

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
<b>Защита промысловых трубопроводов системы поддержания пластового давления от коррозии на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)</b>

УДК 622.692.4:620.197(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2022 г.

## 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	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
Р8	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>
Р9	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  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись)     (Дата)     (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович

Тема работы:

Защита промысловых трубопроводов системы поддержания пластового давления от коррозии на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12 с от 28.04.2022

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	Механизм формирования коррозии в трубопроводах. Анализ физико-химического свойства пластовых флюидов. Методы предупреждения образования солеотложений и коррозии. Методы борьбы с образованием солеотложений и коррозии. Анализ наиболее эффективных методов предупреждения и борьбы с образованием коррозии.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
Общие сведения о коррозии
Общие сведения о месторождении и лицензионном участке
Мероприятия по борьбе с коррозией и применение «Эффективного метода защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			29.04.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович		29.04.2022

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ППД** – поддержание пластового давления;

**БКНС** – блочная кустовая насосная станция;

**УВ** – углеводороды;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**МРП** – межремонтный период;

**ЦДНГ** – цех добычи нефти и газа;

**НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**БДР** – блок дозирования реагентов;

**УДР** – установка дозирования реагентов;

**ППУ** – передвижная парогенераторная установка;

**ДНГ** – добыча нефти и газа.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страниц, в том числе 14 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: коррозия, технологии предотвращения и удаления, солеотложения.

Объектом исследования является трубопровод системы ППД предприятия «Х» Томская область.

Цель исследования – это анализ комплекса мер повышения надежности трубопроводов системы поддержания пластового давления при их защите от коррозии.

В процессе исследования проанализированы причины и механизм образования солеотложений, их химический состав и классификация. Проведен анализ основных методов и технологий, применяемых для предотвращения и борьбы с коррозией.

В результате исследования предложен комплекс мероприятий по эффективной борьбе с солеотложениями и коррозией, образующимися при эксплуатации трубопроводов системы поддержания пластового давления (ППД).

Область применения: наземные и подземные трубопроводы, осложненные образованием отложений солей и коррозией.

Потенциальная экономическая эффективность связана с оптимизацией методов борьбы с коррозией.

## Оглавление

Введение .....	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ .....	13
1.1 Коррозия .....	13
1.1.2 Факторы коррозионного разрушения трубопроводов .....	16
1.1.2.1 Температура и pH воды .....	16
1.1.2.2 Содержание кислорода в воде .....	17
1.1.2.3 Минерализация воды .....	17
1.1.3 Структурная форма потока .....	18
1.1.4 Методы борьбы с коррозией .....	19
1.1.4.1 Химические методы .....	19
1.1.4.2 Физические методы .....	21
1.1.4.3 Биологические методы .....	21
1.1.4.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией .....	21
1.1.4.5 Профилактические методы .....	22
1.1.4.6 Пассивная и активная защита подземных металлических трубопроводов от коррозии .....	23
1.1.5 Определение скорости коррозии .....	24
1.2 Солеотложения и методы борьбы с ними .....	26
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ .....	30
2.1 Нефтегазоносность разреза .....	31
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна .....	32
2.3 Геофизические исследования скважин .....	33
2.4 Свойства пластовых вод .....	33
2.5 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей .....	35



2.6 Участки наиболее подверженные коррозии .....	43
3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ И ПРИМЕНЕНИЕ «ЭФФЕКТИВНОГО МЕТОДА ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ» А.А. КОЛОТОВА .....	44
3.1 Мероприятия по борьбе с коррозией.....	44
3.2 «Эффективный метод защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова .....	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	52
Введение .....	52
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	53
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	54
4.1.2 SWOT-анализ.....	56
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	60
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	60
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	61
4.2.3 Бюджет научно-технического исследования .....	65
4.2.3.1 Основная заработная плата исполнителей темы.....	68
4.2.3.2 Накладные расходы .....	71
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.2 Производственная безопасность.....	80
5.3 Анализ вредных производственных факторов .....	82
5.4 Анализ опасных производственных факторов .....	84
5.5 Экологическая безопасность.....	86
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации .....	87

Заключение .....	89
Список используемых источников .....	91

## Введение

Безопасная эксплуатация трубопроводов связана с проблемой повышения их надежности и долговечности и является сложной комплексной задачей, включающей в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Этой проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, однако в настоящее время она полностью еще не решена и многие вопросы остаются открытыми.

Эксплуатационная надежность трубопроводов в значительной степени определяется интенсивностью коррозии стенок трубопровода. Но основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией. Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и решение этой проблемы является важной задачей.

Цель ВКР – это анализ комплекса мер повышения надежности трубопроводов системы поддержания пластового давления при их защите от коррозии.

Объектом исследования в ВКР выступает трубопровод системы ППД предприятия «Х» Томская область.

Предметом исследования ВКР является коррозия трубопровода системы ППД предприятия "Х" Томская область.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Раскрыть причины и образование коррозии и солеотложений;
2. Дать краткую характеристику методов борьбы с коррозией и солеотложениями;
3. Провести анализ существующих технологий борьбы с коррозией и солеотложениями на месторождении «Х»;

4. Предложить технологическое решение для борьбы с коррозией на НГКМ «Х».

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ

### 1.1 Коррозия

В настоящее время на территории России эксплуатируется 350 тыс. км промышленных трубопроводов. Ежегодно на нефтепромысловых трубопроводах происходит около 50-70 тыс. отказов. 90% отказов являются следствием коррозионных повреждений.

Из общего числа аварий 30-35% - приходятся на долю коммуникаций поддержания пластового давления. 42% труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17% – даже двух лет. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7-8 тыс. км труб или 400-500 тыс. тонн стали.

Различают внешнюю и внутреннюю коррозию, причиной которой являются атмосферные явления, грунтовые воды или агрессивная среда, транспортируемая внутри магистральных трубопроводов.

Коррозия – это разрушение металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, это окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз.

Хотя механизм коррозии в разных условиях различен, по виду разрушения поверхности металла различают:

1. Равномерную или общую коррозию, т.е. равномерно распределенную по поверхности металла. Пример: ржавление железа, потускнение серебра.

2. Местную или локальную коррозию, т.е. сосредоточенную на отдельных участках поверхности. Местная коррозия бывает различных видов:

- В виде пятен – поражение распространяется сравнительно неглубоко и занимает относительно большие участки поверхности;

- В виде язв – глубокие поражения локализуются на небольших участках поверхности;
- В виде точек (питтинговая) – размеры еще меньше язвенных разъеданий.

3. Межкристаллитную коррозию – характеризующуюся разрушением металла по границам кристаллитов (зерен металла). Процесс протекает быстро, глубоко и вызывает катастрофическое разрушение.

4. Избирательную коррозию – избирательно растворяется один или несколько компонентов сплава, после чего остается пористый остаток, который сохраняет первоначальную форму и кажется неповрежденным.

5. Коррозионное растрескивание происходит, если металл подвергается постоянному растягивающему напряжению в коррозионной среде. КР может быть вызвано абсорбцией водорода, образовавшегося в процессе коррозии.

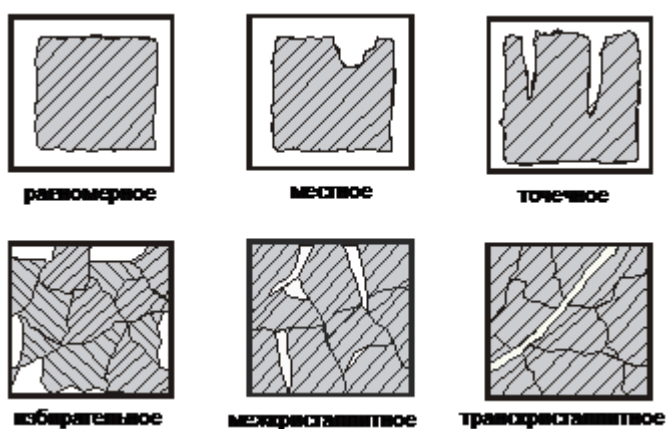


Рисунок 1.1 – Виды коррозионных разрушений

По механизму протекания различают химическую и электрохимическую коррозию.

Химическая коррозия характерна для сред, не проводящих электрический ток.

Коррозия стали в водной среде происходит вследствие протекания электрохимических реакций, т.е. реакций, сопровождающихся протеканием электрического тока. Скорость коррозии при этом возрастает.

Электрохимическая коррозия возникает в результате работы множества макро- или микрогальванопар в металле, соприкасающемся с электролитом.

Причины возникновения гальванических пар в металлах:

- Соприкосновение двух разнородных металлов;
- Наличие в металле примесей;
- Наличие участков с различным кристаллическим строением;
- Образование пор в окисной пленке;
- Наличие участков с различной механической нагрузкой;
- Наличие участков с неравномерным доступом активных компонентов внешней среды, например, воздуха.

Таким образом, образуются гальванические элементы, микропары, то есть образуются анодные и катодные участки. Анодом является металл с более высоким отрицательным потенциалом, катодом является металл с меньшим потенциалом. Между ними возникает электрический ток.

Процесс коррозии можно представить следующим образом: на анодных участках атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов, то есть происходит анодное растворение металла и процесс коррозии распространяется вглубь металла.

Оставшиеся свободные электроны перемещаются по металлу к катодным участкам.

В результате протекания электрического тока анод разрушается: частицы металла в виде ионов  $Fe^{2+}$  переходят в воду или эмульсионный поток. Анод, разрушаясь, образует в трубе свищ [1].

## 1.1.2 Факторы коррозионного разрушения трубопроводов

### 1.1.2.1 Температура и pH воды

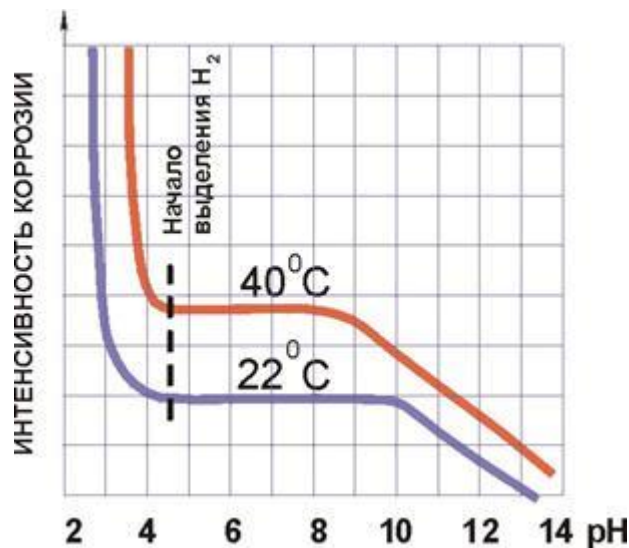


Рисунок 1.2 – Зависимость интенсивности коррозии от pH и температуры воды

Можно выделить 3 зоны:

- 1)  $\text{pH} < 4,3$ . Скорость коррозии чрезвычайно быстро возрастает с понижением pH. (Сильнокислая среда).
- 2)  $4,3 < \text{pH} < 9-10$ . Скорость коррозии мало зависит от pH.
- 3)  $9-10 < \text{pH} < 13$ . Скорость коррозии убывает с ростом pH и коррозия практически прекращается при  $\text{pH} = 13$ . (Сильнощелочная среда).

В первой зоне на катоде протекает реакция разряда ионов водорода и образование молекулярного водорода (реакции 2,3); во второй и третьей зоне - идет реакция образования ионов гидроксила  $\text{OH}^-$  (реакция 4).

Повышение температуры ускоряет анодные и катодные процессы, так как увеличивает скорость движения ионов, а, следовательно, и скорость коррозии [2].



### 1.1.2.2 Содержание кислорода в воде

Как было отмечено выше, железо труб подвергается интенсивной коррозии в кислой среде при  $\text{pH} < 4,3$  и практически не корродирует при  $\text{pH} > 4,3$ , если в воде отсутствует растворенный кислород (рисунок 1.3, кривая 4).

Если в воде есть растворенный кислород, то коррозия железа будет идти и в кислой, и в щелочной среде (рисунок 1.3, кривые 1-3).

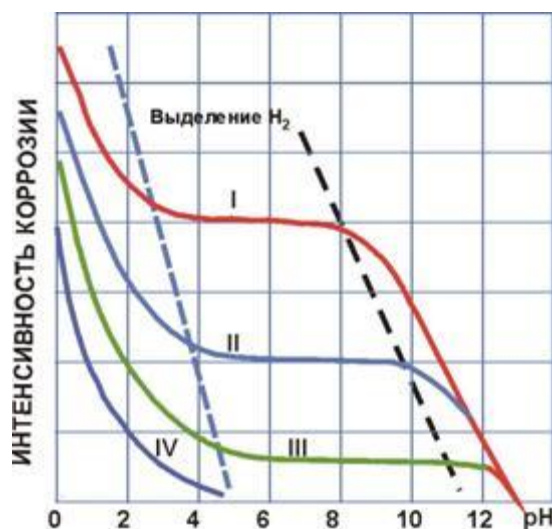


Рисунок 1.3 – Зависимость интенсивности коррозии от содержания кислорода в воде

### 1.1.2.3 Минерализация воды



Рисунок 1.4 – Зависимость скорости коррозии от минерализации воды

Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повысит электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии.

Уменьшение скорости коррозии связано с тем, что:

- 1) уменьшается растворимость газов,  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$ , в воде;
- 2) возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности трубы (к катодным участкам, реакция 4).

#### 4. Давление

Повышение давления увеличивает процесс гидролиза солей и увеличивает растворимость  $\text{CO}_2$  [3].

### 1.1.3 Структурная форма потока

Относительные скорости течения фаз (газа и жидкости) в газожидкостных смесях (ГЖС) в сочетании с их физическими свойствами (плотностью, вязкостью, поверхностным натяжением и т.д.) и размерами и положением в пространстве трубопровода определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Можно выделить семь основных структур: пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная.

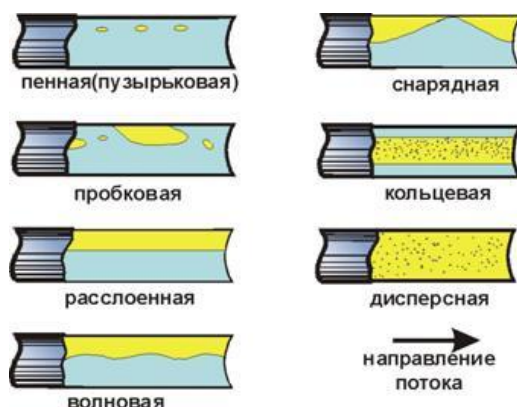


Рисунок 1.5 – Структуры ГЖС в горизонтальном трубопроводе

Каждая структура ГЖС влияет на характер коррозионного процесса.

Вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами потоков, транспортируемых по ним ГЖС, всегда интересовал и продолжает интересовать специалистов по коррозии. Имеющаяся информация о связи структур течения ГЖС с коррозией является еще недостаточно полной.

Но тем не менее известно, например, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС снижает интенсивность коррозии трубопровода; снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная расслоенная) - развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, "ловушках" жидкости (особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу) [4].

## **1.1.4 Методы борьбы с коррозией**

### **1.1.4.1 Химические методы**

Химические методы включают в себя применение химических реагентов.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов осуществляется лабораторными исследованиями для условий месторождения. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, ИСБ-1, ДПФ-1Н, СНПХ-5301, СНПХ-5306, ПАФ-13А и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642. Ввод

ингибитора солеотложения при наличии отложения солей должен осуществляться не реже одного раза в два месяца.

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется по способам:

- непрерывной дозировки ингибитора с помощью дозирочного насоса (НД) в составе реагентного блока (БРХ) или с приводом от станка-качалки в затрубное пространство скважины;
- периодической закачки ингибитора в затрубное пространство скважины;
- закачки ингибитора солеотложения (ПАФ-13А) при очередном ремонте с глушением скважин.

Для ингибиторов солеотложений типа ПАФ разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявляемым требованиям к ингибиторам.

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Методы подачи реагентов в скважину изложены в РД 39-0148070-ООЗВН ИИ-86 «Технология применения ингибитора отложения солей ПАФ-13А зимний в добывающих скважинах». Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос большого количества реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на все расчетное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твердой товарной форме. Такой ингибитор разработан в СибНИИНП, технология его применения изложена в РД 39-0148463-0010-89 «Инструкция по технологии применения ингибитора солеотложения в твердой

товарной форме». Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещенных в контейнере.

Оборудование, необходимое для применения ингибиторов в жидкой товарной форме: цементировочный агрегат ЦА-320М; дозировочные устройства типа НД, БР-2.5; УДЭ, УДС; автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7.5, АЦН-11.

Для применения ингибитора в твердой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ [5].

#### **1.1.4.2 Физические методы**

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемой высокообводненной продукции (обводненность более 60 %) магнитными, электрическими и акустическими полями.

Из физических методов борьбы с солеотложениями рекомендуется применение магнитоактиваторов (МАС), устанавливаемых ниже приема УЭЦН и УШСН, для фонтанных скважин – на башмаке НКТ, в результате чего скорость солеобразования снижается в 2–3 раза [6].

#### **1.1.4.3 Биологические методы**

Биологические методы основаны на применении составов на основе микроорганизмов, жизнедеятельность которых устраняет и предотвращает солеотложения [7].

#### **1.1.4.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией**

Известные способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на четыре группы [8]:

- технологические;
- профилактические;
- физические;
- химические.

#### **1.1.4.5 Профилактические методы**

В добывающих скважинах рекомендуется использование насосов в коррозионностойком исполнении, применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.).

Для строительства и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубы с внутренним и наружным защитным покрытием, что обеспечит срок безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет [1, 2]. Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере.

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей.

Основными методами борьбы с коррозией в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов [9].

#### **1.1.4.6 Пассивная и активная защита подземных металлических трубопроводов от коррозии**

Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу специальных защитных покрытий (битум, каменноугольный пек, полимерные ленты, эпоксидные смолы и пр).

На практике не удается добиться полной оплошности изоляционного покрытия. Различные виды покрытия имеют различную диффузионную проницаемость и поэтому обеспечивают различную изоляцию трубы от окружающей среды. В процессе строительства и эксплуатации в изоляционном покрытии возникают трещины, задиры, вмятины и другие дефекты. Наиболее опасными являются сквозные повреждения защитного покрытия, где, практически, и протекает грунтовая коррозия.

Так как пассивным методом не удается осуществить полную защиту трубопровода от коррозии, одновременно применяется активная защита, связанная с управлением электрохимическими процессами, протекающими на границе металла трубы и грунтового электролита. Такая защита носит название комплексной защиты.

Активный метод защиты от коррозии осуществляется путем катодной поляризации и основан на снижении скорости растворения металла по мере смещения его потенциала коррозии в область более отрицательных значений, чем естественный потенциал.

В 1928 году Роберт Кун опытным путем установил, что величина потенциала катодной защиты стали составляет минус 0,85 Вольт относительно медносульфатного электрода сравнения. Так как естественный потенциал стали в грунте примерно равен -0,55...-0,6 Вольта, то для осуществления катодной защиты необходимо сместить потенциал коррозии на 0,25...0,30 Вольта в отрицательную сторону.

Прилагая между поверхностью металла трубы и грунтом электрический ток, необходимо достигнуть снижения потенциала в дефектных местах изоляции трубы до значения ниже критерия защитного потенциала, равного - 0,85 В. В результате этого скорость коррозии снимется до 10 мкм в год, утрачивая при этом практическое значение [10].

### **1.1.5 Определение скорости коррозии**

Для определения скорости коррозии обычно проводят лабораторные испытания – это ускоренные испытания, проводимые в определенных, контролируемых условиях, которые могут отличаться от существующих на практике. Лабораторные коррозионные испытания применяют: при изучении механизма; для оценки стойкости конструкционных материалов и эффективности различных методов защиты от коррозии. Подготовка образцов. Для гравиметрических коррозионных испытаний размеры образцов ограничивают так, чтобы их можно было взвешивать на аналитических весах. Обычно размеры образцов принимают 40x20x2 или 50x20x2 мм. Для крепления образцов во время испытания в одном из краев пластины сверлят отверстие диаметром 5 мм. Подготовленные образцы испытывают по методике предусмотренной программой смачивание поверхности образца после погружение его готовить не мене трех образцов. Увеличение число параллельно испытываемых образцов позволяет повысить надежность результатов, особенно



в том случае, когда требуется установить относительно небольшое различие в характеристике материала. Для получения надежной информации об изменении скорости коррозии во времени необходима установка на испытание такого числа комплектов образцов, чтобы обеспечивать по крайней мере три периода испытаний. Удаление продуктов коррозии. Продукты коррозии удаляют после выдержки образцов в растворах, взаимодействующих преимущественно с продуктами коррозии. Визуальное наблюдение коррозионных поражений позволяет фиксировать изменение внешнего вида поверхности металла при этом отмечают время начала появления продуктов коррозии. Их распределение по поверхности металла можно регистрировать последовательным фотографированием. Для наблюдения распределением катодных и анодных участков по поверхности металла в электролиты вводят специальные реагенты. С помощью  $K_3Fe(CN)_6 \cdot 2H_2O$  можно фиксировать анодные участки поверхности по синему окрашиванию прилегающего к ним раствора. Фенолфталеин, введенный в раствор, под действием щелочной реакции на катодных металлической поверхности окрашивается в розовый цвет. Глубину точечного поражения определяют при помощи оптического микроскопа наведением его на резкость сначала по неповрежденной поверхности, а затем по дну питтинга.

Гравиметрический метод – один из наиболее распространенных методов определения скорости коррозии. Самый простой и доступный способ испытания в электролитах – это испытание в открытом сосуде. В лабораторных исследованиях обычно используют минимум 150 мл раствора на  $1 \text{ см}^2$  поверхности образца. Подготовленные к испытаниям образцы подвешивают на стеклянных крючках или капроновой нити, опускают в сосуды со средой и испытывают при полном частичном или переменном погружении в неподвижный или перемешиваемый электролит, через который можно пропускать воздух, кислород азот или другой газ [11].

## 1.2 Солеотложения и методы борьбы с ними

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению [12].

Предотвращение солеотложения в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом как негативным явлением.

Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением.

Для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании применяют технологические, физические и химические способы.

К технологическим способам относят подготовку воды для использования в системе ППД, операции по отключению обводненных интервалов, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д. При этом предотвращение солеотложения происходит за счет исключения или ограничения возможности смешения химически несовместимых вод. Решение проблемы обводнения продукции скважины заключается в использовании комплекса средств и методов для разобщения пластов в процессе строительства скважин и отключения обводнившихся пропластков, ограничения притока пластовых вод к добывающим скважинам и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. Селективная изоляция обводнившихся прослоев дает значительный эффект по снижению интенсивности солеотложения. На селективной основе разработано значительное количество водоизоляционных материалов. Однако не

существует общепризнанных критериев по их подбору и оценке области их эффективного применения с учетом особенностей эксплуатации объекта и свойств нефти в залежи. Не учитывается несовместимость применяемых изолирующих материалов с различными видами химического воздействия на пласт (например, с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти и др.). Недостатки этого способа сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации.

Физические способы предотвращения отложения солей включают в себя обработку потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей, представляющие систему из постоянных магнитов или электромагнитов. Под действием магнитного поля растворенные соли изменяют свою структуру, не осаждаясь в виде твердых осадков, а выносятся из скважины как кристаллический мелкодисперсный «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам — необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, т. е. невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. В промышленной практике для защиты от отложения солей применяются магнитные активаторы «Магнолеум» производства Омского электромеханического завода. Также в качестве примера можно привести оборудование для магнитной обработки фирм IntegraTechAssociates и MagneticTechnologyAustralia, в котором применяются постоянные магниты. К недостаткам можно отнести сложно прогнозируемую эффективность и неоднозначность результата. Использование акустических полей основано на создании колебаний, которые значительно уменьшают интенсивность образования центров кристаллизации. Под акустическим воздействием меняется структура солей, мельчают их кристаллы и ослабевает

сцепление с поверхностью металла. К недостаткам можно отнести их малую изученность и сложность конструкции.

Для повышения работоспособности глубинно-насосного оборудования в условиях отложения солей применяют различные покрытия поверхности, соприкасающейся с пластовой жидкостью. Проблема солеотложения на металлических поверхностях нефтепромыслового оборудования связана с коррозионным процессом, так как любая шероховатость и продукты коррозии являются концентратом кристаллизации при движении пересыщенных солями растворов. Поэтому любые антикоррозионные покрытия на внутренних металлических поверхностях являются мерой по снижению солевых отложений. К ним относятся лакокрасочные и полимерные покрытия, детали и узлы скважинного оборудования, изготовленные из полимеров и обладающие низкой адгезией к отложениям солей. Использование полиэтиленовых труб против солеотложения рекомендуется в виде вставок в стальные трубы, что является также средством предотвращения коррозии. Однако промышленный опыт не подтвердил однозначно положительных результатов применения защитных покрытий. Так, например, полимерные материалы изнашиваются быстрее, чем металл.

Выбор источника водоснабжения и подготовка воды в системе поддержания пластового давления позволяют снизить интенсивность образования отложений солей. Закачиваемый в пласт агент должен иметь полную химическую совместимость с пластовыми и попутно добываемыми водами. К основным недостаткам этого метода можно отнести недостаточное количество высокоминерализованных вод для заводнения и значительные затраты на подготовку закачиваемого агента.

Следует отметить, что все перечисленные способы предотвращения солеотложения не могут считаться универсальными, и в значительной степени эффективность их применения зависит от условий образования осадков.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Выбор технологии предотвращения солеотложения методом ингибирования зависит от двух параметров: зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент, и объема воды, подлежащей ингибированию. Немалую роль играет расположение солеотлагающих скважин на месторождении [13].

## 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

НГКМ «Х» находится в западной части Томской области в центре «Х» административного района, на территории «Х» лицензионного участка. Лицензия ТОМ 12945 НР на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также поисков и оценки пласта-коллектора для закачки промышленных и хозяйственно-бытовых стоков в пределах «Х» ЛУ выдана ООО «Х» 25.01.2005 г. Срок окончания действия лицензии – «Х» г.

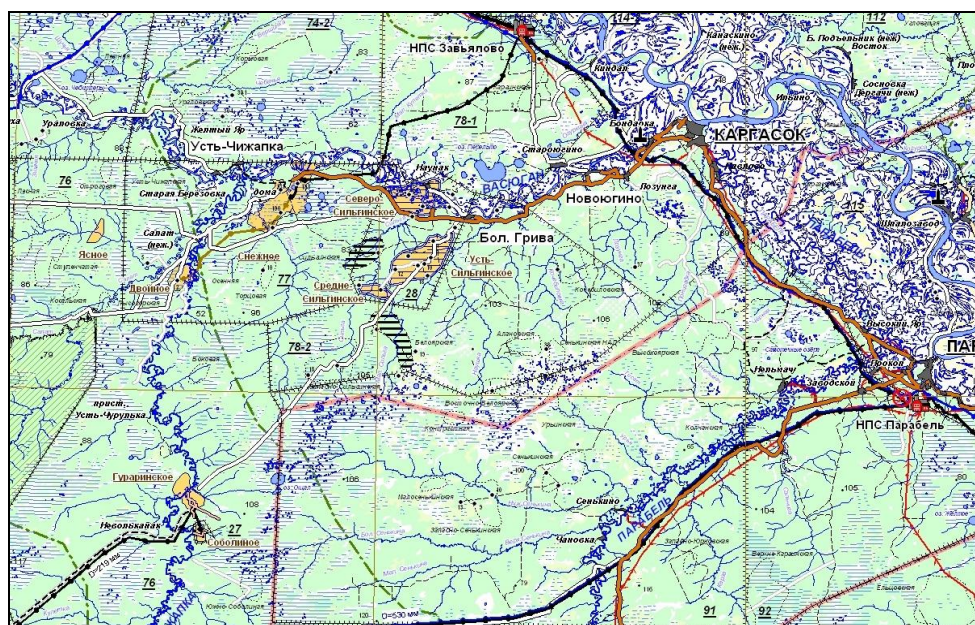


Рисунок 2.1– Расположение НГКМ «Х» на карте

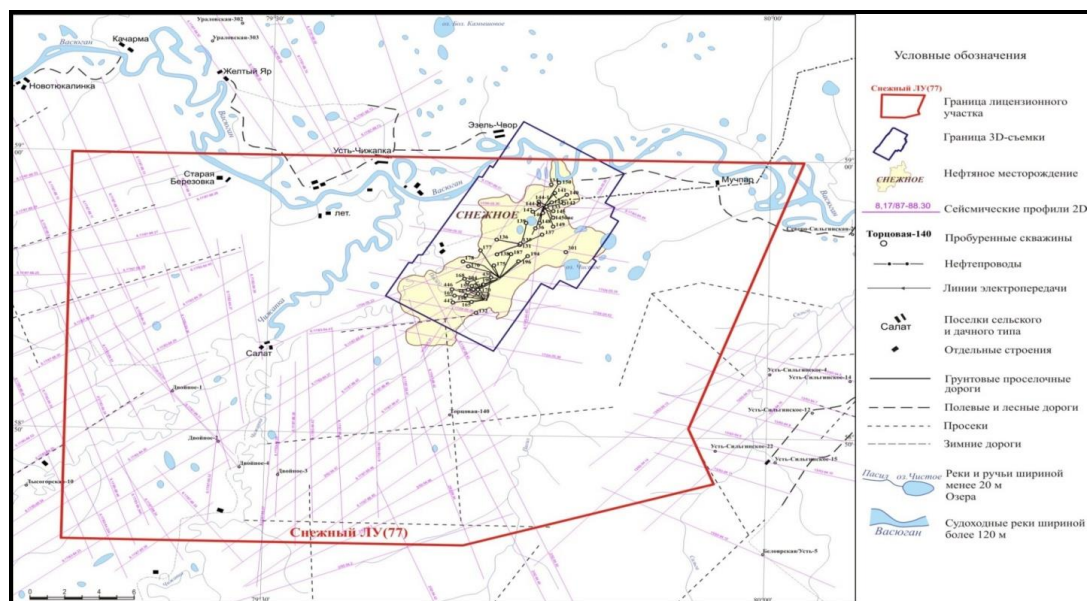


Рисунок 2.2 – Обзорная карта района расположения Месторождения «Х» [14]

## 2.1 Нефтегазоносность разреза

Согласно схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. И.И.Нестерова, А.В.Шпильмана и др., 2010 г.) территория «Х» лицензионного участка расположена в Усть-Тымском и Парабельском нефтегазоносных районах Пайдугинской нефтегазоносной области. «Х» месторождение относится к «Х» НГР. Все месторождения УВС «Х» НГР являются мелкими. Наиболее крупными из них являются «Х» и Усть-Сильгинское.

По комплексу промыслово-геофизических материалов по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам газонефтяной контакт залежи принят на а.о. –2322,4 м, а ВНК на а.о. –2375,8 м.

Размеры залежи 14,9x7,9 км, площадь 57,3 км<sup>2</sup>, в том числе 3,4 км<sup>2</sup> газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3% от объема нефтегазонасыщенных пород.

Рисунок 2.3 – Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования (под ред. И.И. Нестерова, А.В. Шпильмана и др., 2010 г.) [15]

## 2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна

Таблица 0.1 – Свойства и состав пластовых вод пласта «Х» месторождения

Наименование параметра	Ю1/1-3	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K <sup>+</sup>	384-1220	684,8
Na <sup>+</sup>	10458-13300	11901
Ca <sup>+2</sup>	820-1846	1125
Mg <sup>+2</sup>	122-728	320
Cl <sup>-</sup>	18574-22759	21215
HCO <sup>3-</sup>	771-1220	973
CO <sup>3-2</sup>	<3	<3
SO <sup>4-2</sup>	5-153	55,3
NH <sup>4+</sup>	7,9-59,6	34,9
Br <sup>-</sup>	13,8-85,2	57
I <sup>-</sup>	1,4-6,3	3,4
B <sup>+3</sup>	1-6	3,4
Li <sup>+</sup>	1,1-5,7	3,5
Sr <sup>+2</sup>	188-340	254,3
Rb <sup>+</sup>	0,32-0,47	0,43
Cs <sup>+</sup>	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, pH	6,8-7,4	7
Тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

Согласно «Схематической карте мерзлотных зон и подзон» В.В. Баулина рассматриваемый лицензионный участок расположен в зоне отсутствия многолетнемерзлых пород (ММП). По данным бурения поисковых и



разведочных скважин в пределах «Х» месторождения многолетнемерзлых пород не установлено [16].

### **2.3 Геофизические исследования скважин**

На «Х» месторождении объектами подсчета запасов нефти и газа по ГИС, керну и результатам испытаний являются пласты наунакской свиты (от Ю11 до Ю13) и баженовской свиты (Ю0).

Данные комплекса ГИС использовались для решения следующих задач:

- литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
- определение характера насыщения коллекторов и положения ВНК;
- выделение проницаемых прослоев и определение эффективных нефтенасыщенных толщин в продуктивных пластах;
- количественное определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности в проницаемых интервалах.

В 2015 г. на территории Снежного месторождения пробурено 4 скважины, все – с горизонтальным окончанием: у скважин Б1 и Б2 горизонтальный участок расположен в пласте Ю0баженовской свиты, у скважин 503, 520 – в пласте Ю1/1-3.

Необходимо отметить, что комплекс ГИС горизонтальных скважин ограничен только радиоактивным каротажем и данными ВИКИЗ [17].

### **2.4 Свойства пластовых вод**

Химический состав и свойства пластовых вод «Х» месторождения изучен по результатам анализа 16 проб воды, отобранных из скважин «Х» пласта «Х» и соответствует 35,8 г/л. В таблице 2.2 приведены свойства и состав пластовых вод Снежного месторождения [18].

Таблица 0.2 – Свойства и состав пластовых вод пласта «Х»  
месторождения

Наименование параметра	«Х»	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K <sup>+</sup>	384-1220	684,8
Na <sup>+</sup>	10458-13300	11901
Ca <sup>+2</sup>	820-1846	1125
Mg <sup>+2</sup>	122-728	320
Cl <sup>-</sup>	18574-22759	21215
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	771-1220	973
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	<3	<3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	5-153	55,3
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	7,9-59,6	34,9
Br <sup>-</sup>	13,8-85,2	57
I <sup>-</sup>	1,4-6,3	3,4
B <sup>+3</sup>	1-6	3,4
Li <sup>+</sup>	1,1-5,7	3,5
Sr <sup>+2</sup>	188-340	254,3
Rb <sup>+</sup>	0,32-0,47	0,43
Cs <sup>+</sup>	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, рН	6,8-7,4	7
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	9)	

## **2.5 Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей**

Согласно принятым решениям проекта разработки, для интенсификации добычи нефти на месторождении необходимо осуществлять поддержание пластового давления закачкой воды в пласт. По проектным решениям, максимальный годовой объем закачки воды составит 1461,3 тыс.м<sup>3</sup> в 2025 г. (таблица 2.3).

В качестве источника воды для закачки необходимо использовать подтоварную воду, поступающую с УПН, размещаемых на месторождении, а при недостатке подтоварной воды – сеноманскую воду.

Показатели объемов закачки воды, наличия подтоварной воды по объектам сбора нефти представлены в таблице 2.3.

В качестве предпочтительных рабочих агентов для водоснабжения системы ППД рекомендуется использовать подземные воды сеноманского горизонта. Подземные сеноманские воды обладают лучшими нефтевымывающими свойствами, чем поверхностные. Использование сеноманской воды препятствует сероводородному заражению нефтяных пластов. Применение сеноманских вод, относящихся к хлоркальциевому типу, на месторождениях с однотипными водами нефтяных залежей практически не влияет на интенсивность выпадения солей. Негативный фактор сеноманских вод - высокая коррозионная активность по отношению к металлам.

Запасы технических подземных вод водоносного апт-сеноманского комплекса на «Х» месторождении с целью использования их для поддержания пластового давления утверждены на 25-летний срок эксплуатации в количестве и по категориям (протокол ТКЗ полезных ископаемых по Томской области №61 от 10.08.2011):

- категория С1 – 2930 м<sup>3</sup>/сут.

Для добычи технических подземных вод водоносного апт-сеноманского комплекса на «Х» месторождении согласована «Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации технических подземных вод на Снежном месторождении» (протокол ТКР Томскнедра по УВС, МПВ и ПС №23-МПВ от 26.12.2012) со следующими основными положениями и технологическими показателями:

Фонд скважин – 1 рабочая, 1 резервная.

Эксплуатационные дебиты: максимальный – 1791 м<sup>3</sup>/сут, средний за весь период – 686 м<sup>3</sup>/сут, средний за первые 25 лет – 1767 м<sup>3</sup>/сут.

Баланс водопотребления системы ППД приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Динамика объемов закачки воды в системе ППД в целом по месторождению

Год разработки	Объем закачки, тыс.м <sup>3</sup> /год	Объем подтоварной воды, тыс.м <sup>3</sup> /год	Потребность в сеноманской воде, тыс.м <sup>3</sup> /год	Потребность в сеноманской воде, м <sup>3</sup> /сут.	Расчетный фонд водозаборных скважин
2019	78.0	4.3	73.7	201.8	1
2020	214.9	68.3	146.5	401.4	1
2021	327.9	127.9	200.0	548.0	1
2022	1244.4	350.4	894.1	2449.5	1
2023	1298.6	396.2	902.3	2472.1	1
2024	1321.2	448.0	873.2	2392.3	1
2025	1461.3	491.9	969.5	2656.1	1
2026	1356.7	532.6	824.1	2257.8	1
2027	1279.6	581.2	698.3	1913.3	1
2028	1229.4	632.5	596.9	1635.4	1
2029	1181.2	621.3	559.9	1533.9	1
2030	1143.2	633.0	510.2	1397.8	1
2031	1111.7	664.9	446.9	1224.3	1

2032	1090.1	681.8	408.3	1118.6	1
2033	1064.9	693.9	371.0	1016.5	1
2034	1047.1	709.0	338.0	926.1	1
2035	1032.4	723.4	309.1	846.8	1
2036	997.4	687.6	309.7	848.6	1
2037	970.1	698.5	271.6	744.1	1
2038	956.8	709.4	247.4	677.7	1
2039	947.3	719.3	227.9	624.4	1
2040	942.5	730.3	212.2	581.2	1

Таблица 2.4 – Баланс водопотребления системы ППД

Год разработки	Объем воды, добываемой с УВ, тыс.м <sup>3</sup> /год	Объем добычи воды из водоносных горизонтов, тыс.м <sup>3</sup> /год	Объем закачки в нагнетательные скважины, тыс.м <sup>3</sup> /год	Объем закачки воды в поглощающие горизонты, тыс.м <sup>3</sup> /год
2019	4.3	73.7	78.0	3
2020	68.3	146.5	214.9	4
2021	127.9	200.0	327.9	5
2022	350.4	894.1	1244.4	6
2023	396.2	902.3	1298.6	7
2024	448.0	873.2	1321.2	8
2025	491.9	969.5	1461.3	9
2026	532.6	824.1	1356.7	10
2027	581.2	698.3	1279.6	11
2028	632.5	596.9	1229.4	12
2029	621.3	559.9	1181.2	13
2030	633.0	510.2	1143.2	14
2031	664.9	446.9	1111.7	15
2032	681.8	408.3	1090.1	16
2033	693.9	371.0	1064.9	17

2034	709.0	338.0	1047.1	18
2035	723.4	309.1	1032.4	19
2036	687.6	309.7	997.4	20
2037	698.5	271.6	970.1	21
2038	709.4	247.4	956.8	22
2039	719.3	227.9	947.3	23
2040	730.3	212.2	942.5	24

Фактическая величина давления на устье нагнетательных скважин составляет порядка 200 атм.

Организация системы ППД предусматривается с использованием блочных кустовых насосных станций (БКНС), территориальной совмещенных с УПН и высоконапорных водоводов к нагнетательным скважинам. В зависимости от объемов закачиваемой воды на БКНС предусматривается установка соответствующих насосных агрегатов.

Фактическое содержание ТВВ в закачиваемой воде составляет порядка 29 мг/дм<sup>3</sup>, нефтепродуктов 12 мг/дм<sup>3</sup>.

Для обоснования совместимости пластовых вод с сеноманскими и подтоварными недропользователем были проведены специальные керновые исследования, по результатам которых было выявлено, что:

Проницаемость пород при смене пластовых вод на смесь сеноманской и подтоварной меняется незначительно.

Низкие КВЧ (20 мг/л) не существенно влияют на изменение фильтрационных свойств пород. Увеличение содержания КВЧ (40 мг/л) также практически не влияет на изменение проницаемости пород.

В таблице 2.5 приведены результаты определения проницаемости по подтоварной воде, сеноманской воде, их смесям в пластовых условиях по скважине 170 Снежного месторождения.

Для определения совместимости закачиваемых вод в зависимости от соотношения их и определение возможности осадкообразования предлагается проведение соответствующих лабораторных исследований.

Для обеспечения требуемого качества воды необходимо оснастить водозаборные скважины надежным противопесочными фильтрами (типа ФВС-168/6000, щелевым фильтра или фильтром тонкой очистки), а также:



перед вводом водозаборных скважин в эксплуатацию провести испытание их на различных режимах. В дальнейшем эксплуатировать скважины на режиме минимального выноса мехпримесей в добываемой воде;

периодически (один раз в квартал) осуществлять контроль динамического уровня;

проводить эксплуатацию скважин в постоянном режиме, т.к. остановки и пуски скважин отрицательно влияют на состояние их призабойной зоны;

Для дегазации сеноманской воды рекомендуется использовать установки типа буфер-дегазатора (БДВ). Принцип дегазации в БДВ заключается в мгновенной вакуумной обработке воды за счет использования энергии потока на входе в сепаратор.

В качестве оборудования для очистки сточной воды рекомендуется применение отстойника с жидкостным гидрофобным слоем. Конструкция отстойника позволяет:

- улавливать мелкодисперсные частицы до остаточного содержания нефтепродуктов до 20 мг/л, твердых взвешенных веществ (ТВВ) до 10-20 мг/л;
- уменьшать содержание агрессивных компонентов ( $O_2$  и  $FeS$ );
- уменьшать скорость коррозии в водоводах систем ППД.

При проектировании необходимо предусмотреть полигон для захоронения загрязняющих компонентов вод, получаемых в результате их очистки [19].

Таблица 2.5 – Результаты определения проницаемости по подтоварной воде, сеноманской воде, их смесям в пластовых условиях по скважине «Х» месторождения

## **2.6 Участки наиболее подверженные коррозии**

Образованию солеотложений и коррозии, прежде всего, подвержены участки протекания пластовой воды, так как она в своём составе имеет соли, которые негативно влияют на целостность металлов. Прежде всего такими участками являются наземные и подземные трубопроводы, системы поддержания пластового давления, так как они являются проводником сеноманской воды от водозаборной скважины до нагнетательных скважин, благодаря которым рабочий агент поступает в пласт и выполняет свою функцию. Добыча нефти и газа в цеху, это непрерывный процесс, соответственно и разрушение целостности трубопроводов, благодаря образованию коррозии, тоже не прекращается. Все процессы коррелируют и выход из строя одного механизма, автоматически выводит из строя весь процесс, чего ни в коем случае нельзя допустить. Для этого нужно знать слабые места, подверженные выходу из строя, и причины, которые этому способствуют. В рассматриваемом контексте, причиной является коррозия, а слабым местом – трубопроводы системы поддержания пластового давления.

### **3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ И ПРИМЕНЕНИЕ «ЭФФЕКТИВНОГО МЕТОДА ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ»**

**А.А. КОЛОТОВА**

#### **3.1 Мероприятия по борьбе с коррозией**

Для строительства транспортного оборудования, такого как трубопроводы, в нефтегазовой промышленности продолжают использоваться углеродистые и низколегированные стали. Это происходит в силу их универсальности, доступности, механических свойств и стоимости. Тем не менее, способность этих сталей противостоять коррозии при контакте с нефтепродуктами и морской водой недостаточна и является одним из основных источников проблем. Углеродистая сталь тем не менее, в силу низких начальных капитальных затрат, до сих пор является предпочитаемым материалом для длинных экспортных трубопроводов большого диаметра. Несмотря на относительно высокую цену, сплав с 13% хрома стал стандартным материалом, применяемым для внутрискважинной техники, во избежание обусловленных углекислотной коррозией проблем. Кроме того, устойчивые к коррозии сплавы стали важным материалом и для оборудования для переработки, в особенности, если говорить о шельфовых предприятиях. Промежуточный вариант между устойчивыми сплавами и углеродистой сталью в сочетании с ингибиторами коррозии – это углеродистая сталь, покрытая тонким слоем устойчивого к коррозии сплава. Эта техника часто используется в местах с высокой скоростью жидкости, таких, как развилки и изгибы. Коррозия может приводить к серьезным убыткам, производственным рискам, потере продукции, представляет угрозу безопасности.

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания  $-40-60^{\circ}\text{C}$ . Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95 %.
- Амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания – минус  $55^{\circ}\text{C}$ . Защитное действие – 90 % при дозировке реагента  $25 \text{ г/м}^3$ .

Применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии Додикор, Кормастер -1025, Servo VCA-148, VCA-497 ( $15 - 25 \text{ г/т}$ ). Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до  $0,03 - 0,05 \text{ мм/год}$  [20].

На рассматриваемом месторождении, для борьбы с коррозией системы ППД, используется химреагент ХПК – 002, который показал себя сравнительно хорошо на лабораторных испытаниях, однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг), поэтому экономически нерентабельно. В связи с этим я предлагаю внедрение, на мой взгляд, более эффективного метода.

### 3.2 «Эффективный метод защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова

При использовании протекторного способа защиты внешний источник тока не требуется, в паре работают два металла, из-за разности потенциалов между ними возникает электрический ток, и частицы металлов в виде ионов переходят к катодным участкам.

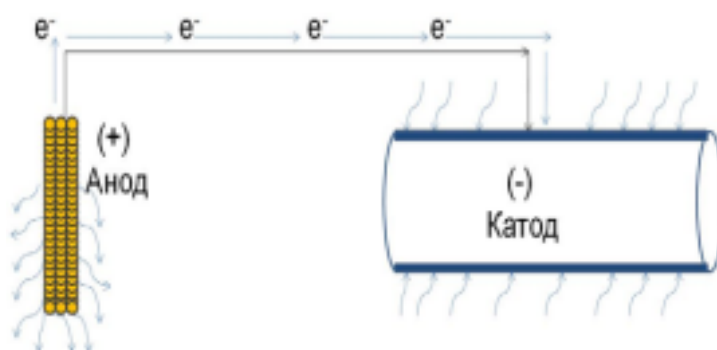


Рисунок 3.1 – Стандартная схема протекторной электрохимической защиты

Предлагается модернизация стандартной схемы протекторной электрохимической защиты за счет размещения электрода не в грунте, а непосредственно внутри трубопровода, используя в качестве электролита транспортируемую жидкость, чтобы в результате окислительно-восстановительной реакции восстановление металла проходило на внутренней стенке трубы.

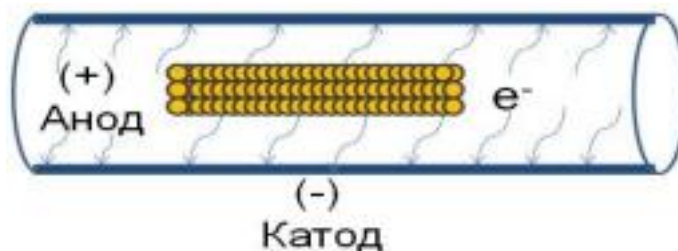


Рисунок 3.2 – Модернизация схемы протекторной электрохимической защиты

Кроме стандартной электрохимической защиты, при распаде анодного электрода, возможно образование оксида железа  $Fe_3O_4$ , который должен покрывать тонкой пленкой внутреннюю стенку трубы, закупоривая существующие поры, дефекты, микротрещины и препятствовать контакту с агрессивной средой.

Для проверки работоспособности теории, был сконструирован и собран протекторный антикоррозионный модуль.

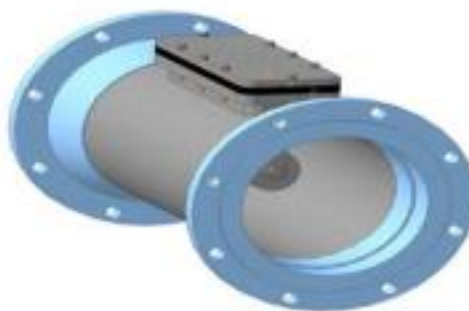


Рисунок 3.3 – Модель антикоррозионного модуля Репозиторий БНТУ 75

Следующим шагом был выбор активного металла для обеспечения электрохимической защиты. В промышленности наиболее распространены три типа активных металлов, это цинк, магний, алюминий.

Для оптимального воздействия был создан электрод – алюминиевый сплав с 45% содержанием магния.



Рисунок 3.4 – Протекторный антикоррозионный модуль

По результатам проведения испытаний на дренажной линии РВС-5000 УПН «Киенгоп», были получены данные, характеризующие потерю массы образца-свидетеля и характер коррозионного разрушения.



Рисунок 3.5 – Проведение опытно-промысловых испытаний



Целью первого этапа являлось получение значения потери массы образцов-свидетелей в начальный момент, до установки протекторного модуля. Период замера с 4 мая 2016 года по 19 мая 2016 года. Суммарная потеря массы образцов-свидетелей во время фонового замера составила 0,1395 г. Коррозионное разрушение выражено в виде язвенной коррозии по всей поверхности образцов-свидетелей. Замер фоновой скорости коррозии снимался трижды.

После установки протекторного модуля, по результатам первого замера, было отмечено уменьшение потери массы образца-свидетеля до 0,0093 г за период с 2 по 16 июня 2016 года. На образцах-свидетелях №710 и №725 выявлены незначительные коррозионные разрушения.

Второй этап ОПИ, проходящий в период с 16 по 30 июня 2016 года, также характерен незначительной потерей массы ОСК (0,0052 г). На образцах-свидетелях №700 и №516 выявлены незначительные коррозионные разрушения.

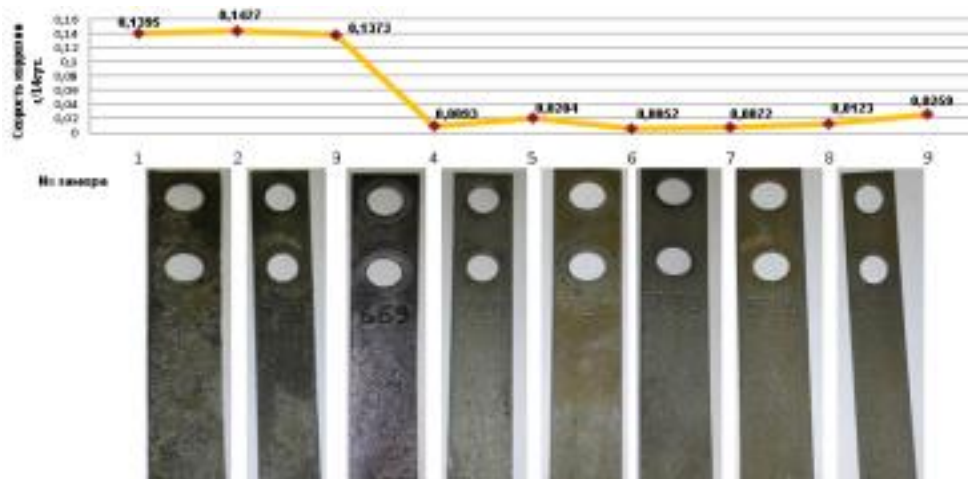


Рисунок 3.6 – Незначительные коррозионные повреждения на втором этапе ОПИ

Заключительный третий этап ОПИ, проходящий в период с 30 июня по 14 июля 2016 года, характерен в разы меньшей потерей массы ОСК (0,0123 г) и отсутствием видимых изменений на образцах №532.

После проведения опытно промысловых испытаний антикоррозионного протекторного модуля констатировать, что потеря массы образцасвидетеля коррозии сократилась до 14 раз. Предложенный способ защиты показал свою эффективность. Последующие проведенные опытно промысловые испытания на участках Роснефть и ООО «РН-Юганскнефтегаз» подтвердили первоначальный результат [21].

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды 30%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1.. Оценка конкурентоспособности технических решений
- 2.. Матрица SWOT
- 3.. Временные показатели проведения научного исследования
- 4.. График проведения и бюджет НИИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович		

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **Введение**

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках выпускной квалификационной работы.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Среди множества вариантов защиты подземного оборудования от осложнений наиболее распространенным остается химический метод, который заключается в использовании целевых или комплексных ингибиторов. Эффективность данного метода определяется двумя факторами – качеством подбора ингибитора и способом его доставки до объекта обработки. Если первый фактор, как правило, находится в ведении самой нефтяной компании (НК), то второй – в зоне ответственности заводов-изготовителей, предлагающих свои технические решения.

Цель ВКР – это анализ комплекса мер повышения надежности трубопроводов системы поддержания пластового давления при их защите от коррозии.

#### 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

##### Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевые рынки, провести его сегментирование.

**Целевой рынок** – сегмент рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, **сегмент рынка** – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика.

Таблица 4.1– Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Способы борьбы с коррозией		
		Химия (Кормастер 1025)	НКТП ТС3000	ПАТ
Размер	Крупные			
	Средние			
	мелкие			

	- Норд Имперал
	- Томскнефть ВНК
	- Томск Газпром

Как видно из таблицы 4.1, наиболее часто для борьбы с коррозией, применяется метод закачки химии Кормастер 1025. Компании крупного, среднего и малого размера признают этот метод самым эффективным.

#### 4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Количество организаций по внедрению технологических установок и технологий на российском рынке транспорта нефти большое количество, также рынок постоянно меняется, поэтому анализ конкурирующих разработок необходимо проводить систематически. Анализ технических решений конкурентов в части ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности конкурирующей разработки и определить направления её будущего развития. Для проведения такого анализа необходимо оценивать конкурирующие разработки реалистично и объективно. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

В качестве объектов сравнения были рассмотрены разные виды оборудования, применяемые для снижения риска возникновения коррозии:

Вариант 1 – Применение пластиковых труб на выкидной линии

Вариант 2 – Применение труб с покрытием НКТ

Вариант 3 – Применение других видов оборудования

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в

таблице 4.1. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1.

Таблица 4.2 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	3	3	0,4	0,4	0,3
2.Удобство в эксплуатации	0,04	4	3	3	0,15	0,1	0,2
3.Надежность	0,2	5	2	3	0,3	0,5	0,2
4.Безопасность	0,14	4	4	2	0,56	0,42	0,42
5.Энергоэкономичность	0,15	4	3	3	0,3	0,5	0,4
<b>Экономические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Цена	0,12	5	4	4	0,6	0,52	0,48
2. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	2	2	0,45	0,28	0,5
3. Финансирование научной разработки	0,14	3	4	2	0,65	0,3	0,52
4. Срок выхода на рынок	0,05	3	3	4	0,35	0,2	0,35в
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>32</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>3,76</b>	<b>3,22</b>	<b>3,17</b>

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,1 \times 3 = 0,3$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл показателя.

Как видно из таблицы 4.2 анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
С1. Высокая эффективность за счет регулируемой подачи химреагентов в заданную точку скважины	Сл1. Большие первоначальные вложения
С2. Высокая степень защиты от осложнений	Сл2. Учет особенностей условий эксплуатации конкретной скважины
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
В1. Экономичный расход химреагентов	У1. При первоначально-высоком МРП скважины данная технология может не окупиться
В2. Большое увеличение МРП скважины	У2. Разрушение капиллярного трубопровода

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь



выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 4.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 4.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-»

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к возможностям проекта

	C1	C2
B1	+	-
B2	-	+

При анализе таблицы 4.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности B1C1, B2C2.

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к возможностям проекта

	Сл 1	Сл2
В1	-	-
В2	+	-

При анализе таблицы 4.5, выявлены следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В2Сл1

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к угрозам проекта

	С1	С2
У1	-	+
У2	-	-

При анализе интерактивной таблицы 4.6, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: У1С2.

Таблица 4.7 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к угрозам проекта

	Сл 1	Сл 2
У1	+	-
У2	-	+

При анализе интерактивной таблицы 4.7, можно выявить следующие, коррелирующие сильные сторон и возможности: У1Сл1, У2Сл2.

В рамках третьего этапа была составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 4.8 – SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны</b> <b>научно-исследовательского проекта:</b>	<b>Слабые стороны</b> <b>научно-исследовательского проекта:</b>
	<p>С1. Высокая эффективность за счет регулируемой подачи химреагентов в заданную точку скважины</p> <p>С2. Высокая степень защиты от осложнений</p>	<p>Сл1. Большие первоначальные вложения</p> <p>Сл2. Учет особенностей условий эксплуатации конкретной скважины</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Экономичный расход химреагентов</p> <p>В2. Большое увеличение МРП скважины</p>	<p>В1С1 – за счет того, что химреагент подается в заданную точку в зависимости от технологической необходимости, он не тратится на насыщение столба нефти и абсорбцию на поверхностях труб;</p> <p>В2С2 – за счет высокой степени защиты от осложнений увеличивается МРП</p>	<p>В2Сл1 – Большое увеличение МРП окупит высокие первоначальные вложения</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. При первоначально-высоком МРП скважины данная технология может не окупится</p> <p>У2. Разрушение капиллярного трубопровода</p>	<p>У1С2 – если в скважине первоначально не наблюдалось проблем с осложнениями, то данная защита может быть бесполезной.</p>	<p>У1Сл1 – в случае если МРП скважины первоначально высокий, а ее дебит не высок, то применение данной технологии может понести убытки; У2Сл2 – Разрушение капиллярного трубопровода может произойти, например,</p>

		вследствие высокой пластовой температуры, поэтому необходимо учитывать все особенности скважины
--	--	---

**Вывод:** проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение литературы по теме исследования	Инженер
	3	Выбор алгоритма исследования	Научный руководитель Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме исследования	Научный руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Научный руководитель Инженер
Оформление отчета	8	Определение целесообразности проведения процесса	Научный руководитель Инженер
	9	Оформление пояснительной записки	Инженер
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

Как видно из представленной таблицы 4.9, научно-исследовательская работа состоит из 10 этапов и требует, как минимум двух исполнителей.

#### **4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения**

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно

определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4.3)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$  – календарный коэффициент.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел. – дн}$$

$$t_{\text{рі}} = \frac{1.8}{1} = 1.8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициент для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

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

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

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

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Изучение литературы по соответствующей тематике»:

$$T_{\text{кі.инж}} = T_{\text{рі}} \cdot k_{\text{кал}} = 11,6 \cdot 1,48 = 17,168 \approx 17 \text{ кал. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (для руководителя):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$T_{\text{кі.инж}} = T_{\text{рі}} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,28 = 1,792 \approx 2 \text{ кал. дн.}$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.10

Таблица 4.10 - Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоёмкость работ			Исп-и	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность Работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ чел-дни	$t_{max}$ чел-дни	$t_{ож}$ чл-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Инженер.	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Науч-рук.	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Науч-рук. Инженер	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Науч-рук. Инженер	2,1	3
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	Инженер	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Науч-рук. Инженер	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Науч-рук. Инженер	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Инженер	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Инженер	5,8	9

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 4.11 – Диаграмма Ганта



№ ра бо т	Вид работ	Исполнители	T <sub>к</sub> кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	17	■													
2	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3		■												
3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель исполнитель	4		■	■											
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель исполнитель	3			■	■										
5	Анализ существующих методов	Исполнитель	18			■											
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	17					■									
7	Оценка результатов исследования	Руководитель исполнитель	3								■	■					
8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель исполнитель	3									■	■				
9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель	21									■					
10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель	9														■

В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей, а также рассчитано количество дней, в течение которых работал каждый из исполнителей.

#### 4.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

## Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 4.12

Таблица 4.12 – Сырье, материалы, полуфабрикаты и комплектующие изделия

Наименование	Ед. Измерения	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Затраты на электроэнергию	кВт.ч	1200	2,86	3432
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				137,3
Итого:				3569,3

## Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.13 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц, шт.	Цена за единицу, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1. Установка электроцентробежных насосов	1	576000	576000
Итого		576000	

## Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 4.14 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Установка электроцентробежных насосов	1	10	576000	576000
<b>Итого:</b>	576000 руб.				

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.5)$$

где

$n$  – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m, \quad (4.6)$$

где

$I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$m$  – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 10 лет:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{10} = 0,1.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,1 \cdot 576000}{12} \cdot 10 = 48000 \text{ руб.}$$

#### 4.2.3.1 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.7)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (4.8)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_0$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,3$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где  $Z_{\text{мс}}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;  $k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;  $k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 4.15 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 4.16 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	З <sub>тс</sub> , руб	к <sub>пр</sub>	к <sub>д</sub>	к <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб	З <sub>дн</sub> , руб	Т <sub>р</sub> , раб.дн.	З <sub>осн</sub> , руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	8	17178,4
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	67	116787,1
Итого:								133965,5

**Дополнительная заработная плата определяется по формуле:**

– для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 17178,4 = 2576,7 \text{ руб};$$

– для инженера:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 1196787,1 = 17578,1 \text{ руб};$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

**Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)**

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (17178,4 + 2576,7) = 5926,53 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (116787,1 + 17578,1) = 40309,56 \text{ руб}$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

### 4.2.3.2 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{кр}} = (1214 + 48000 + 133965,5 + 20154,8 + 46236,09) \cdot 0,2 = 49914,078$$

где  $k_{\text{кр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 4.17 - Группировка затрат по статьям

Статьи								
Амортизация	Сырье, материалы	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Итого бюджетная стоимость
48000	1214	576000	133965,5	20154,8	46236,09	825570,39	49914,078	875484,46

В результате было получено, что бюджет затрат НИИ составит 875484,46 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 10000000 .рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

### Определение ресурсоэффективности исследования

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший

интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. ПАО «Роснефть»

2. ПАО «Татнефть»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.17)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{875484,46}{1000000} = 0,87$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{1000000}{1000000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{900000}{1000000} = 0,9$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{ri}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 18).



Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании установки	0,3	5	5	3
2. Стабильность работы	0,2	5	3	3
3. Технические характеристики	0,2	4	2	3
4. Ремонтопригодность	0,15	5	3	3
5. Простота эксплуатации	0,15	3	3	2
Итого:	1	3,5	3,4	2,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 = 3,5;$$

$$I_{p2} = 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 2 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 = 3,4;$$

$$I_{p3} = 0,3 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 2 = 2,85$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (20)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{3,4}{5,5} = 0,62$$

Таблица 4.19 – Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,87	1	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,5	3,4	2,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

### **Заключение**

В ходе проведенной работы можно сделать вывод, поставленные цели раздела достигнуты.

Анализ конкурентных технических решений показал выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 81 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 65 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 16;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 875484,46 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать следующие заключения: значение интегрального финансового показателя ИР составляет

0,87 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 3,5, по сравнению с 3,4 и 2,85. Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,5 по сравнению с 4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б8СГ		Мовколенко Эдуард Александрович	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»; Профиль: «эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

**Защита промысловых трубопроводов системы поддержания пластового давления от коррозии на нефтегазоконденсатном месторождении "Х" (Томская область)**

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: нагнетательные скважины, кустовые площадки, промысловые трубопроводы          Область применения: нефтяная промышленность          Рабочая зона: полевые условия          Размеры зоны: 50*70 м.          Количество и наименование оборудования рабочей зоны: блочная кустовая насосная станция (БКНС), блок дозировки реагента (БДР), установка дозирования реагента (УДР), ингибиторы коррозии          Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: закачка ингибитора в трубопровод, закачка реагента в скважину, обработка паром.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.          ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.          Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <p>1. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека;          2. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или</p>

	<p>понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости);</p> <p>3. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.</p> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума;</li> <li>2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> тепловая изоляция трубопроводов, одежда специальная защитная; средства защиты ног, рук, органов дыхания, слуха, глаз, головы; беруши, наушники, защитные ограждения; знаки безопасности.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферного воздуха;</li> <li>– Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных вод;</li> <li>– Воздействие на литосферу: загрязнение почв при разливе нефти и химических реагентов.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Возможные ЧС: пожар при разгерметизации узлов агрегатов;</li> <li>– Розлив химического реагента;</li> <li>– Наиболее типичная ЧС: пожар при воспламенении реагентов.</li> </ul>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
<p>28.04.2022</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Мовколенко Эдуард Александрович		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы проанализирован комплекс мер повышения надежности трубопроводов системы поддержания пластового давления при их защите от коррозии. Областью применения является месторождение “Х”, расположенное в Томской области. В данном разделе рассмотрены различные вредные и опасные производственные факторы, обусловленные работой на производственной площадке. Для обеспечения безопасных условий труда разрабатываются некоторые необходимые правила проведения работ, рассматриваемые в разделе социальной ответственности.

Рабочее место машиниста поддержания пластового давления располагается на установке подготовки нефти. Рабочая зона представляет собой открытую площадку. Размеры зоны: 50м на 70м. В этой зоне располагаются: блочная кустовая насосная станция (БКНС), для закачки воды в пласт; блок дозировки реагента (БДР), установка дозирования реагента (УДР), для подачи ингибитора коррозии в трубопровод.

Данная работа является актуальной, так как безопасность при эксплуатации трубопроводов ППД важна, так как возможны ЧС, при которых возможны не только большие экономические потери, но также и нанесение вреда здоровью работников при его проведении.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

К работам по обеспечению целостности трубопроводов от коррозии привлекается рабочий персонал из числа операторов по добыче нефти и газа (ДНГ) и машинистов ППД, ППУ и АЦН. Зачастую для данных работ

привлекается рабочий персонал подрядных организаций по техническому заданию с указанием характера работ и требований к подрядчику. Как правило, вышеперечисленные работники осуществляют свою деятельность вахтовым методом. Для вахтовой работы предусмотрены отдельные положения в Трудовом кодексе Российской Федерации (ТК РФ). В статье 297 ТК РФ [1] дается следующее определение: «Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания». Соответственно, работники, привлеченные к работе вахтовым методом, должны быть обеспечены местом проживания в вахтовом поселке или других объектах работодателя [1], где должны быть все необходимые для обеспечения жизнедеятельности объекты.

Согласно статье 298 ТК РФ [24], существуют ограничения по работе вахтовым методом. Так к работе вахтовым методом не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, 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.

В соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [25], рабочая зона рабочих, привлекаемых к очистке НКТ от парафиновых отложений, должна быть спроектирована так, чтобы рабочий мог выполнять свои функции с удобством и без вреда для здоровья.

Согласно статье 221 ТК РФ [26], каждый работник, осуществляющий свою деятельность в условиях наличия вредных производственных факторов (имеет место в нефтегазовой отрасли) должен быть обеспечен работодателем средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Перед осуществлением работ по удалению парафиновых отложений со

стенки НКТ необходимо обеспечить прохождение персоналом инструктажа по безопасности труда, пожарной и экологической безопасности от руководителя с отметкой в журнале, а также обучение навыкам оказания первой медицинской помощи. Руководитель также обязан проводить внеплановые инструктажи при изменении производственного процесса. Работники, не прошедшие инструктажи к работе не допускаются [27].

Единые работы по устранению протечек трубопроводов осуществляются только после утверждения наряда-допуска, при оформлении которого прилагается вся необходимая документация (планы, схемы, мероприятия и др.). Для периодических обработок рекомендуется наряд-допуск не оформлять. Наряд-допуск оформляется по форме, в которую включается [28]:

1. Характер проведения работ;
2. Опасные и вредные производственные факторы;
3. Место проведения работ;
4. Состав бригады;
5. Последовательность проведения работ;
6. Меры по обеспечению безопасности;
7. Орган, выдающий наряд-допуск;
8. Ряд согласующих органов.

Бригада может приступать к работе только после получения необходимых согласований, наряда-допуска, инструктажа под роспись всего состава.

## **5.2 Производственная безопасность**

Выполнение работ по предотвращению образования коррозии на



трубопроводах производятся различными способами и технологиями. В данном разделе рассмотрены некоторые: закачка ингибитора в трубопровод, закачка реагента в скважину, обработка паром.

Скважины и линейные сооружения относятся к опасным производственным объектам. В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [29], работы по предотвращению образования коррозии на трубопроводах может иметь следующие вредные и опасные факторы производства (таблица 5.1):

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на кустовой площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
2. Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
3. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости)	ГОСТ 12.2.003.91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества.

### **5.3 Анализ вредных производственных факторов**

#### **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Недостаточная освещенность возникает, как правило, при работе в ночное время. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности не должна быть менее 10 люксов (1 люкс – освещенность 1 м<sup>2</sup> поверхности при световом потоке 1 лм (люмен)). Это достигается путем установки заводом-изготовителем специального светового оборудования на шасси установок.

При недостаточной освещенности рабочий персонал может получить ушибы, травмы, возникают головные боли, в связи с напряжением глаз.

#### **Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги тканей организма человека**

Метеоусловия и микроклимат на рабочем месте оказывают огромное влияние на производительность труда. Значительные отклонения параметров микроклимата от оптимальных значений могут снизить показатели работоспособности или даже сделать работу невозможной.

Так как установка БКНС является постоянно обслуживаемой, устройство вблизи нее, помещений с постоянно поддерживаемым микроклиматом, является обязательным. Учитывая, что время от времени к установке прибывают ремонтные бригады, то необходимо обеспечить их спецодеждой для длительного нахождения вне помещения. Поскольку предполагаемый регион эксплуатации установки - Западная Сибирь, то нужно учесть все неблагоприятные факторы окружающей среды, которые могут повлиять на здоровье и безопасность работ на скважине [30].

Основные параметры климата в районе эксплуатации установки приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Основные параметры климата в районе эксплуатации установки

Наименование параметра	Оптимальные значения	Допустимые значения
Температура воздуха	+ 22...24°С	+15...28°С
Относительная влажность	40...60%	20...80%
Скорость движения воздуха	0,1 м/с	<0,5м/с

Температура в теплый период года 22-24°С, в холодный период года 15-28°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

### **Повышенный уровень шума**

Выполнение технологических операций на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся постоянные источники шума: машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца.

Работа БКНС вызывает уровень звука в блочной 92 дБ. Согласно СНиП 23-03-2003 пункт 6.6 таблица №1: предельно допустимые октавные уровни звукового давления, дБ; уровни звука, скорректированные по, дБ; эквивалентные и максимальные уровни звука, скорректированные по, дБ, на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий для основных видов трудовой деятельности, предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 95 децибел [31].

К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [31]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования.

#### **5.4 Анализ опасных производственных факторов**

**Опасные производственные факторы, связанные с резким изменением (повышением или понижением) барометрического давления воздуха производственной среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления (за пределами его естественной изменчивости)**

БКНС относится к установкам, работающим под высоким давлением 190-210 кгс/см<sup>2</sup> поэтому нарушение их герметичности может вызвать взрывы, результатом которых может быть тяжкий вред здоровью рабочих, такой как: ожоги, ушибы, сотрясение мозга, переломы, порезы.

Такие неисправности могут быть вызваны негерметичностью вследствие износа оборудования. Поэтому при выполнении работ производится опрессовка оборудования на полутора кратное от максимального ожидаемого давления системы для проверки герметичности.

**Опасные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха**

Ингибиторы, применяемые в качестве рабочих при дозировании их в трубопроводы, являются сильными отравляющими веществами, способными

вызвать ухудшение самочувствия, травмы слизистой, глаз и прочих органов чувств человека. Так, реагенты на углеводородной основе вызывают покраснение слизистых оболочек глаз, головную боль, головокружение, боли в области сердца, а реагенты на основе метанола при приеме внутрь могут привести к слепоте и смерти [32].

Характеристики вредных веществ представлены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Характеристики вредных веществ, входящих в состав ингибиторов

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензол	15	2
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	2
Нефть	10	3
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	10	3
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300	4
Оксид углерода CO	20	4
Сера	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4

В этой связи применяется особый комплект СИЗ: костюмы из хлопчатобумажной ткани, кожаная обувь, рукавицы или резиновые перчатки, очки защитные, противогаз марки БКФ [32].

Таким образом, предотвращение образования и борьба с коррозией является видом работ, включающими целый спектр вредных и опасных факторов. Условия и СИЗ для работы должны выбираться в зависимости от характера работ, погодных условий и времени суток.

## **5.5 Экологическая безопасность**

Основными типами воздействий на окружающую среду являются:

- Загрязнение нефтью или химическими реагентами окружающей среды из-за несовершенства технологий или аварийных разливов;
- Загрязнение атмосферы из-за испарений нефтепродуктов при нагреве для проведения исследований;
- Загрязнение отходами промышленного и бытового характера природной среды.

В результате происходит:

- Сокращение ареалов распространения флоры из-за разливов;
- Сокращение рыбных запасов из-за загрязнения поверхностных вод;
- Вырубка лесов из-за обустройства вахтового поселка.

Мерами по охране окружающей среды являются минимизация выброса газа и разлива нефти, а также оптимизация процессов сжигания газов.

### **Воздействие на атмосферу**

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием попутных вредных веществ, выбрасываемых с основным

газом.

## 5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации

При закачке химреагента в трубопровод могут возникнуть чрезвычайные ситуации, связанные с разгерметизацией узлов оборудования и последующим их возгоранием.

Класс пожара данной ситуации: В1 [33]. Для таких случаев агрегаты оборудуются противопожарным оборудованием, включающим в себя огнетушитель и систему подвода углекислоты.

Химические реагенты, используемые для дозирования в трубопровод, относятся к группе легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ). Поэтому средства дозирования должны быть оборудованы огнетушителями, песком, кошмой, асбестовым одеялом [32].

Для исключения пожаров, все применяемое оборудование должно быть выполнено из искробезопасных материалов, а машины (шасси агрегатов) должны быть снабжены искрогасителями. Электрооборудование должно быть во взрывозащищенном исполнении [32].

При выполнении работ категорически запрещается использование открытого огня и курение [32].

При подачи химического реагента в трубопровод может произойти розлив химического реагента. На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов должен быть [33]:

- 1) аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;
- 2) запас чистой пресной воды;
- 3) нейтрализующие компоненты для раствора

## **Вывод**

1. Работы по обеспечению целостности трубопроводов связаны с воздействием ряда вредных и опасных факторов. В их числе недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; повышенный уровень шума и вибраций; высокое давление рабочей среды в коммуникациях и оборудовании; взрывоопасность рабочего процесса; химические ожоги; отравление парами и газами. Для исключения воздействия данных факторов на рабочий персонал, рекомендуется детальный подбор СИЗ, проектирование мероприятий, ориентируясь на возможность негативного влияния;

2. Категорию помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: II группа - «Помещения с повышенной опасностью»;

3. Группу персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, должны иметь II группу;

4. Категорию тяжести труда – III;

5. Категория объекта, оказывающего значительное негативное воздействие на окружающую среду, относится I категории;

6. Категория помещений по взрывопожарной и пожарной опасности, при проведении горячей обработки скважины, относится к В1.



## **Заключение**

На сегодняшний день в России эксплуатируется порядка 350 тыс. км промышленных трубопроводных систем. Ежегодно фиксируется около 100 тысяч отказов трубопроводов или примерно 30 миллионов разлитых баррелей нефти в год, из которых 90% так или иначе связаны с коррозионным износом.

Коррозия – это фундаментальная проблема на протяжении многих десятилетий: это миллиарды недополученной прибыли, ежедневные отказы, разливы нефтепродуктов, заражение почвы, животных, птиц и непоправимый ущерб для окружающей среды [22]. Причин возникновения коррозии довольно много: наличие в металле механических примесей, наличие участков с динамической нагрузкой на трубопровод, агрессивная среда: сера, соль, вода, кислород, безусловно, ускоряют коррозионный процесс [23]. Как показывает практика, наиболее опасна именно внутренняя коррозия, так называемый – «канавочный» износ.

На сегодняшний день существует ряд технологий, позволяющих, так или иначе, снизить коррозионное воздействие (ингибирование, футерование, композиционные материалы и т.д.). Безусловно, каждая из технологий имеет свои достоинства и недостатки. Но, основная задача – разработка метода защиты уже для существующих трубопроводов, без их демонтажа, чтобы не нарушать равновесие окружающей природной среды. Кроме того, применяемая технология должна идеально работать с уже существующими способами защиты от коррозии – всем этим требованиям отвечает предложенный мною «Эффективный метод защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии» А.А. Колотова, что доказано проведенными опытно-промышленными испытаниями на производственных трубопроводах: ОАО «Удмуртнефть», Роснефть, ООО «РН-Юганскнефтегаз». Благодаря антикоррозионному модулю коррозия снизилась на 62,5%. Участок трубопровода, защищенный

антикоррозионным модулем, не склонен к образованию коррозии и солеотложений. Разработанная конструкция позволила увеличить межремонтный период промысловых трубопроводов на 30...60%, защиту ОПС от разливов на 40...50%.

## Список используемых источников

1. Мирзоев Ф.С. // Коррозия трубопроводов. Современные методы защиты // Статья в журнале - научная статья – 2016. – 145-146 с.
2. Факторы коррозионного воздействия на трубопровод [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studopedia.org/8-109931.html>
3. Анциферов С.А., Усманова Е.А. // Анализ влияния внутренней коррозии на эксплуатацию трубопроводов // Вестник НГИЭИ – 2015
4. Предназначение системы сбора и подготовки скважинной продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zdamsam.ru/b42999.html>
5. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -34 с.
6. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г - 355 с.
7. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г- 63 с.
8. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -69 с.
9. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -362 с.

10. Коррозия подземных трубопроводов и защита от нее [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pss.ru/stroy/principy-ehz/korroziya-podzemnykh-truboprovodov-i-zashchita-ot-nee/>.
11. Яхьяев, Н. Ш. Лабораторные методы измерения и приборы контроля коррозии / Н. Ш. Яхьяев, А. К. Камолов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 12 (116). — С. 455-458.
12. А.Н.Крылов // Междисциплинарный проект / Учебно-методическое пособие Соли -3 с.
13. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -25 с.
14. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -334 с.
15. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -59 с.
16. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -358 с.
17. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -361 с.
18. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -105 с.

19. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» нефтегазоконденсатного месторождения Томской области //Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -331 с.
20. В.М. Новаковский // Коррозия // Учебно-методическое пособие -10 с.
21. Эффективный метод защиты промысловых трубопроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:  
[https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/40050/ENffektivnyj\\_metod\\_zashchity\\_promyslovyh\\_truboprovodov\\_ot\\_vnutrennej\\_korrozii.pdf;jsessionid=1172ACE66C6E69DB532CA9D2989CA1E6?sequence=1](https://rep.bntu.by/bitstream/handle/data/40050/ENffektivnyj_metod_zashchity_promyslovyh_truboprovodov_ot_vnutrennej_korrozii.pdf;jsessionid=1172ACE66C6E69DB532CA9D2989CA1E6?sequence=1).
22. Балабан-Ирменин Ю.В., Липовских В.М., Рубашов А.М. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей, 2008. – С. 97.
23. Красноярский В.В., Цикерман Л.Я. Коррозия и защита подземных металлических сооружений, 1968. – С. 43.
24. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
25. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
26. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 36. Обеспечение прав работников на охрану труда.
27. Требования в области промышленной и пожарной безопасности, охране труда и окружающей среды к организациям, привлекаемым к работам и оказанию услуг в интересах АО «НК «Конданефть» (для внесения в технические задания).
28. Методический документ «Выполнение работ по удалению и предотвращению коррозионных отложений»
29. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

30. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
31. <https://docs.cntd.ru/document/1200084097>
32. Методический документ «Выполнение работ по удалению и предотвращению коррозионных отложений».
33. <https://docs.cntd.ru/document/902111644>