизолирующих покрытий, установку вибрирующего оборудования на фундамент, препятствующий распространению вибраций.

- *повреждения, наносимые насекомыми;*

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

Наибольшую опасность из насекомых представляет клещ, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Работодатель обязан организовать вакцинацию сотрудников, чья работа связана с риском подцепить инфекционные болезни. Перечень работ, при которых вакцинация обязательна, утвердило Правительство постановлением от 15.07.1999 № 825. Календарь профилактических прививок по эпидемическим показаниям утвердили в приложении 2 к приказу Минздрава от 06.12.2021 № 1122н. Одну из наибольших опасностей представляют клещи, которые переносят КВЭ.

При наступлении несчастного случая работник должен немедленно сообщить об этом работодателю. В организации может быть принят отдельный локальный акт с указаниями, как работники должны действовать при несчастном случае на производстве. В нем также можно прописать порядок уведомления руководства предприятия. Если порядок не прописан, работник вправе сообщить о несчастном случае любым доступным ему способом.

В дальнейшем пострадавшему нужно собирать все медицинские документы и расходные документы, подтверждающие его затраты на лечение (если таковые будут).

Если комиссия признает несчастный случай связанным с производством, то пострадавшему должны будут выдать акт по форме Н-1 и выплатить положенные ему страховые выплаты. В зависимости от характера повреждений здоровья это может быть не только пособие по временной нетрудоспособности, но и другие выплаты (пп. 1-3 п. 1 ст. 8 Закона N 125-ФЗ).

- *психофизические факторы (монотонность, психоэмоциональное напряжение)*

Монотонная работа может привести к переоценке продолжительности рабочего времени (рабочая смена кажется значительно длиннее), рабочий с нетерпением ждет окончания смены. Монотонность негативно влияет на эффективность: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность, увеличивается текучесть кадров.

Психоэмоциональное напряжение, возникает при воздействии эмоционально-отрицательных и экстремальных факторов, связанных с выполняемой профессиональной деятельностью.

Меры профилактики стрессовых состояний предусматривают внедрение рациональных режимов труда и отдыха, комплекса оздоровительно-профилактических мероприятий для предупреждения воздействия стресс-факторов на организм работающих. Важным является устранение источника

напряжения (МР 2.2.9.2311-07 Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности).

- *Производственное освещение;*

Недостаточная освещенность оказывает влияние на работу зрительного аппарата, на психику человека. Также слабое освещение может вызывать усталость центральной нервной системы. Для того, чтобы избежать вредного влияния данного фактора существуют определенные требования к организации освещения рабочих зон. Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы в темное время суток должны быть освещены. В производственных помещениях должно быть предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Распределение яркости на рабочей поверхности должно быть равномерным, без пульсаций. Установки освещения должны быть достаточно долговечными и безопасными (40Люкс).

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Электробезопасность

ЦЭРТ обеспечивается трехфазным переменным током (напряжением 220 В) и постоянным током.

В целях безопасности используются коллективные и индивидуальные средства защиты. Под коллективными средствами защиты подразумевается изоляция проводов, защитное заземление, зануление, защитное отключение, предупреждающие плакаты и указатели напряжения.

Для предотвращения аварийных ситуаций требуется проведение первичного инструктажа и соблюдения правил техники безопасности. Перед проведением работ с использованием электрооборудования (нагревательные приборы, перемешивающие устройства, весы, насосы, компрессоры, роторные испарители, сушильные шкафы, холодильные установки и оргтехника) следует внимательно проверить целостность изоляции, а также используемых розеток. При проведении работ не перекручивать и не располагать возле нагревательных

приборов провода электропитания. При появлении признаков неисправности электроприборов или проводов электропитания необходимо обесточить электроприбор или полностью рабочую зону, воспользоваться предупреждающими знаками и вызвать электрика.

Действие электрического тока на организм носит разносторонний характер. Проходя через организм, электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое действие.

Меры защиты от поражения электрическим током:

- Недоступность токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения может быть обеспечена рядом способов, в том числе изоляцией токоведущих частей, размещением их на недоступной высоте, ограждением (сплошным или сетчатым и др.).

- Опасность поражения током при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других нетоковедущих частях электрооборудования устраняется с помощью защитного заземления, зануления, защитного отключения, двойной изоляции, а также применением малых напряжений.

- Контроль за состоянием изоляции электроустановок осуществляется путем периодического измерения сопротивления изоляции и испытания повышенным напряжением.

- Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять специальные защитные средства (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, и т.д.).

В электроустановках запрещается допускать приближение людей, механизмов и подъемных сооружений к находящимся под напряжением, не огражденным, токоведущим частям на расстояние менее, чем указано в таблице н.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ воздействия на селитебную зону

Санитарно-защитная зона - обязательный элемент любого объекта,

который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека.

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» п.3 Добыча руд и нерудных ископаемых Промышленные объекты по добыче нефти относят к III классу опасности, размер СЗЗ устанавливается не менее 500м.

Опасные производственные объекты должны располагаться на достаточном расстоянии от жилых зон для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект.

Для этого применяют следующие меры:

1. Территория огораживается по периметру.
2. Устанавливается видеонаблюдение и охранная сигнализация по периметру.
3. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.

5.3.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Источники выбросов загрязняющих веществ делятся на «организованные» и «неорганизованные». Источниками постоянных «организованных» выбросов загрязняющих веществ на рассматриваемых промплощадках являются:

Таблица н – Перечень источников выбросов в атмосферу

Наименование производства и источников выброса	Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Наименование вещества	Периодичность,	Годовая величина залповых выбросов, тонн
ТМПГ №1: сепаратор С-1/1.	без.обезвр., без утилиз.	Углеводороды предельные C ₁ -C ₅	постоянно	15,732

- дыхательные клапаны резервуаров и емкостей;
- факел при сжигании затворного газа и газов дегазации и выветривания.

Специальные мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ не разрабатываются. В связи с тем, что объекты нефтяной промышленности являются предприятиями с непрерывным режимом работы, для них предусматриваются мероприятия общего характера, согласно РД 52.04.52-85.

5.3.3 Анализ воздействия на гидросферу

Для предотвращения попадания в водную среду загрязняющих веществ (химреагенты, ГСМ и др.) с промплощадок проведено их обвалование с устройством гидроизоляционной подушки. Организованный отвод дождевых и талых вод с территории промплощадки производится по специальным водоотводным канавам, по которым вода собирается в специальные отстойники. По мере накопления вода подается на очистные сооружения.

Важнейшим мероприятием по защите поверхностных вод на территории месторождения является очистка хозяйственных и промышленных сточных вод до установленных требований. Очищенные промышленные сточные воды закачиваются в поглощающие скважины сеноманского горизонта, а хозяйственные сточные воды, после очистки сбрасываются на рельеф.

5.3.4 Анализ воздействия на литосферу

Абсолютно вредных веществ нет. Любой загрязнитель в невысокой дозе практически безвреден. Так в атмосфере с появлением и развитием промышленности всегда присутствовали оксиды углерода, серы, азота в небольших количествах. В воде и почве есть тяжелые металлы. Очистка атмосферы, воды или почвы от вредных веществ-загрязнителей-это снижение их концентрации до величины, при которых они становятся безвредными.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для Советско-Соснинского месторождения характерны следующие виды чрезвычайных ситуаций:

– природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.

– техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечке нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды». основополагающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

5.4.1 Анализ возможных ЧС

При возникновении пожара в ЦЭРТ необходимо:

- немедленно прекратить рабочий процесс;
- выключить вентиляцию и все электронагревательные приборы;
- закрыть окна и двери;
- немедленно сообщить руководителю цеха, при необходимости вызвать пожарную охрану по телефону 01;
- приступить к ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения (пожарными кранами, огнетушителями);
- принять меры по сохранности материальных ценностей.

Собирать и утилизировать вредные вещества следует в соответствии с правилами утилизации отходов, сыпучие и твердые собрать совком, при разливе кислот поверхность нейтрализовать.

В случае превышения ПДК паров нефтепродуктов, газов в воздухе рабочей зоны необходимо включить вытяжную и приточную вентиляцию, проветрить помещение. Провести повторный замер воздуха рабочей зоны на

наличие углеводородов нефти и газов. Убедиться, что ПДК не превышен. После этого приступать к дальнейшему выполнению работ.

Работник, обнаруживший факт происшествия:

- аварии;
 - инцидента;
 - пожара;
 - взрыва;
 - нахождения посторонних лиц и предметов на территории производственного объекта;
- чрезвычайных ситуаций должен немедленно и с максимальным количеством фактов передать оперативную информацию непосредственному руководителю, специалисту, в диспетчерскую службу цеха. В случае возникновения опасности для жизни и здоровья, необходимо покинуть производственный объект в соответствии с планом эвакуации.

5.4.2 Меры по предупреждению взрыво- и пожарной обстановки

Безопасность труда обеспечивается соблюдением в проекте требований действующих норм и правил. Для обеспечения безаварийной работы предусмотрены:

- герметизация оборудования и трубопроводов;
- применение для тепло- и звукоизоляции трубопроводов и оборудования негорючих материалов;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой (сбросные, обратные клапаны и др.), обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- аварийное освещение в помещениях с питанием от аккумуляторных батарей;
- аварийная остановка сооружений;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных

зон;

- использование стальных бесшовных труб для нефтепроводов и других технологических трубопроводов с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе;

- использование сварных соединений на нефтепроводах и трубопроводах с взрывопожароопасными и токсичными веществами;

- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления, проверенных и испытанных на заводе;

- опознавательная окраска нефтепроводов и других технологических трубопроводов.

Основное внимание было уделено:

- повышению уровня подготовки органов управления и сил на решение задач по защите объектов Общества от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в мирное и военное время, а также террористических угроз;

- обучению работников Общества в области гражданской обороны, пожарной безопасности и защиты от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- оснащению объектов Общества новейшими системами аварийной сигнализации (охранной, пожарной, газовой).

5.4.3 Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации ее последствий

Ответственность за ликвидацию аварии, до приезда ответственного руководителя (начальника службы, главного инженера), несет сменный инженер объекта, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования. В случае его неправильных действий главный инженер (начальник службы) промысла обязан вмешаться в ход ликвидации аварии вплоть до отстранения сменного инженера, принимая на

себя руководство и ответственность за дальнейший ход ликвидации аварии.

Ликвидация аварий производится согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), утвержденного главным инженером Общества. Дежурный персонал обязан знать признаки аварий по технологическому оборудованию и коммуникациям, методы нахождения неисправностей и ликвидации аварий.

При возникновении аварии и в течение аварийной ситуации оперативный персонал обязан с учетом складывающейся обстановки принимать быстрые и эффективные меры к предотвращению угрозы жизни и здоровью людей, повреждению смежного с аварийным объектом оборудования и коммуникаций и недопущению других нежелательных последствий.

В аварийной ситуации персонал должен:

- принять меры к локализации аварии, прекращению поступления в зону аварии горючих веществ, материалов, которые при горении выделяют вредные и ядовитые вещества;

- после осмотра места аварии сообщить о создавшейся ситуации и принятых мерах руководству промысла;

- после прибытия на место аварии восстановительных и пожарных подразделений, сообщить их руководителям о создавшейся ситуации, о положении запорной арматуры на технологических коммуникациях, примыкающих к зоне аварии, месторасположении и условиях проезда к пожарным гидрантам.

Для принятия неотложных мер по локализации аварии и ликвидации ее последствий оперативный персонал имеет право привлекать к работам всех, кто находится на установке в момент аварии.

Вывод:

В ходе работы был проведен анализ возможных вредных и опасных производственных факторов, которые могут оказывать отрицательное влияние на физическое состояние рабочего персонала.

Согласно Правилам устройства Цеха эксплуатации и ремонта

трубопроводов относится к помещению с повышенной опасностью.

Работники ЦЭРТ обязаны соблюдать требования Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом и других инструктажах. Группа персонала по электробезопасности имеет II группу допуска. Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок. Категория тяжести трудового процесса ЦЭРТ относится к допустимому классу условий труда.

Помещения категории «А» в здании модуля подготовки нефти, оборудованы УФ/ИК детекторами пламени типа U 7652В. В помещениях категории «А» блока-бокса фильтров нефти, блоков-боксов маслофильтров установлены тепловые пожарные извещатели многократного действия типа ИП103-4/1 ИБ70, подключаемые к контроллеру типа «ПК-4510» через «Устройство приемно-контрольное, охранно-пожарное, взрывозащитное, с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь» УПКОП 135-1-1. В блоках-боксах насосной склада предусмотрены извещатели ИП103-2/1.

В соответствии с Критериями отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, установка добычи нефти относится к объектам I категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выбрал и обосновал технологию очистки линейных сооружений. Дана оценка условиям промышленной транспортировки нефти на промыслах месторождений. Выявлены современные технологические подходы к увеличению пропускной способности промысловых систем линейных сооружений. Приведен анализ эффективности применения технологий по очистке промысловых трубопроводов в процессе эксплуатации на Советско-Соснинском месторождении.

Рассчитан годовой экономический эффект по использованию метода очистки агрегатами и ингибиторами двумя способами. При анализе выявлено, что годовой прирост по использованию полиуретанового манжетного поршня прибыль составила 5878,39 рубля, по сравнению с использованием удалителя парафинов 5283,18 рубля. По расчету индекса доходности показало уретановый 0,62 руб, и удалитель парафинов 0,38 руб/ руб. По расчетам можно сделать выводы, что при выборе очистки экономически целесообразно отдать выбор полиуретановому манжетному поршню, по сравнению с закачкой удалителя парафинов.

Представлены меры производственной безопасности работы в ЦЭРТ, с вредными и опасными производственными факторами, правила работы с опасным оборудованием и меры по безопасности труда при работе с вредными веществами. Рассмотрены действия в чрезвычайных ситуациях и методы действия работника.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие для вузов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2004. – 662 с.
2. Большая Советская Энциклопедия. Гл. ред. А.М. Прохоров. Изд.3-е. М., «Советская Энциклопедия», 1977. – 624 с.
3. Машины и оборудование нефтепроводов: учебное пособие / В.Г. Крец, А.В. Рудаченко, В.А. Шмурыгин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 328 с.
4. Трубопроводный транспорт нефти/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.: Под.ред.С.М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. –изд. 2-е – М.: ООО « Недра – Бизнесцентр », 2006. – Т.2. – 621 с.
5. ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. – М.:ВНИИНП, 2002 – 23 с.
6. ВНТП 3–85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – М.:ВНИСТ, 1985 – 202 с.
7. Терпинская В.В./ Анализ эффективности эксплуатации трубопроводов при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область). /УДК 622.276.58.054(571.16).
8. Нефтегазовое дело. Полный курс. Учебное пособие / Тетельмин В.В., Язев В.А. – Долгопрудный: Издательский Дом « Интеллект», 2009. – 800 с.
9. Butler Tech – система механических соединений при монтаже трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.butlertech.ru.
10. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. –3-е изд., испр. и доп. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005.- 528 с.

11. Ковалевский Б.И. Методы и средства повышения эффективности пропускной способности/ Б.И. Ковалевский. - Новосибирск: Наука, 2005г.-341 с.
12. Мильштейн Л.М. Опыт применения и перспективы совершенствования технологий очистки трубопроводов // Нефтяное хозяйство – 2009. – № 3. – С.88–91.
13. Сахабутдинов Р.З. Решение проблемы удаления сероводорода в ОАО «Татнефть» // Технологии нефти и газа. – 2007. – № 2. – С.13– 17.
14. Квеско Б.Б./ Подземная гидромеханика: учебное пособие / Б.Б. Квеско, Е.Г. Карпова; Томский политехнический университет. - 2-е изд. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. - 168 с.
15. Урмомчев С.Ф., Полетаева О.Ю. Коагуляция механических примесей в потоке жидкости // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 9. – С.53–55.
16. ОАО «Гиповостокнефть» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gipvn.ru>.
17. ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
18. Осложнения в нефтедобыче/ Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина.- Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография»», 2003.-302с.
19. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях: Учебное пособие. / И.А. Гликеев, В.А. Насыров, А.М. Насыров. - М.: Инфа-Инженерия, 2019. -356 с.
20. ГОСТ 32504- 2013 (ISO 17824:2009, MOD) Нефтяная промышленность. Трубопроводы. Общие технические требования.
21. Аджиев А.Ю. Очистка трубопровода от примесей различными методами // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 88–89.
22. СТ СЭВ 4419-83 Защита от коррозии. – М.:ПКС, 1981 – 28 с.

23. А.Б. Киченко, С.Б. Киченко «К вопросу о выборе методики для прогнозирования коррозионной ситуации в горизонтальных и слабонаклонных трубах, транспортирующих углеводороды» // Практика противокоррозионной защиты. – 2007. – №3(45). – С. 6–25..

24. Незасорная эксплуатация: борьба с влиянием мехпримесей [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.mrmz.ru>.

25. Ингибиторы коррозии – защита от коррозии металла [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.ingibitory.ru.

26. Б.А. Мазепа Защита нефтепромыслового оборудования от парафиновых отложений. – М.: Недра, 1970. – 120 с.

27. Технические средства диагностирования: Справочник/В. В. Клюев, П. П. Пархоменко, В. Е. Абрамчук и др.; под общ. Ред. В. В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.

28. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. – М.:ИПТЭР, 1994 – 276 с.

29. Трубопроводный транспорт нефти/ С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: В 2 т. -2-е стер. изд. – М.:ООО «Недра - Бизнесцентр», 2006. – Т.2. – 621 с.

30. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/ Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга- Пер. с англ.- СПб.: Профессия, 2012. - 952с.

31. Попеневская О.Ю. Технические средства и их особенности для проведения работ по определению местонахождения и вида дефектов и аномалий линейной части нефтепроводов // Материалы IV Научнопрактической конференции молодых ученых и специалистов. – Томск: Изд-во «Оптимум», 2009. – С. 105–117.

32. ТУ 3631-017-87867182-2009 Установки горизонтальные.

33. NACE MR0175/ISO15156-2 Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production. – Brush Wellman Inc, 2003.

34. Опыт борьбы с мехпримесями в ООО «РН- Юганскнефтегаз» [Электронный ресурс]. – URL: <https://glavteh.ru>.

35. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. / Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта трубопроводов при их строительстве и эксплуатации. / Справ. Пособие: В 6т. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр»/ 2003г. – Т.5. - 431с.: ил. ISBN 5-8365-0156-4

36. ГОСТ 30319.0(1, 2, 3)-96 Нефть. Методы расчета физических свойств. Общие положения. – М.:ВНИЦСМВ, 1997 – 9 с.

37. С.К. Мокеров, А.Н. Родомакин. Отчет о визите группы специалистов ОАО «НК «Роснефть» в Канаду для изучения опыта эксплуатации трубопроводов в северных климатических условиях. – М.: ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – 121 с.

38. Е.В. Каракоцкая, Р.Р. Ишмуратов. Эффективность методов повышения надежности промысловых трубопроводов // Транспорт и подготовка нефти. – 2005. – №11. – С. 116–117.

39. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

40. График цены нефти Brent [электронный ресурс] URL: <http://www.profinance.ru>.

41. ГОСТ Р 22.0.05–2020 Промышленная безопасность. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации.

42. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.