

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b>

УДК: 622.276.8:620.197(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Немиров Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

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

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

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

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Немиров Александр Александрович

Тема работы:

Совершенствование методов защиты от коррозии в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-10/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Самотлорскому нефтяному месторождению, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Условия возникновения коррозии и методы защиты от нее</li> <li>2. Анализ текущего состояния коррозионных процессов на Самотлорском месторождении</li> <li>3. Методы защиты от коррозии на Самотлорском месторождении</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Гасанов Магеррам Алиевич
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Немиров Александр Александрович		

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  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Условия возникновения коррозии и методы защиты от нее	20
	Анализ текущего состояния коррозионных процессов на Самотлорском месторождении	30
	Методы защиты от коррозии на Самотлорском месторождении	30
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

#### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 95 страниц, 11 рисунков, 25 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: **ОБОРУДОВАНИЕ, СИСТЕМА СБОРА, ПОДГОТОВКА, НЕФТЬ КОРРОЗИЯ, ЗАЩИТА.**

Объектом исследования является процесс сбора и подготовки нефти на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет исследования – коррозионные процесс в работе системы сбора и подготовки нефти на месторождении.

Цель работы – анализ коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском месторождении и разработка рекомендаций по защите от них.

В процессе исследования проводилась оценка коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском месторождении.

В результате исследования предложены рекомендации по защите системы от коррозии, обоснована их эффективность.

Область применения: предложенные направления защиты системы сбора и подготовки нефти от коррозии могут быть применены на данном месторождении.

## Report

The bachelor's final qualifying work contains 95 pages, 11 figures, 25 tables, 25 sources.

Keywords: EQUIPMENT, COLLECTION SYSTEM, PREPARATION, OIL CORROSION, PROTECTION.

The object of the study is the process of collecting and preparing oil at the Samotlor oil and gas condensate field.

The subject of the study is the corrosion process in the operation of the oil collection and treatment system at the field.

The purpose of the work is to analyze corrosion processes in the oil collection and treatment system at the Samotlorskoye field and develop recommendations for protection against them.

In the course of the study, corrosion processes in the oil collection and treatment system at the Samotlorskoye field were evaluated.

As a result of the study, recommendations for protecting the system from corrosion are proposed, their effectiveness is justified.

Scope of application: the proposed directions of protection of the oil collection and treatment system from corrosion can be applied at this field.

## Оглавление

Введение .....	9
1 Условия возникновения коррозии и методы защиты от нее.....	10
1.1 Условия возникновения и развития коррозии в системах сбора и подготовки нефти .....	10
1.2 Методы защиты трубопроводов от коррозии .....	20
2 Анализ текущего состояния коррозионных процессов на Самотлорском месторождении .....	30
2.1 Общая характеристика месторождения .....	30
2.2 Организация сбора и подготовки нефти .....	41
2.3 Оценка коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти.....	44
3 Методы защиты от коррозии на Самотлорском месторождении .....	50
3.1 Модернизация средств и методов защиты трубопроводов от коррозии .....	50
3.2 Анализ эффективности предложенных мероприятий .....	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	57
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	57
4.2 Планирование научно – исследовательских работ .....	63
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	69
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	74
5 Социальная ответственность .....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации.....	82
5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации.....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации .....	91
Заключение .....	93
Список использованных источников .....	95

## Введение

Проблема эффективности работы оборудования сбора и подготовки нефти на месторождениях является одной из наиболее актуальных для качественного обеспечения функционирования месторождения. При этом не существует универсальных способов борьбы с коррозией по отрасли в целом. Каждый объект разработки, каждое месторождение является уникальным. Поэтому в каждом конкретном случае необходимо предлагать конкретные методы борьбы с коррозией в работе оборудования сбора и подготовки нефти.

Цель работы – анализ коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском месторождении и разработка рекомендаций по защите от них.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие задачи:

- охарактеризовать условия возникновения и развития коррозии в системах сбора и подготовки нефти;
- рассмотреть методы защиты трубопроводов от коррозии;
- дать общую характеристику месторождения;
- охарактеризовать организацию сбора и подготовки нефти на месторождении;
- провести оценку коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти;
- предложить направления модернизации средств и методов защиты трубопроводов системы от коррозии;
- провести анализ эффективности предложенных мероприятий.

Объектом исследования является процесс сбора и подготовки нефти на Самотлорском нефтегазоконденсатном месторождении.

Предмет исследования – коррозионные процессы в работе системы сбора и подготовки нефти на месторождении.

# 1 УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИИ И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ НЕЕ

## 1.1 Условия возникновения и развития коррозии в системах сбора и подготовки нефти

Коррозия – это процесс разрушения материалов в результате воздействия на них агрессивной среды. В результате этого, химического или физико-химического взаимодействия со средой происходит потеря их изначальных эксплуатационных свойств. Коррозия металлов представляет собой разрушение их поверхности в результате химического или электрохимического взаимодействия с агрессивными факторами [2].

При извлечении скважинной продукции из продуктивного пласта на поверхность добывается газожидкостная смесь, состоящая из нефти, газа и воды. Конечная стадия процесса добычи нефти – разделение этой смеси на три потока: нефть и попутный газ отправляют потребителям, а отделяемую от нефти пластовую воду утилизируют на месте добычи нефти [3].

В процессе разработки нефтяного месторождения, особенно в условиях применения методов поддержания пластового давления и интенсификации добычи нефти (закачка в пласт воды и газа, использование тепловых методов, ПАВ, CO<sub>2</sub> и других химических реагентов), могут существенно измениться, первоначальные свойства добываемой из нефтяных скважин жидкости. Изменяется вязкость и состав нефти и газа, постепенно опресняется добываемая с нефтью вода вследствие закачки в пласт слабоминерализованных пресных вод. В водной фазе извлекаемой жидкости может возрасти содержание ПАВ или двуокиси углерода, закачиваемых в пласт для увеличения нефтеотдачи, а также концентрация других химических реагентов.

Таким образом, хотя коррозионные свойства добываемой из скважин нефти, газа и воды определяются физико-химическими свойствами этих трех

составляющих (и в первую очередь, очевидно, свойствами водной фазы), однако результирующая агрессивность этой сложной смеси во многом зависит от ряда внешних и внутренних факторов, связанных с конкретными условиями разработки и эксплуатации нефтяных месторождений [3].

При обычной температуре нефтяная фаза является практически инертной по отношению к большей части металлов. Однако коррозионная активность водной фазы в системе нефть-вода-газ может в наибольшей степени быть проявлена лишь при некоторых определенных условиях, которые во многом зависят от физико-химических свойств неполярной фазы среды и влияния ее на характер распределения воды и нефти одна в другой.

Характер и степень коррозионного воздействия добываемой из скважин жидкости на внутрепромысловые трубопроводы зависят не только от природы нефти и ее физико-химических свойств, но и от условий залегания нефти в залежи, от способа разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, от применяемой техники и технологии добычи, сбора и транспорта нефти на промыслах, а также от периода разработки, в котором находится эксплуатируемое месторождение.

В связи с этим различают следующие четыре основные стадии разработки месторождений. На первой стадии осваивают нефтяное месторождение эта стадия характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности и выходом на максимальный проектный уровень добычи. Вторая стадия – поддержание более или менее стабильного уровня добычи с неуклонным нарастанием обводненности скважин и постепенным переходом их с фонтанной добычи на механизированную. На третьей стадии значительно снижается объем добытой нефти. Резко прогрессирует обводнение продукции, часть скважин по этой причине выводится из действующего фонда. Четвертая стадия (завершающая) – это разработка истощенных нефтяных пластов. Эта стадия характеризуется низкими дебитами нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Третья

и четвертая стадия составляют так называемый поздний период разработки нефтяных месторождений [3].

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой высококонцентрированные растворы солей (преимущественно хлористого натрия и кальция) и обладают нейтральным рН. Если в них отсутствуют сероводород или кислород, пластовые воды оказывают, как правило, слабое коррозионное воздействие на металлическое оборудование скважин. В зависимости от содержания в пластовых водах коррозионно-активных агентов процесс коррозии металлов в этих электролитах протекает с водородной или кислородной деполяризацией. Вопрос о коррозионной активности пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью, следует рассматривать исходя из того, являются они в системе нефть-вода диспергируемой фазой или дисперсионной средой.

Из многих факторов, оказывающих влияние на коррозионную активность системы нефть-вода, важнейшим является соотношение воды и нефти. Ряд исследователей считает, что агрессивность добываемой нефти постепенно растет с повышением содержания в ней воды. Имеются данные, что одному и тому же соотношению воды и нефти соответствует различная коррозионная активность системы. До сих пор не установлено, какое соотношение воды и нефти отвечает максимально возможной агрессивности системы и существует ли критическое соотношение между водой и нефтью, после которого коррозионная активность продукции скважины начинает резко возрастать.

Вопрос о коррозионном поведении газожидкостной смеси, которая содержит в качестве отдельной фазы минерализованную воду, представляет большой теоретический и практический интерес, поскольку на нефтепромыслах чаще всего приходится встречаться с движением трехфазных смесей (нефть, вода, газ). Как уже указывалось, эта многокомпонентная система поднимается по скважине и транспортируется по нефтесборным коллекторам в виде эмульсионной структуры,

характеризующейся, как и всякая эмульсия, дисперсностью, устойчивостью во времени и скоростью коалесценции (расслоения фаз). С точки зрения коррозии, нас в первую очередь интересуют физико-химические свойства нефтяных эмульсий, возникающих при совместном движении в скважине воды и нефти.

Один из важных показателей водонефтяных эмульсий – их агрегатная устойчивость, которая определяется временем, необходимым для разделения системы на две несмешивающиеся фазы. Устойчивость водонефтяных эмульсий колеблется в широких пределах и в зависимости от их свойств составляет период от нескольких секунд до нескольких лет [3].

С ростом содержания в нефти воды и при сохранении постоянной степени дисперсности эмульсии число капелек воды в ней резко возрастает. Например, в одном литре однопроцентной эмульсии число глобул воды может достигнуть порядка триллиона, а общая площадь поверхности раздела составить десятки квадратных метров. Очевидно, для стабилизации такой разбитой границы раздела необходимо иметь в нефти достаточное количество стабилизаторов. Если принять, что содержание стабилизаторов эмульсии в высокомолекулярной части нефти является величиной постоянной для данной нефти, то, очевидно, с ростом водонефтяного отношения относительная концентрация стабилизаторов в системе будет уменьшаться. Можно себе представить такое положение, когда концентрация эмульгаторов в системе будет недостаточной для стабилизации всей содержащейся в нефти воды. В этом случае водонефтяная эмульсия становится неустойчивой и разделяется на две несмешивающиеся жидкости, выделяя пластовую воду в качестве отдельной фазы. Следует еще иметь в виду, что стабилизаторы ВНЭ являются типичными поверхностноактивными величинами и могут поэтому адсорбироваться из нефти не только на жидких, но и на твердых границах раздела, например: в кристаллах парафина, частичках глины и песка, металлической поверхности труб.

Таким образом, выделение из газожидкостной смеси водной фазы обусловлено в основном снижением агрегатной устойчивости водонефтяных эмульсий за счет увеличения содержания в них воды и недостатка стабилизаторов для сохранения устойчивости этих эмульсий. Что же касается конкретных величин водонефтяного отношения, при которых становится возможным определение водной фазы из систем, это зависит от множества факторов кинетического и физико-химического порядка, связанных со свойствами и составом нефти и воды, условиями их подъема на дневную поверхность и так далее. Изучение условий образования и устойчивости эмульсий может оказаться полезным для суждения о том, при каких водонефтяных отношениях данная система станет неустойчивой, какова будет потенциальная агрессивность добываемой из скважин нефти. Величина водонефтяного отношения для данного месторождения, при которой система нефть–вода становится неустойчивой, может быть использована в качестве специфического параметра для характеристики и прогнозирования коррозии на нефтепромыслах.

Расслоение водонефтяных эмульсий с увеличением содержания в них воды и появление воды в качестве отдельной фазы изменяет условия смачивания металлической поверхности двумя несмешивающимися жидкостями. Становится реальной возможность изменения избирательного смачивания металлической поверхности из гидрофобной в гидрофильную и образование на металле водных прослоек той или иной толщины. Появление пленок воды на металлической поверхности – это начало развития коррозии металла в системе нефть – вода.

По мере роста содержания воды в нефти, выделения из нее водной фазы и, как следствие всего этого, сдвига избирательного смачивания металлической поверхности в гидрофильную сторону замедляется (иногда совершенно прекращается) процесс парафинизации нефтепромысловых коммуникации. Таким образом, снижение устойчивости водонефтяных эмульсий и выделение воды из системы приводит, с точки зрения коррозии,

ко многим отрицательным явлениям, в том числе к предотвращению отложения на металлической поверхности Парафина, который играет роль своеобразной механической защиты металла от агрессивного действия среды.

Известно, что с ростом объема закачиваемых в пласт пресных вод происходит опреснение пластовых вод. Это приводит к изменению состава и свойств извлекаемых с нефтью вод и к нарушению их химического равновесия. В этих условиях возможно выпадение на металлической поверхности труб неорганических осадков. В их состав входят в основном карбонат кальция, сульфат кальция и (или) сульфат бария, а также органические примеси из нефти. Борьба с отложением осадков внутри подземного оборудования скважин является серьезной и еще не решенной проблемой в нефтяной промышленности.

По типу разрушения различают наружную и внутреннюю коррозию. Коррозию классифицируют по механизму, по геометрическим параметрам повреждения, скорости распространения, виду распространения (рис. 1.1).

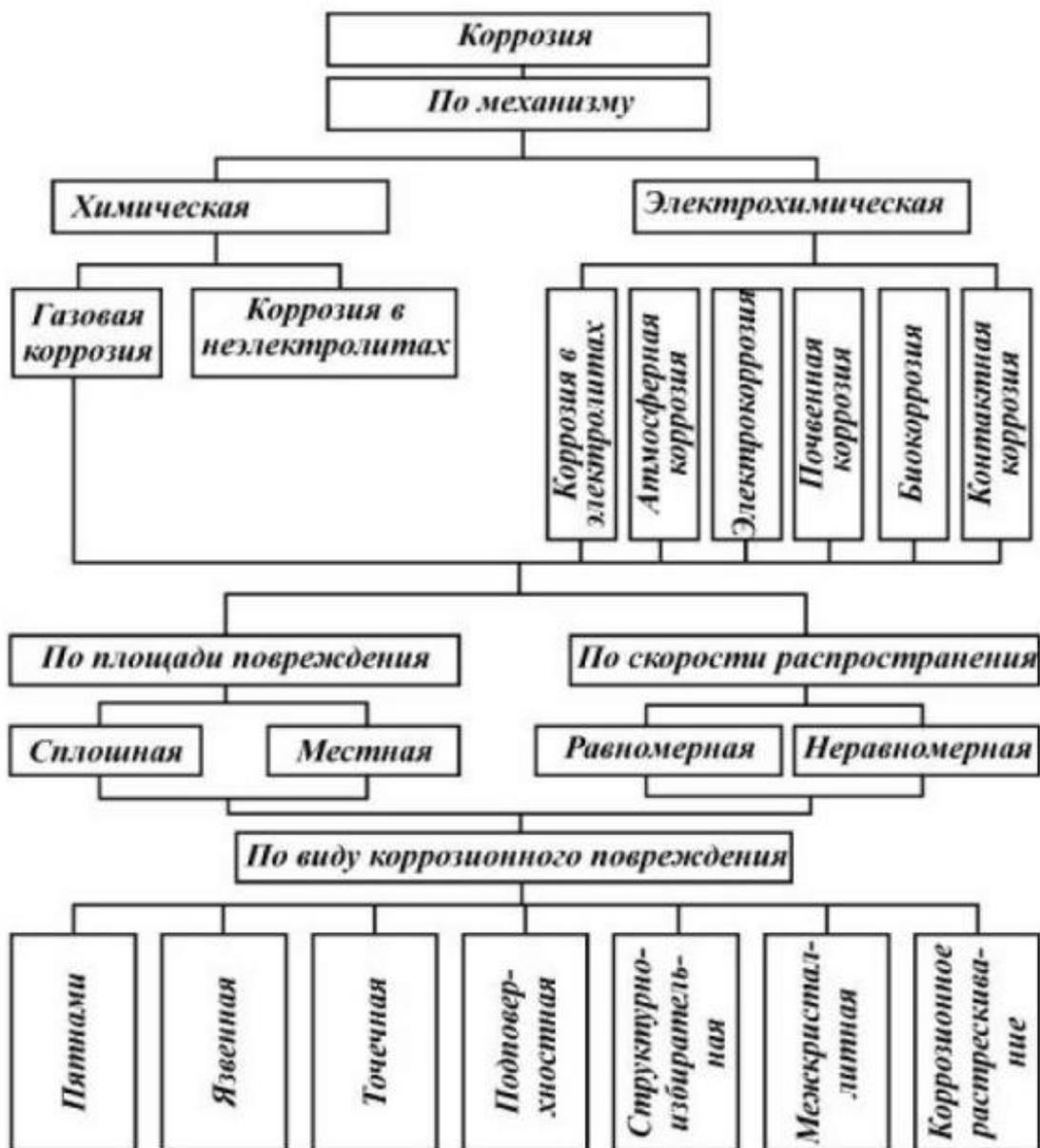


Рисунок 1.1– Классификация коррозии

В зависимости от механизма и условий разрушения металла коррозию можно разделить на виды, представленные на рисунке 1.2: равномерную, местную, точечную, межкристаллитную (металл разрушается по границам зерен металла, процесс коррозии стремителен с глубоким проникновением в металл), избирательную коррозию (разрушение происходит с одним из компонентов сплава, структура становится пористой без изменения внешнего вида), коррозионное растрескивание (в структуре металла

зарождается большое количество трещин, которые трудно диагностируются на начальном этапе) [4].

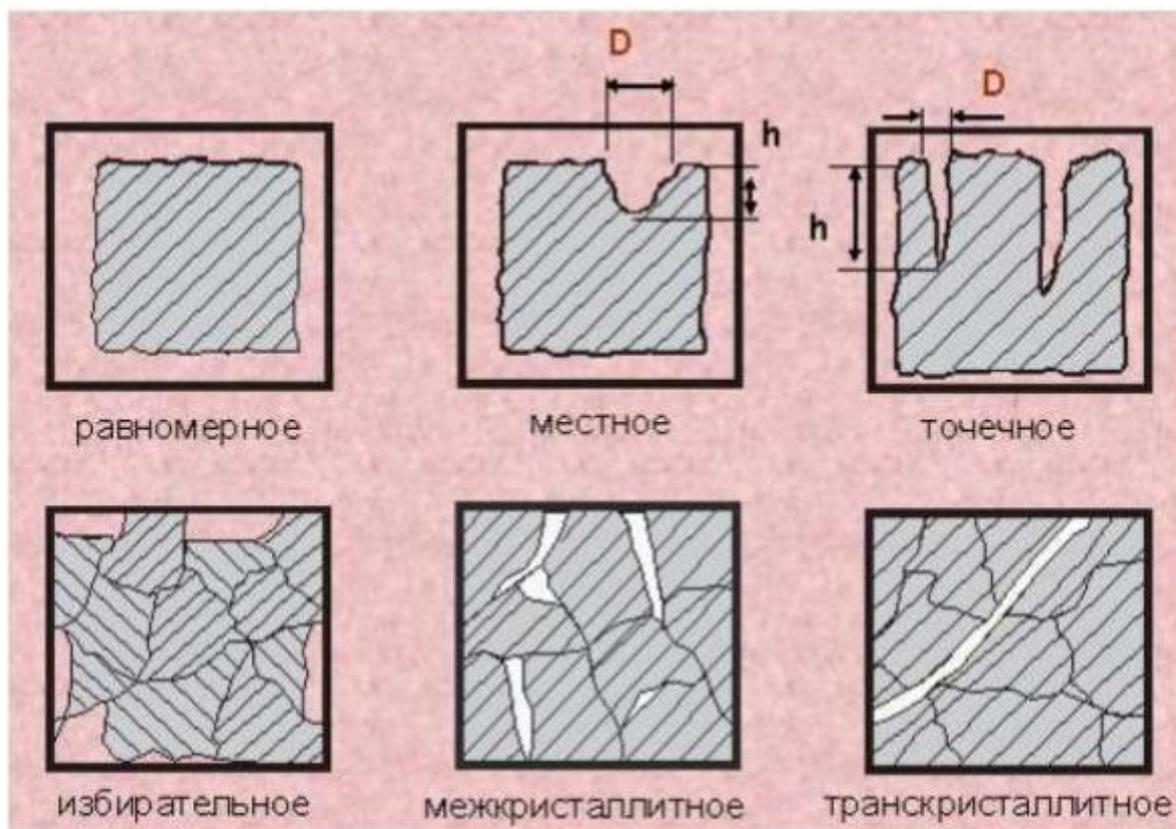


Рисунок 1.2 – Виды коррозионных разрушений

Местная коррозия в свою очередь делится на 3 вида:

- язвы – локальные повреждения большой глубины на достаточно не больших участках поверхности металла;
- точки (питтинг) – точеные, мелкие язвы;
- пятна – не глубокие, но широко распространяющиеся коррозионные повреждения.

По механизму протекания различают химическую и электрохимическую коррозию.

Химическая коррозия протекает в средах, не проводящих электрический ток. В основном это атмосферная коррозия, происходящая по двум причинам:

1. Окисление железа кислородом из воздуха.



2. Реакции кислой и щелочной среды и как результат образование сплошной пленки на поверхности трубопровода. Действие атмосферной коррозии не существенно и легко устраняется путем защиты поверхности трубы с помощью защитных пленок и мастик.

Коррозия сталей в водных средах происходит в результате протекания электрохимических процессов (рис. 1.3), реакций, сопровождающихся течением электрического тока между отдельными участками поверхности. Активность металлов в электрохимических процессах оценивается величиной стандартного электрического потенциала  $E^0$ . Каждый металл вытесняет из водных растворов солей все другие металлы, расположенные правее его ряду напряжений.

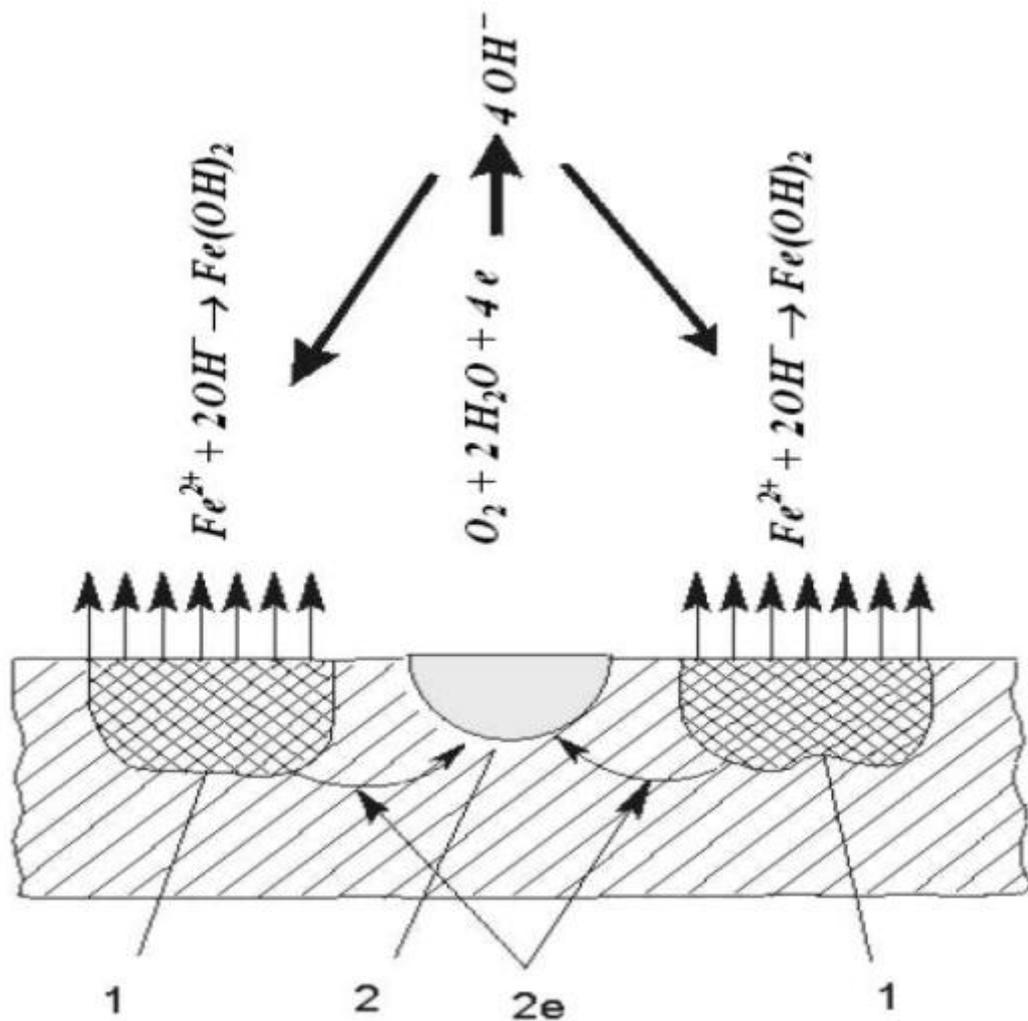


Рисунок 1.3 – Электрохимическая коррозия: 1–анодная зона, 2–катодная зона, 3–направление движения электронов

На аноде процесс протекает следующим образом.



Атомы железа (Fe) переходят в раствор в виде гидратированных катионов  $\text{Fe}^{2+}$ , то есть происходит анодное растворение металла.

На катоде происходит реакция восстановления:



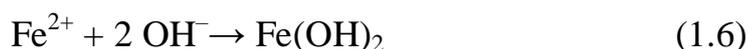
Происходит ионизация молекул кислорода с образованием гидроксильных ионов в зависимости от величины pH. При  $\text{pH} < 4,3$  происходит разрядка всегда находящихся в воде ионов водорода и образование атомов водорода и впоследствии с образованием молекулярного водорода:



При  $\text{pH} > 4,3$  преобладает взаимодействие электронов с кислородом, растворенным в воде:



Катионы  $\text{Fe}^{2+}$  и ионы  $\text{OH}^-$  взаимодействуют с образованием закиси железа



Когда в воде находится в необходимом количестве свободный кислород, закись железа может окислиться до гидрата окиси железа, с дальнейшим выпадением в виде осадка:



В результате протекания электрического тока анод разрушается: частицы металла в виде ионов  $\text{Fe}^{2+}$  переходят в воду или эмульсионный поток. Анод, разрушаясь, образует в трубе сквозной дефект или другие повреждения стенки трубопровода.

## 1.2 Методы защиты трубопроводов от коррозии

В связи с тем что коррозия – естественный процесс, обусловленный термодинамической нестойкостью металлов в эксплуатационных условиях, срок службы металлических изделий часто бывает относительно коротким. Продлить его можно в основном четырьмя способами, которые широко используются в практике:

- изоляция поверхности металлических изделий от агрессивной среды;
- воздействие на металл с целью повышения его коррозионной устойчивости;
- воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
- поддержание такого энергетического состояния металла, при котором окисление его термодинамически невозможно или сильно заторможено.

Первый способ носит название пассивной защиты. К нему относятся следующие методы:

- нанесение на поверхность металла слоя химически инертного относительно металла и агрессивной среды вещества с высокими диэлектрическими свойствами. Этот метод является наиболее распространенным. Он предполагает использование различного рода мастик, красок, лаков, эмалей и пластмасс, жидких в момент нанесения, а затем образующих твердую пленку, которая обладает прочным сцеплением (адгезией) с поверхностью металла. К этому методу следует отнести также и специальные методы укладки, часто используемые для защиты подземных сооружений на территории городов и заводов (например, коллекторная прокладка, при которой подземные трубопроводы располагают в специальных каналах, изолирующим слоем в данном случае является воздушный зазор между стенкой трубопровода и каналом).

- обработка изделий специальными окислителями, в результате которой

на поверхности металла образуется слой малорастворимых продуктов коррозии. Примером может служить образование нерастворимых фосфатов на поверхности стальных изделий (фосфатирование) или окиси алюминия на изделиях из алюминиевых сплавов;

- нанесение на изделие из малостойкого металла тонкого слоя металла, обладающего меньшей скоростью коррозии в данной среде (например, оцинкование, хромирование или никелирование стальных изделий);

- обработка металлических изделий растворами окислителей (пассиваторов) для перевода поверхностного слоя металла из активного состояния в пассивное, при котором резко уменьшается переход ионов металла в раствор и тем самым снижается интенсивность коррозионного процесса.

Второй способ защиты – введение в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость в данных условиях, или удаление вредных примесей, ускоряющих коррозию. Он применяется на стадии изготовления металла, а также при термической и механической обработке металлических деталей. Общую теорию коррозионного легирования предложил Н.Д. Томашев. Во многих случаях легирование металла, мало склонного к пассивации, металлом, легко пассивируемым в данной среде, приводит к образованию сплава, обладающего той же (или почти той же) пассивируемостью, что и легирующий металл. Таким путем получены многочисленные коррозионные сплавы, например нержавеющие стали, легированные хромом и никелем.

Третий способ защиты предусматривает дезактивационную обработку агрессивной среды путем введения ингибиторов (замедлителей) коррозии. Действие ингибиторов сводится в основном к адсорбции на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, тормозящих коррозию. К этому способу можно отнести и удаление агрессивных компонентов из состава коррозионной среды (деаэрации водных растворов, очистка воздуха от примесей и осушка его).

Обработкой коррозионной среды различными ядохимикатами достигается значительное снижение интенсивности деятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии металлов.

При борьбе с подземной коррозией осуществляется обработка агрессивного грунта с целью его гидрофобизации (несмачиваемости водой), нейтрализации и частичной замены на менее агрессивный грунт или специальную засыпку. Последнее мероприятие может быть квалифицировано также как изоляции металла от прямого воздействия среды.

Четвертый способ носит название активной защиты. К нему относятся следующие методы:

- постоянная катодная поляризация изделия, эксплуатирующегося в среде с достаточно большой электропроводимостью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии, носит название катодной защиты. В некоторых случаях катодная поляризация может осуществляться не постоянно, а периодически, что дает ощутимый экономический эффект. При катодной защите изделию сообщается настолько отрицательный электрический потенциал, что окисление металла становится термодинамически невозможным;

- катодная поляризация, вызванная электрическим контактом изделия с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом, например стального изделия с магниевой отливкой. Более электроотрицательный металл в среде с достаточно высокой электропроводностью подвергается окислению, а следовательно, разрушается. Его следует периодически заменять. Такой металл называется протектором, а метод - протекторной защитой.

К этому методу можно отнести мероприятия по борьбе с блуждающими токами, которые ведутся по двум основным направлениям: предупреждение или уменьшение возможности возникновения блуждающих токов на самом источнике тока и проведение специальных работ на защищаемом подземном сооружении. Мероприятия первого направления –

обязательная, но только начальная мера. Независимо от их результатов следует проводить работы по защите самих подземных сооружений, к которым относятся использование высокоизолирующих совершенных покрытий, устройство электрических экранов, установка изолирующих соединений (фланцев) на трубопроводах, укладка трубопроводов в подземных коллекторах и каналах, электродренажная защита, катодная поляризация и др.

- анодная поляризация, которая в некоторых случаях способствует поддержанию пассивного состояния металла в средах, не пассивирующих металл и являющихся весьма агрессивными.

К способам защиты от коррозии часто относят использование неметаллических материалов, обладающих высокой химической стойкостью (асбоцемента, бетона, керамики, стекла, пластмассы и т. д.). Однако изготовление изделий из других материалов не может рассматриваться как способ защиты от коррозии – где нет металла, там нет и коррозии его [5].

К покрытиям для изоляции подземных трубопроводов предъявляются следующие требования:

- сплошность, обеспечивающая надежность покрытия(в противном случае оголяется поверхность трубопровода и возникают коррозионные элементы);
- водонепроницаемость, обеспечивающая невозможность насыщения пор покрытия почвенной влагой, что устраняет контакт электролита с металлом;
- прилипаемость (адгезия) покрытия к металлу- один из основных показателей качества изоляционного покрытия( при нарушении адгезии снижается сопротивляемость покрытия механическим воздействиям, а также проникновению под него электролита);
- химическая стойкость, обеспечивающая длительную работу покрытия в условиях наиболее агрессивных грунтов;
- электрохимическая нейтральность - отдельные составляющие

покрытия не должны участвовать в катодном процессе, в противном случае это может привести к разрушению изоляции трубопровода при электрохимической защите;

- механическая прочность, достаточная для проведения изоляционно-укладочных работ на трассе трубопровода;

- термостойкость, определяемая необходимой температурой размягчения, что важно для изоляции «горячих» трубопроводов, и температурой наступления хрупкости, что важно при проведении изоляционных работ в зимнее время;

- диэлектрические свойства, определяющие сопротивление возникновению коррозионных элементов на поверхности трубопровода и обуславливающие экономический эффект от применения электрохимической защиты;

- возможность механизации процесса нанесения изоляционного покрытия;

- недефицитность;

- экономичность (стоимость покрытия должна быть во много раз меньше стоимости сооружения).

Конструкция битумных покрытий сложилась в результате их длительного применения. Сначала идет слой грунтовки, получаемый при нанесении на трубу раствора битума в бензине или дизтоплива.

Он заполняет все микронеровности на поверхности металла. Грунтовка служит для обеспечения более полного контакта, а, следовательно, лучшей адгезии, между поверхностью металла и основным изоляционным слоем – битумной мастикой.

Битумные мастики представляют собой смесь тугоплавкого битума (изоляционного – БНИ-IV-3, БНИ-IV, БНИ-V; строительного – БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных – асбеста, доломита, известняка, талька; органических – резиновой крошки; полимерных – атактического полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и

пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, масла зеленого, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150 - 180° С. Расплавляя холодную грунтовку, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую адгезию изоляционного покрытия.

Для защиты слоя битумной мастики она покрывается сверху защитной оберткой (стеклохолстом, бризолом, бикарулом, оберткой ПДБ и ПРДБ). Сведения о конструкциях покрытий на основе битумных мастик приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Конструкция битумных изоляционных покрытий

Тип изоляции	Конструкция покрытия	Общая толщина, мм
Нормальный	Грунтовка, мастика (4 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	4 мм
Усиленный	Грунтовка, мастика (6 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	6 мм
Усиленный	грунтовка, мастика (3 мм), стеклохолст (1 слой), мастика (3 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	6 мм

При выборе типа и конструкции изоляционного покрытия исходят из следующих рекомендаций. Независимо от величины удельного электросопротивления грунтов усиленный тип изоляции применяется при прокладке трубопроводов диаметром 820 мм и более и на всех трубопроводах при прокладке их:

- южнее 50-й параллели северной широты;

- в засоленных, заболоченных и поливных почвах любого района страны;
- на подводных переходах и в поймах рек, а также переходах через железные и автомобильные дороги, включая примыкающие участки на расстоянии по 20 м от насыпей;
- на территориях перекачивающих станций, включая примыкающие к ним участки трубопроводов по 250 м;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках, где имеются блуждающие токи;
- на участках нефте- и нефтепродуктопроводов, прокладываемых параллельно рекам, каналам, озерам, а также у населенных пунктов и промышленных предприятий; включая примыкающие участки длиной 1000 м.

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются при температуре транспортируемого продукта не более 40° С.

Для защиты трубопроводов применяют полимерные покрытия из следующих материалов:

- полиэтиленовых изоляционных липких лент;
- поливинилхлоридных изоляционных липких лент;
- эпоксидной порошковой краски;
- напыленного полиэтилена и др.

Сведения о конструкции полимерных покрытий приведены в таблице 1.2. Тип полимерного покрытия выбирается в зависимости от температуры транспортируемого по трубопроводу продукта  $t_{\text{п}}$ . Порошковые полиэтиленовые покрытия применяют при  $t_{\text{п}} = 70^{\circ}\text{С}$ , эпоксидные – при  $t_{\text{п}} = 80^{\circ}\text{С}$ ; полиэтиленовые липкие ленты – при  $t_{\text{п}} = 70^{\circ}\text{С}$ , поливинилхлоридные липкие ленты – при  $t_{\text{п}} = 40^{\circ}\text{С}$ . Специально для изоляции «горячих» трубопроводов разработана полимерная лента ЛЭТСАР-ЛПТ ( $t_{\text{п}} = 120^{\circ}\text{С}$ ).

Таблица 1.2 – Конструкция полимерных покрытий

Тип защитного покрытия	Условия нанесения	Конструкция и материалы защитного покрытия	Толщина, мм (не менее)
Нормальный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная, лента полиэтиленовая изоляционная липкая, защитная обертка	1,35
Нормальный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная, лента поливинилхлоридная изоляционная липкая, защитная обертка	1,50
Усиленный	Заводские или базовые	Полиэтилен экструдированный или расплавленный на трубе из порошков для труб диаметром: <ul style="list-style-type: none"> <li>• до 1020 мм</li> <li>• от 1020 до 1220 мм</li> <li>• 1220 мм и выше</li> </ul>	2,0 2,5 3,0
Усиленный	Заводские или базовые	Краска эпоксидная порошковая	0,25

Применяются и зарубежные полимерные ленты: Поликен 980-25, Плайкофлекс 440-25, Плайкофлекс 45-25 (США), Нитго 53-635, Фурукава Рапко НМ-2 (Япония). Температура их применения – не более 70о С.

Покрытия на основе эпоксидной порошковой краски и напыленного полиэтилена изготавливаются, в основном, в заводских условиях. В настоящее время мощности по выпуску изолированных труб ограничены. Поэтому наряду с битумными широко применяются покрытия на основе

липких лент. Они очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ), однако легко уязвимы – острые выступы на поверхности металла, острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, нарушая ее сплошность. С этой точки зрения хороши покрытия на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно. Однако с течением времени битумные мастики «стареют»: теряют эластичность, становятся хрупкими, отслаиваются от трубопроводов.

Так как выше приведенные изоляционные покрытия имеют ряд недостатков, для изоляции своего трубопровода я выбираю комбинированный метод, т. е. конструкцию изоляционного покрытия типа «Пластобит», лишенную указанных недостатков. Этот метод был разработан ВНИИСТнефтью (ныне ИПТЭР).

Покрытие представляет собой комбинацию битумного и пленочного покрытий: на слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3-4 мм, которая сразу же обматывается поливинилхлоридной пленкой без подклеивающего слоя. Величина нахлеста регулируется в пределах 3 - 6 см. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлест, что обеспечивает герметизацию мест нахлеста.

Полимерный слой в конструкции покрытия «Пластобит» играет роль своеобразной «арматуры», которая обеспечивает независимо от срока службы сохранение целостности основного изоляционного слоя - битумного. В свою очередь, прокол полимерной пленки не приводит к нарушению целостности покрытия, т. к. слой битумной мастики имеет достаточно большую толщину. Более того, опыт эксплуатации покрытия «Пластобит» показывает, что в местах мелких сквозных повреждений полимерной части имеет место «самозалечивание», выражающееся в вытекании части мастики через это отверстие и застывание ее в виде грибка над местом повреждения.

Покрытие «Пластобит» является технологичным с точки зрения нанесения, не требует значительной перестройки применяемой до настоящего времени технологии капитального ремонта, обладает высокими

защитными качествами, которые, по утверждению разработчика, не ухудшаются со временем. Другим перспективным изоляционным материалом является «Асмол». Он обладает более высокими физико-механическими свойствами (пластичность, вязкость, адгезия и др.), а также имеет низкую стоимость по сравнению с битумной мастикой. Вследствие этого и усовершенствованного процесса нанесения изоляции посредством движения асмольной камеры по трубопроводу происходит более качественное формирование слоя изоляции, что позволяет увеличить срок службы действующих трубопроводов до 35 лет и соответственно снижать себестоимость капитального ремонта.

За рубежом все шире применяются изоляционные материалы на основе полиуретанов. Полиуретаны характеризуются высокими теплоизолирующими свойствами, малоизменяющимися при изменениях температуры и влажности. Они обладают значительной твердостью при хорошей эластичности, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию и царапанию, биоповреждениям. Наконец, полиуретаны стойки к воде, растворам солей и обладают хорошей прилипаемостью к металлам.

## 2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 2.1 Общая характеристика месторождения

Самотлорское нефтяное месторождение (Самотлор) – Samotlor field – крупнейшее в России и одно из крупнейших в мире месторождений нефти. Открыто в 1965 г. Мегионской нефтеразведочной экспедицией под руководством В. Абазарова. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, в 15 км северо-восточнее г. Нижневартовска, в районе озера Самотлор. В переводе с хантымансийского Самотлор означает «мёртвое озеро», «худая вода».

На данный момент месторождение сохранило почти четверть своих извлекаемых запасов – около 0,9 млрд. тонн нефти по сравнению с 3,7 млрд. тонн в начале его разработки. Месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Самотлорское месторождение на многие километры окружают непроходимые болота. Для создания нефтепромысла на озере-болоте отсыпали искусственные острова для буровых вышек.

Площадь лицензионного участка недр Самотлора – 2516,9 м<sup>2</sup>.

Бурение первой эксплуатационной скважины было начато зимой 1968 г.

Промышленная нефтегазоносность была обнаружена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрским и меловым отложениям.

Залежи – на глубине 1,6-2,4 км.

Начальный дебит скважин – 47-200 т/сут.

Плотность нефти 0,85 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,68-0,86 %.

В 1981 г. была добыто 1 – млрд. тонн нефти.

В 1980-х гг. добыча нефти составляла около 150 млн.. т/год.

В начале 2000-х годов на месторождении продуктивно работали нефтесервисные компании, в т.ч Halliburton, Schlumberger и др.

В настоящее время оператором Самотлорского месторождения является НК «Роснефть».

Добыча нефти на месторождении составляет около 22 млн. т/год.

Разработку месторождения ведут Самотлорнефтегаз (экс-Нижневартовскнефтегаз) и РН-Нижневартовск, дочки Роснефти.

У Самотлорнефтегаза 9 лицензионных участков недр, на которых компания проводит:

- разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений,
- бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин,
- добыча, транспортировку, подготовку, переработку и реализация углеводородного сырья,
- обустройство нефтяных и газовых месторождений.

На месторождении ныне есть 9370 добывающих и 4328 нагнетательных скважин.

Протяженность промысловых нефтепроводов - 2490 км, водоводов - 2422 км, других трубопроводов - 445 км. (рисунок 2.1).

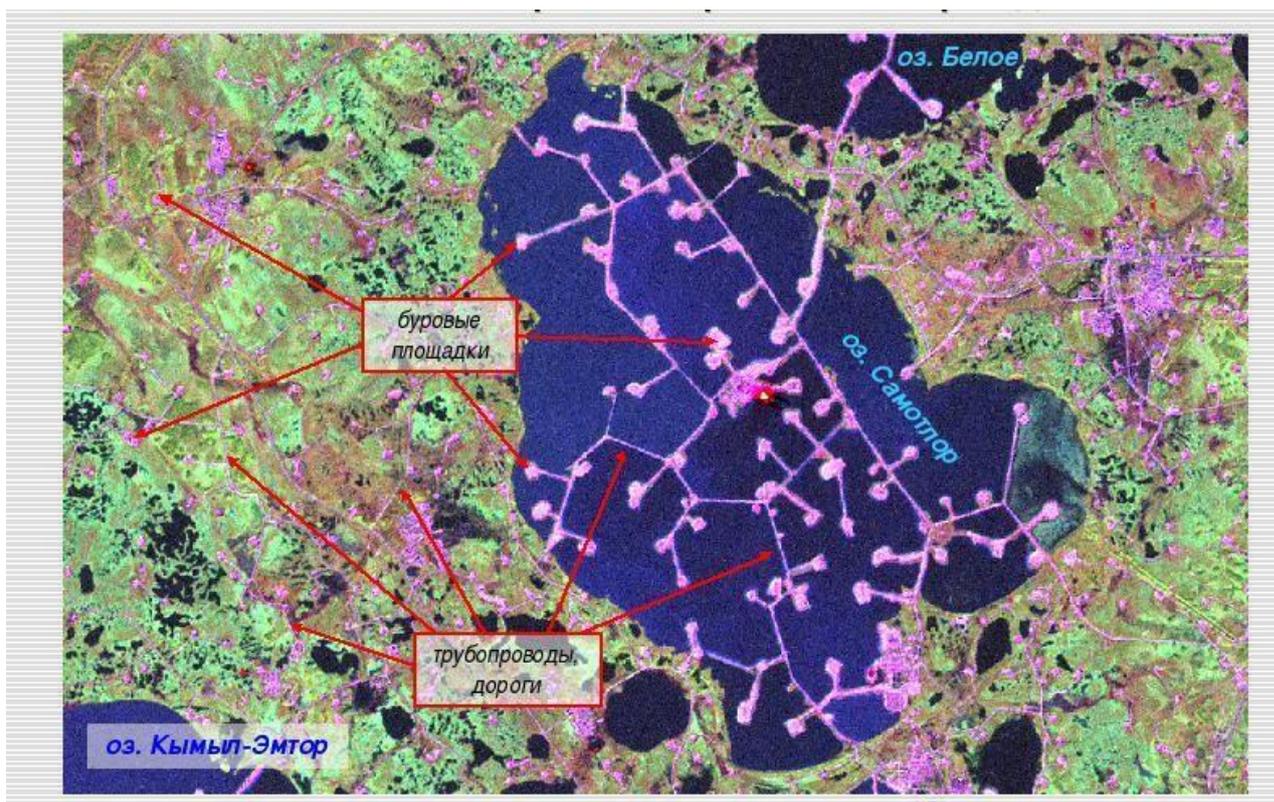


Рисунок 2.1 – Схема расположения трубопроводов и буровых площадок наСамотлорском месторождении

Предусмотрено уплотняющее бурение центральной зоны Самотлорского месторождения мобильными установками и разбуривание краевых залежей кустовым бурением.

В ноябре 2017 г. Госдума РФ приняла в 3-м, окончательном чтении закон о поправках в Налоговый кодекс РФ, согласно которому вводятся инвестиционные стимулы для Самотлорского нефтяного месторождения (Самотлора) в форме снижения НДС в размере 35 млрд. руб/год сроком на 10 лет.

Западно-сибирский бассейн занимает 3400000 км. на низменности, расположенной между Уралом на западе и рекой Енисей, ограничивающей сибирский кратон с востока. С юга бассейн ограничен Казахстанско-Алтайской складчатой системой. На севере бассейн продолжается на 200-400 км. на шельфе Карского моря вплоть до Новой Земли.

Толщина отложений – в основном, чередующихся песчаников, алевролитов и глин варьируется от 1000-1500 м. на периферии до 3000-6000м. в центральной и северной частях. Почти вся Западно-Сибирская низменность покрыта четвертичными отложениями, только на южной границе можно встретить обнажения более древних мезозойских пластов.

Добыча углеводородов в бассейне ведётся в четырёх крупных регионах: среднем Приобье, приуральской площади, южном бассейне, северном бассейне. В северном бассейне расположен Уренгой – крупнейшее в мире месторождение газа и несколько других супергигантских газовых месторождений. В среднем Приобье расположены Самотлор и другие гигантские месторождения нефти. К настоящему времени добыча в бассейне составила 70 миллиардов баррелей нефти и 1000 триллионов кубофутов газа.

Самотлорское месторождение расположено на Нижневартовском куполе размерами 200 на 150 км, ориентированном в направлении регионального поднятия с севера от юры до сеномана. Данное исследование ограничено пластами от баррема до нижнего апта.

В геологическом строении Нижневартовского свода, где расположено Самотлорское месторождение принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайнозойских терригенных отложений, платформенного чехла.

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей (2740 - 2870м.) осадочных пород мезо-кайнозойского возраста от юрских до четвертичных включительно, несогласно залегающих на размытой поверхности отложений складчатого палеозойского фундамента.

Палеозойский фундамент представлен сильно метаморфизированными глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами.

Комплекс осадочных пород сложен континентальными, прибрежно-морскими и морскими отложениями.

На Самотлорском месторождении имеются семь нефтяных залежей и одна нефтегазовая. Кроме того, под озером Самотлор в породах

сеноманского возраста расположена небольшая газовая залежь.

В валанжинских породах на глубине 2000-2150м. залегает нижняя группа нефтяных пластов. Нефть в них легкая, содержащая до 50-55% бензина и керосина, 0,6-0,7% серы. В нефтяных пластах температура равна 65-70°C. Суточное количество нефти, получаемое из одной скважины, оценивается в 100-200т. (в настоящий момент дебиты в среднем упали до 5-7т.). В некоторых скважинах первоначальные дебиты доходили до 1200т\сутки. В каждой тонне нефти содержится до 100м<sup>3</sup> газа, выделяемого при подъеме нефти на поверхность.

В аптских и барремских породах на глубине 1600-1700м. залегает вторая группа нефтяных пластов. Нефть в них более тяжелая, содержание керосина и бензина равняется 45-50%, серы 0,8-0,9%. Температура нефти в пластах 60- 65°C. Суточная производительность скважин достигала 60-100т (в настоящее время 3-10т). В каждой тонне растворено до 150м<sup>3</sup> газа.

В самом верхнем аптском пласте над нефтью залегает свободный газ с небольшим содержанием конденсата. Аптский нефтеносный пласт имеет очень большую площадь распространения, значительно больше контуров Самотлора. Было доказано, что нефть в аптском пласте без перерывов, в виде сплошной залежи уходит за границу Самотлорского месторождения и охватывает Аганское, Мыхпайское, Мегионское и Ватинское месторождения.

Геологический разрез и структурные карты меловых отложений Самотлорского месторождения нефти представлены на рисунке 2.2.

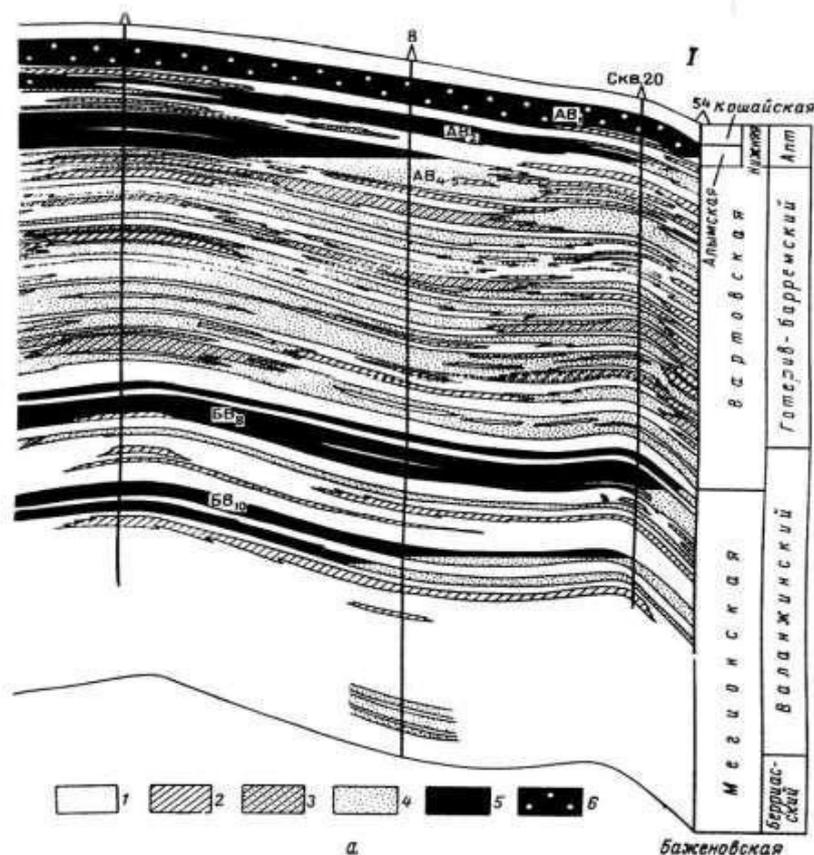


Рисунок 2.2 – Геологический разрез и структурные карты меловых отложений Самотлорского месторождения нефти: а – геологический разрез: 1 – глины, аргиллиты; 2- алевролиты; 3 – чередование глин, алевролитов и песчаников (песков); 4 – песчаники; 5 – залежи нефти; 6 – залежи газа.

Общая толщина платформенного чехла на месторождении превышает 2900 м. Разрез представлен осадочными, преимущественно терригенными образованиями от юрского до четвертичного возрастов. Фундамент сложен глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами верхнего палеозоя.

Основные промышленные залежи Самотлорского месторождения связаны с горизонтами АВ1, АВ 2–3, АВ 4–5, БВ8, БВ10 раннемелового возраста. Менее значительные запасы углеводородов содержат также пласты АВ 6–7 (вартовская свита), БВ 19–20 (ачимовская свита) нижнего мела и 2 ЮВ1 и 0 ЮВ1 (васюганская свита) верхней юры. Некоторые параметры основных нефтегазоносных горизонтов месторождения приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Геолого-физические параметры и характеристика неоднородности залежей Самотлорского месторождения

Показатели	Горизонты				
	АВ <sub>1</sub>	АВ <sub>1-2</sub>	АВ <sub>4-5</sub>	БВ <sub>8</sub>	БВ <sub>10</sub>
Глубина, м	1611	1654	1687	2011- 2026	2165
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	8,5	19,0	3,8-5,9	6,5
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,196	0,151- 0,676	0,863	0,072- 0,863	0,098
Пористость пород, %	25,2	26,5	27,8	22,8-24,5	28,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,31	0,74	0,35-0,58	0,24
Коэффициент расчлененности, доли 5ед	3,9	6,3	9,42	2,75-4,31	4,76
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	17,6	17,6	21,10	21,60
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,6	13,3	10,1-10,6	10,2- 10,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа•с	1,45	1,51	2,13	1,13-1,15	1,0-1,15
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т	88	88	74,0	94,5-95,7	85,8- 95,0

Окончание таблицы 2.1

Показатели	Горизонты				
	АВ <sub>1</sub>	АВ1-2	АВ4-5	БВ <sub>8</sub>	БВ <sub>10</sub>
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	840	840	360	832	825
Содержание серы по массе, %	1,2	1,1	1,3	1,0-1,2	1,0
Содержание парафина по массе, %	3,8	4,0	1,9	3,4-4,6	3,5

На месторождении коллекторы нефти и газа представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Полимиктовый состав и гидрофильность при высоком содержании глинистых материалов определяют значительную удельную поверхность и остаточную нефтенасыщенность коллекторов месторождения [6].

Продуктивные горизонты месторождения представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глины. В горизонте АВ1 вниз по разрезу выделяются продуктивные пласты АВ11, АВ12 и АВ13. Пласты различаются по толщинам, площади распространения, глинистости и коллекторским свойствам. Улучшение коллекторской характеристики и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу.

Горизонт АВ2–3 от пласта АВ13 обычно отделен глинами, местами из-за отсутствия глины пласты сливаются. АВ2–3 литологически невыдержан как по площади, так и разрезу. Нижезалегающий горизонт АВ 4–5 отделен от АВ 2–3 глинами толщиной 6–10м. Горизонт представлен преимущественно песчаниками. Глинистость и расчлененность возрастают к периферии залежи.

Горизонт БВ8 является основным продуктивным горизонтом

месторождения. В разрезе выделяются пласты БВ80, БВ81, БВ82 и БВ83. Среди них литологически наиболее однородны и выдержаны пласты БВ81 и БВ82. В пласте БВ80 коллекторы развиты в восточной части месторождения.

В составе горизонта БВ10 установлены продуктивные пласты БВ100, БВ101 и БВ102. В западном направлении коллекторы горизонта замещаются на глины, а в восточной части месторождения эффективная толщина коллектора резко увеличивается и достигает 11,6 (БВ80) и 28,8 м (БВ81+2).

На месторождении наибольшие колебания общей толщины пластов установлены для пластов БВ100, БВ83 и БВ81+2, эффективной – для пластов БВ80, БВ83 и АВ2-3. Максимальное число глинистых разделов и их толщины характерны для пласта АВ2-3.

Анализ промыслово-геофизических материалов позволяет установить следующие две основные формы распределения глины в продуктивных пластах Самотлорского месторождения – слоистую и рассеянную. К такому выводу пришли на основе следующих соображений: известно, что общую (объемную) глинистость пластов оценивают по величине естественной гамма-активности пород. Для этого по кривой гамма-каротажа отсчитывают амплитуду этой кривой против изучаемого пласта -  $A_{\gamma}$ . Каждой величине  $A_{\gamma}$  соответствует конкретная величина общей глинистости -  $A_{\text{глоб}}$ . Известно также, что в нефтеносных пластах возникает явление гидрофобизации поверхности породы нефтью. Для изучения этого явления проведено сопоставление результатов оценки глинистости двумя независимыми способами – по гамма-каротажу и электрокаротажу (на основе кривой спонтанной поляризации – СП). Сущность последнего заключается в том, что помимо величины  $A_{\text{сп}}$  (амплитуда кривой СП) была привлечена еще одна величина – коэффициент начальной нефтенасыщенности  $\sigma_{\text{н}}$ . В свете современных представлений величина  $\sigma_{\text{н}}$  может существенно изменять величину  $A_{\text{сп}}$ , особенно в глинистых пластах [7].

Выбор опытных участков для испытания технологий применения ПДС на Самотлорском месторождении определялся как геолого-физическими

факторами, так и состоянием разработки основных продуктивных пластов. При выборе участков в качестве основных качественных критериев рассматривались геологическое строение, неоднородность пласта по фильтрационно-емкостным свойствам, приемистость нагнетательных скважин, обводненность продукции добывающих скважин участка, технические возможности проведения работ в нагнетательных скважинах.

Продуктивные пласты Самотлорского месторождения имеют неоднородную геолого-физическую характеристику.

Каждый участок представляет собой площадной элемент и разрабатывается самостоятельной сеткой добывающих и нагнетательных скважин при искусственном водонапорном режиме. Карта текущего состояния разработки одного из участков приведена на рисунке 2.3.

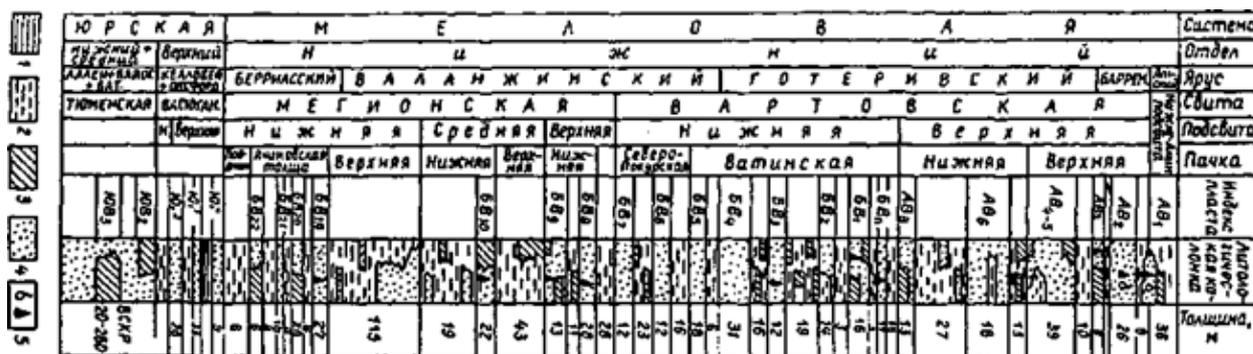


Рисунок 2.3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез продуктивных отложений Нижневартовского свода

Геолого-физические характеристики нефтяного пласта меняются как в разрезе, так и по площади залежи и в удаленных от объекта исследования зонах их величины не совпадают с локальными значениями, определенными геофизическими методами [3].

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Нижневартовском своде представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы – коллекторы III класса ( $K_{пр}=100-500\text{мД}$ ). Лучшие

коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду. Исключение из этой закономерности составляют пласты АВ1 и БВ10, представляющие собой литологические залежи.

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю1-2, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18-35% и для преобладающих пород изменяется от 26,8% (пласт БВ8 Мегионское месторождение) до 35,3% (пласт АВ1). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50% [4].

Физико-химическая характеристика самотлорской нефти представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Физико-химическая характеристика нефти

Показатель	Нефть Самотлорского месторождения
Удельный вес, $d_4^t$ , при t 20 С	0,8525
при t 30 С	0,8456
при t 40 С	0,8386
при t 50 С	0,8321
Молекулярная масса	213
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с:	
при температуре 20 °С	9,14
при температуре 50 °С	4,48
Температура застывания, °С	
С термообработкой	-7
Без термообработки	-9
Содержание, % мас. смол силикагелевых	8,53

## Окончание таблицы 2.2

Показатель	Нефть Самотлорского месторождения
Содержание, % мас. асфальтенов	0,71
Содержание, % мас. парафина	3,64
Содержание, % мас. серн к-т	29,0
Содержание, % мас. фенолов	0,027
Содержание, % мас. нафтеновых к-т	0,009
Коксуемость, % мас.	3,15
Массовая доля, ppm: сероводорода	Отсутствие
Элементарный состав, %	
С	85,73
Н	12,78
О	0,48
N	0,28
S	0,45

Нефть характеризуется сравнительно невысоким удельным весом ( $d_4^{20}$  – 0,8525), относительно небольшим содержанием серы (0,95%), смолисто-асфальтовых веществ (асфальтенов – 1,07%, смол силикагелевых – 8,53%) и парафина (3,74% с температурой плавления 54°C). Вязкость нефти невелика (9,14 сст. при 20°C), температура застывания довольно высокая (-9°C) и мало меняется с термообработкой.

При разгонке по ГОСТ 2177-59 самотлорская нефть дает значительный выход светлых фракций: до 200°C выкипает 28,8 %, до 300°C – 49,0%.

## 2.2 Организация сбора и подготовки нефти

Каждое нефтяное месторождение имеет свои особенности (свойства

нефти, условия эксплуатации скважин, климат, характер местности и др.). Поэтому единой универсальной системы нефтесбора не существует.

По степени герметизации выделяют системы сбора открытые, смешанные (частично герметизированные), герметизированные; по числу сборных трубопроводов для транспорта продукции скважин одно-, двух- и трехтрубные; по величине напора – самотечные, напорные (низко- и высоконапорные); по типу замерно-сепарационных установок с индивидуальными и групповыми установками.

Эти критерии классификации по разному сочетаются в применяемых системах, но любая система сбора скважинной продукции организуется таким образом, чтобы обеспечивались наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения.

Самотлорское месторождение находится в поздней стадии разработки, средняя обводненность скважинной продукции достигает 70-80%. Месторождение обладает развитой нефтепромысловой инфраструктурой по сбору, транспорту, подготовке нефти и закачке агента для поддержания пластового давления: обустроенные кустовые площадки, замерные установки, развитая система нефтесборных трубопроводов, установка подготовки нефти, система водоводов и кустовых насосных станций.

На месторождении в соответствии с технологической схемой разработки внедрен механизированный способ добычи нефти. Система сбора скважинной продукции на кустовой площадке организована следующим образом: СП по трубопроводам диаметром 114 мм поступает в АГЗУ «Спутник» или (ЗУ Мера), из скважин, в АГЗУ происходит сбор СП от всех скважин, находящихся на кусту, и замер дебита какой – либо одной скважины, далее СП за счет пластовой энергии (давления) транспортируется по трубопроводу диаметром 159 мм (толщина стенки 8-10 мм ) до нефтесборного трубопровода.

Промысловые трубопроводы рассматриваемые в данной дипломной работе состоят:

– выкидные линии от добывающих скважин, без учета участков, находящихся на кустовых площадках скважин, для транспорта скважинной продукции до ЗУ;

– трубопроводы для транспорта скважинной продукции от групповых ЗУ до установок 1 ступени сепарации нефти (НСК);

– трубопроводы для транспорта газированной и дегазированной обводненной или безводной нефти от ПС (ЗУ) нефти и ДНС до УПН.

В соответствии с зонами разграничения, границей промысловых трубопроводов являются обвалование площадочных объектов кустов скважин, ДНС, УПН.

Промысловые трубопроводы Самотлорского месторождения построены в подземном и наземном (на отсыпной насыпи, или на наземных опорах) исполнении. Основным видом прокладки трубопроводов на Самотлорском месторождении является подземное заглубление трубопроводов. Глубина заложения в грунт до верха трубы составляет в интервале от 0,8м до 1,2м., при отсутствии проезда автотранспорта и 1,4м от верхней точки насыпи автодороги дороги до верха защищающего пенала, при пересечении автомобильных дорог.

Интервал температуры нефти (водонефтяной эмульсии), поступающей в трубопровод, составляет летом от 20 °С до 60°С, зимой от 5°С до 60°С.

Трубопроводы Самотлорского месторождения построены с учетом теплоизоляции трубопроводов (некоторые участки) и с «нормальной» защитой от коррозии.

Трубопроводы оборудуются секущими задвижками не превышающем : 5км – для газопроводов, НСК и 10км – для трубопроводов системы ППД.

Трубы, эксплуатирующиеся на Самотлорском месторождении – стальные бесшовные, изготовленные из спокойных и полуспокойных сталей диаметром от 89 мм до 530 мм.

Тройники горячедеформированные, штампованные с цельноштампованными отпайками.

Переходы горячедеформированные концентрические.

Отводы горячедеформированные 45°, 90°.

Фланцы по ГОСТ 33259-2015.

Материалы для защитных покрытий – грунтовка полимерная или битумно-полимерная типа «Прамер», лента и обмотка «Полилен» изоляционная полимерная, суммарной толщиной от 0,7 мм до 2,2 мм.

Арматура – фланцевая и приварная по ГОСТ 2.001-2013 с герметичностью затвора по ГОСТ 9544-2015, материал – углеродистая легированная сталь со средней скоростью коррозии не более 0,5мм в год, в преобладающем большинстве следующих марок: ЗКЛ 100–40, ЗКЛ 150–40, ЗКЛ 200–40, ЗКЛ 250–40, ЗКЛ 300–40, ЗКЛ 500–40.

### 2.3 Оценка коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти

На состояние построенных нефтесборных трубопроводов влияют сроки службы с момента их ввода в эксплуатацию. Длительная эксплуатация снижает прочностные характеристики трубной стали, происходит постоянное уменьшение толщины стенок труб из-за коррозии, проявляется усталостное разрушение труб.

В таблице 2.3 дана информация по срокам эксплуатации нефтесборных трубопроводов Самотлорского месторождения.

Таблица 2.3 – Сроки эксплуатации и протяженность нефтесборных трубопроводов Самотлорского месторождения

Трубопроводы	Протяженность, м	Срок эксплуатации		
		< 3 лет, м	3-10 лет, м	>10 лет, м
Выкидные линии	27515	-	24205	3310
Нефтесборные сети	11245	-	-	11245
Нефтепровод внешнего транспорта	34915	-	1215	33700

По действующей классификации допустимых сроков эксплуатации принято считать, что трубопроводы, эксплуатируемые:

- до трех лет – новые;
- до десяти лет – средней продолжительности;
- более десяти лет – старые.

Следуя данной классификации, из таблицы видно, что 65 % протяженности действующей системы нефтесборных трубопроводов отработали нормативный срок эксплуатации, установленный продолжительностью 10 лет в нефтедобывающей [8].

В системе сбора и транспорта нефти Самотлорского месторождения не реализована внутренняя защита трубопроводов. С учетом, значительных сроков эксплуатации трубопроводов, высокой обводненности перекачиваемой продукции и, следовательно, значительной степени агрессивности перекачиваемой среды, существующая система нефтесбора требует обследования трубопроводов с целью выявления коррозионно-опасных участков и при необходимости замены аварийных участков нефтесборов.

Цель мониторинга – получение информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению коррозии, своевременное выявление нарушений в работе ингибиторной защиты, оптимизация противокоррозионных мероприятий, обеспечение безопасной эксплуатации оборудования, увеличение срока службы оборудования и снижение эксплуатационных затрат на его обслуживание.

Система коррозионного мониторинга нефтегазового оборудования и трубопроводов представляет комплекс технических, методических, программных средств и организационных мероприятий. Она обеспечивает информацией при планировании мероприятий направленных на предупреждение аварий трубопроводов, транспортирующих коррозионно-активную среду.

Скорость коррозии на нефтесборных коллекторах Самотлорского

месторождения определялась гравиметрическим методом. Предварительно взвешенные, обезжиренные и высушенные на хорошо прокаленном хлористом кальции образцы свидетели изготовленные из Ст. 20 с площадью поверхности  $0,0005652 \text{ м}^2$ , помещались в поток агрессивной среды через лубрикаторное устройство, принципиальная схема установки в системе нефтесбора представлена на рисунке 2.4.

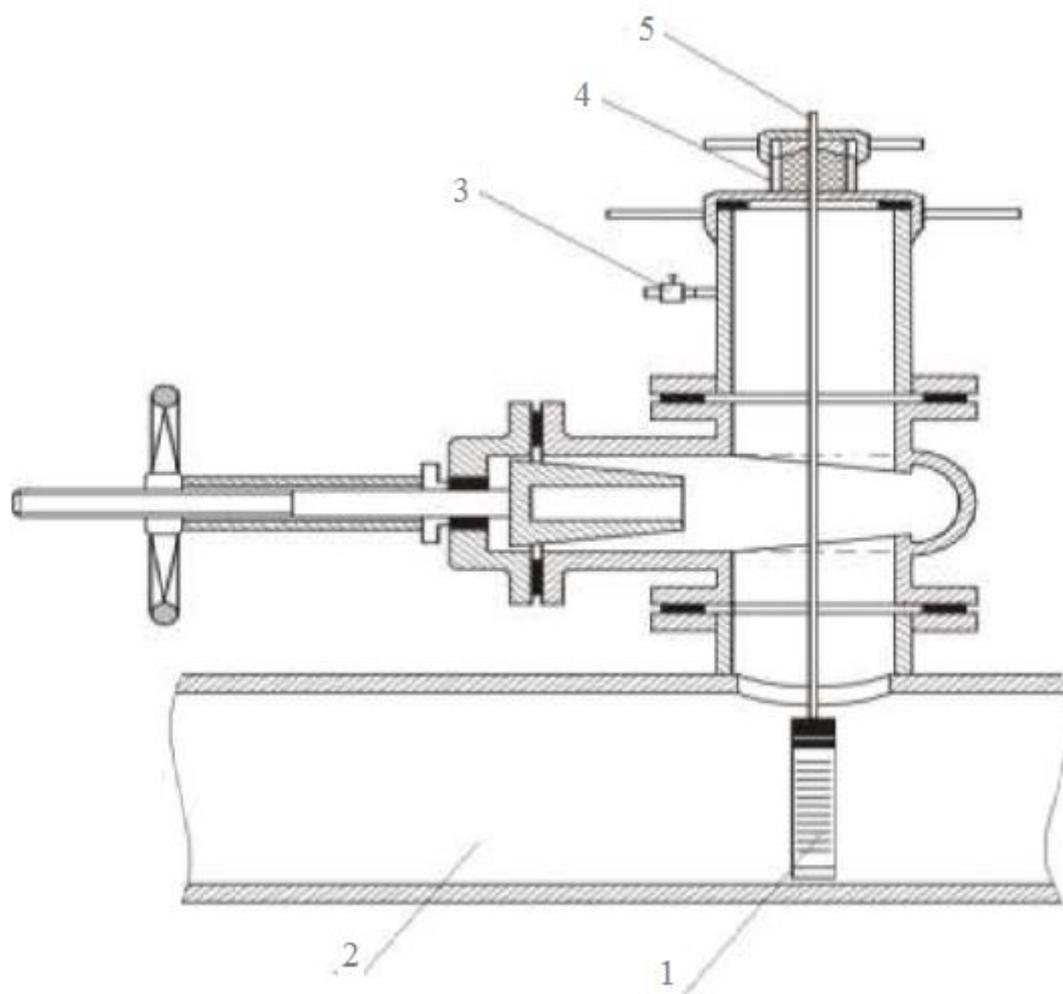


Рисунок 2.4 – Схема установки исследуемых образцов в системе нефтесбора

После 3-х месяцев нахождения в агрессивной среде, на поверхности образца-свидетеля зафиксированы следы развития язвенной и сплошной коррозии со стороны движения потока жидкости. Зафиксировано потемнение металла образцов (рис. 2.5).

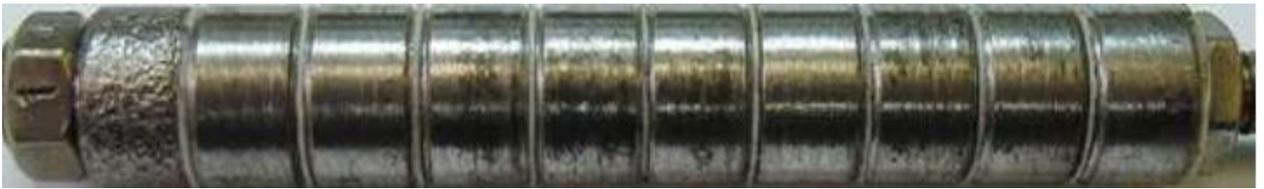


Рисунок 2.5 – Внешний вид образца в конце исследования

По потере массы данных образцов производится расчет скорости коррозии по следующей формуле:

$$v = \frac{\Delta m}{S \cdot t} \quad (2.1)$$

где  $v$  – скорость коррозии, г / (м<sup>2</sup>·ч);

$\Delta m$  – потеря массы образца;

$S$  – площадь образца.

Нормативные показатели агрессивности среды представлены в таблице 2.4 [9].

Таблица 2.4 – Нормативные показатели скорости сплошной коррозии стали С 20 для разных типов сред

Коррозионная активность среды	Скорость коррозии, г / (м <sup>2</sup> ·ч)
Низкая	0,0045-0,0090
Средняя	0,009-0,045
Выше среднего	0,045-0,090
Высокая	0,09-0,45

Всего в ходе исследования было использовано 10 образцов. Расчет показателей по формуле (2.1) представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет показателей скорости коррозии металла образцов

№ Образца	$\Delta m$ , г.	S, м <sup>2</sup>	t, ч	v, г / (м <sup>2</sup> ·ч)
1	0,24	0,0005652	2160	0,197
2	0,27	0,0005652	2160	0,221
3	0,22	0,0005652	2160	0,180
4	0,31	0,0005652	2160	0,254
5	0,26	0,0005652	2160	0,213
6	0,24	0,0005652	2160	0,197
7	0,29	0,0005652	2160	0,238
8	0,3	0,0005652	2160	0,246
9	0,19	0,0005652	2160	0,156
10	0,25	0,0005652	2160	0,205
Среднее				0,211

Пример расчета для образца 1:

$$v_1 = \frac{0,24}{0,0005652 \cdot 2160} = 0,197 \frac{\text{г}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$$

Таким образом, делаем вывод о том, что скорость коррозии является высокой, среда воздействия – сильноагрессивная.

Так же, можно отметить что, на месторождении наиболее распространенными отложениями являются карбонаты кальция. При транспортировке пресных вод, содержащих кислород, карбонат кальция оседая на стенках трубопровода может, является защитным осадком. В таких условиях осадок плотный с плотным сцеплением с металлом трубы, создается слой разделяющий перекачиваемую среду со стенкой трубопровода при этом блокируя дальнейшее развитие коррозии. В условия транспортировки скважинной пробукции при полном отсутствии кислорода структура осадка CaCO<sub>3</sub> не плотная и хорошо удаляется с поверхности трубы, при этом места его отслаивания становятся активными анодами, где скорость коррозии может быть до 5–8 мм/год. Удаление осадка может происходить по ряду причин, таких как: гидравлические удары, движение газовой пробки, вибрационные воздействия, механическое воздействие твердых абразивных частиц, а так же так в результате механохимического растворения осадка в местах напряженного состояния трубопроводов.

Интенсивное разрушение нижней образующей трубы так же может быть вызвано и особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков (трехфазных нефтяных эмульсий) по трубопроводам.

На границе раздела жидких фаз возникают волны, в частности из-за разницы в вязкости соприкасающихся фаз. При перемещении этих волн вдоль течения транспортируемой смеси на границе раздела жидких фаз наблюдаются вторичные явления: отрыв капель воды и их вращение, что приводит к возникновению вихревых дорожек из множества капель воды строго вдоль нижней образующей трубы.

Часть присутствующих в водной фазе механических примесей (карбонатов и сульфидов железа, песка и глины) попадает во вращающиеся капли воды и участвует в постоянном гидроэрозионном воздействии на защитную пленку из карбонатов в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей трубы происходит постоянное механическое удаление пленки.

Ознакомившись с трудами в области изучения электрохимической коррозии протекающей по углекислотному механизму можно сделать вывод, что любая система сбора и транспортировки скважинной продукции где присутствует высокоминерализованная пластовая вода и парциальное давление  $\text{CO}_2$  превышает 0,001–0,005 Мпа, подвергается серьезным коррозионным повреждениям за очень короткий период. По этой причине необходимо применить комплекс мероприятий направленных на повышение надежности трубопроводов в условиях повышенной коррозионной активности с учетом экономически оправданной борьбы с коррозией.

## **3 МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **3.1 Модернизация средств и методов защиты трубопроводов от коррозии**

Для повышения надежности эксплуатации промышленных трубопроводов транспортирующих скважинную продукцию от кустов скважин до установок по подготовке нефти, в условиях высокой обводненности и коррозионной активности продукции, нефтяники традиционно применяют следующие методы:

- технологические – создание условий снижения коррозионной активности до безопасных (например, создание эмульсионных режимов течения, исключающих выделение воды в отдельную фазу, в трубопроводах ССН при обводненности транспортируемой продукции менее 40 %, предварительный сброс воды и отдельный транспорт водной и углеводородной фаз от скважин до пунктов сбора и др.);
- использование различных ингибиторов коррозии;
- использование неметаллических материалов;
- стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками;
- применение защитных покрытий.

Создание условий эксплуатации трубопроводов в которых будет создано эмульсионные течение исключающую возможность выделения воды в отдельную фазу на месторождении которое вступило в одну из последних стадий эксплуатации при обводненности более 75% технически трудоемко и экономически не эффективно.

Использование ингибиторов коррозии в данном случае не даст ожидаемого результата, так как в условиях постоянного удаления осадка карбоната кальция защитная пленка ингибитора также будет непрерывно удаляться с металла.

На сегодняшний день доля систем нефтесборных трубопроводов выполненных с применением неметаллических материалов (стеклопластиковых труб) в крупнейших нефтяных компаниях России составляет не более 12-15%.[10] Результаты обследований образцов таких труб, на которых произошли отказы в первые 5 лет эксплуатации показали, что 49 % отказов произошло из-за ухудшения механических свойств материала по сравнению с исходными значениями. У стеклопластиковых труб есть и значительные недостатки, приводящие к серьезным ограничениям их применения, а в ряде случаев и полной невозможности (низкая устойчивость к абразивному воздействию; низкая ремонтпригодность в условиях месторождения; высокая стоимость строительно-монтажных и ремонтных работ; повышенное парафиноотложение; сложности с подключением к классическим, металлическим коммуникациям).

Переход неустойчивых в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие, такие как нержавеющая сталь, неприемлема по техникоэкономическим соображениям.

Таким образом, в условиях Самотлорского нефтепромысла с развитой системой транспортировки скважинной продукции основным методом борьбы с коррозией на сегодняшний день остается защита внутренней поверхности трубопроводов различным эпоксидным покрытием, соединение труб с внутренним антикоррозионным покрытием с применением сварки с использованием втулки с внутренним полимерным покрытием (для защиты сварного стыка).

На данном конкретном месторождении предлагается использовать эпоксидное покрытие Amercoat 391PC (Амеркот 391 ПС). Это полимерное эпоксидное покрытие, быстросохнущее, применяющееся без растворителей. Оно обладает высокой стойкостью и разрабатывалось для покрытия внутренних и внешних поверхностей трубопроводов, резервуаров и других емкостей хранения. Устойчивость к механическим повреждениям (ударам,

царапинам, истиранию), наравне с высокой степенью антикоррозийной защиты, объясняет причину выбора применения этого покрытия.

Кроме высокой механической стойкости Amercoat 391PC обладает устойчивостью к катодному отслаиванию и химическим воздействиям таких веществ, как нефтепродукты, сточные воды и отходы промышленных производств. Отсутствие растворителей в его составе и нанесение на поверхность без их применения, позволяет использовать такое эпоксидное покрытие для резервуаров для воды.

Преимущества применения покрытия заключаются в следующем:

- значительное увеличение срока службы трубопровода – до 30 лет;
- существенное снижение энергозатрат на перекачку жидкости благодаря повышенной гладкости стенок трубы;
- обеспечение антикоррозийной изоляции труб;
- повышенная устойчивость покрытия к истиранию;
- возможность транспортировки труб в изоляции на большие расстояния;
- предотвращение отложений различных веществ на внутренней поверхности труб;
- возможность транспортировки веществ, имеющих высокую температуру.

Нанесение покрытия осуществляется в специализированных цехах методом безвоздушного напыления с использованием окрасочного аппарата, оснащенного распылительной головкой. Перед нанесением антикоррозионного покрытия металлическая поверхность трубы проходит абразивную очистку от окислов.

### **3.2 Анализ эффективности предложенных мероприятий**

Проведем расчет показателей работы трубопровода для двух вариантов

эксплуатации труб: без внутреннего покрытия и с внутренним покрытием Amercoat 391 PC.

Исходные данные:

- внутренний диаметр  $d = 143$  мм;
- длина трубопровода  $L = 1560$  м;
- часовая пропускная способность  $Q_{\text{ч}} = 150$  м<sup>3</sup>/ч;
- плотность перекачиваемой нефти  $\rho = 827$  кг/м<sup>3</sup>;
- кинематическая вязкость нефти  $\nu_t = 0.989 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с.

Расчет трубопровода без внутреннего покрытия.

Секундный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600} = \frac{150}{3600} = 0,042 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.1)$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе:

$$V = \frac{Q}{S_{\text{прох}}} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,042}{3,14 \cdot 0,43^2} = 2,6 \text{ м/с} \quad (3.2)$$

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu_t} = \frac{2,6 \cdot 0,143}{0,989 \cdot 10^{-4}} = 3744 > 2320 \quad (3.3)$$

Получаем режим движения нефти в трубопроводе – турбулентный. Зона смешанного трения определяется из условия:

$$Re_1 < Re < Re_2 \quad (3.4)$$

где  $Re_1, Re_2$  – переходные числа Рейнольдса.

Для их нахождения необходимо определить относительную шероховатость труб:

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{d} = \frac{0,5}{143} = 0,0034 \quad (3.5)$$

где  $K_{\varepsilon} = 0,5$  мм – эквивалентная шероховатость для труб стальных без покрытия [11].

Переходные числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{0,0034} = 2940 \quad (3.6)$$

$$Re_2 = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{500}{0,0034} = 147058 \quad (3.7)$$

Таким образом, зона смешанного трения:

$$2940 < 3744 < 147058.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Альтшуля [11]:

$$\lambda = 0.11 \cdot \left( \varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} = 0.11 \cdot \left( 0.0034 + \frac{68}{2320} \right)^{0.25} = 0.046 \quad (3.8)$$

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха [12]:

$$h = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{d \cdot 2 \cdot g} = 0.046 \cdot \frac{1560 \cdot 2.6^2}{0.143 \cdot 2 \cdot 9.8} = 149.3 \text{ м} \quad (3.9)$$

Расчет трубопровода с внутренним покрытием Amercoat 391 РС.

Эквивалентная шероховатость труб с внутренним покрытием Amercoat 391 РС примерно на 30-40 % ниже, чем у стальных труб. Принимаем  $K_{\varepsilon} = 0,3$ . В этом случае получаем следующие значения:

$$\varepsilon = \frac{K_{\varepsilon}}{d} = \frac{0.3}{143} = 0.002$$

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} = \frac{10}{0.002} = 5000$$

$$Re_2 = \frac{500}{\varepsilon} = \frac{500}{0.002} = 250000$$

получаем зону гидравлически гладких труб:

$$2320 < Re < Re_1 \quad (3.10)$$

$$2320 < 3744 < 5000$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{3744^{0.25}} = 0.027$$

В данном случае потери напора на трение составят:

$$h = 0.027 \cdot \frac{1560 \cdot 2.6^2}{0.143 \cdot 2 \cdot 9.8} = 101,6 \text{ м}$$

Следовательно, делаем вывод, что при применении труб с внутренним

покрытием Amercoat 391 РС за счет меньшей эквивалентной шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода и снижаются потери напора на трение. Все эти факты играют важную роль в системе сбора и транспортировки скважинной продукции.

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

Студенту:

Группа	ФИО
	Немиров Александр Александрович

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	

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

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

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

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Анализ и оценка конкурентоспособности НИ. SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Определение структуры выполнения НИ. Определение трудоемкости работ. Разработка графика проведения исследования.
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение: интегрального финансового показателя; интегрального показателя ресурсоэффективности; интегрального показателя эффективности

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

1. Карта сегментирования
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Гасанов М. А.	д.э.н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
	Немиров Александр Александрович		

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

### **Введение**

В настоящей работе рассматривается совершенствование методов защиты от коррозии в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском нефтяном месторождении.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Для промысла предлагается провести анализ работы установки разделения водонефтяных эмульсий при изменении различных факторов.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

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

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический	○		
Охрана труда	○		○
Охрана окружающей среды			○

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг



Были выбраны такие критерии сегментирования для месторождений, как «Вид услуги» и «Профиль услуги». Для Самотлорского НГКМ в плане защиты системы сбора и подготовки нефти требуется как проектирование, так и мониторинг и оптимизация с экономической точки зрения. А также мониторинг в сфере охраны окружающей среды.

Таким образом, наиболее востребованным сегментом и направлением для исследования был выбран проект на базе Самотлорского месторождения.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений проекта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Б<sub>ф</sub> – совершенствование методов защиты от коррозии по предлагаемой схеме;

Б<sub>к1</sub> – совершенствование методов защиты от коррозии с использованием пассивной защиты;

Б<sub>к2</sub> – совершенствование методов защиты от коррозии через воздействие на агрессивную среду.

Таким образом по данным таблицы 4.1 видим, что предлагаемые проектные решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности (3,83) в сравнении с альтернативными (3,59 и 3,28).

Это говорит о конкурентном преимуществе предлагаемых технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### 4.1.3 SWOT-анализ

Одной из методик анализа сильных и слабых сторон рассматриваемого комплекса мер, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
C1. Высококвалифицированный персонал	Сл1. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания
C2. Наличие необходимого оборудования.	
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
B1. Применение современных технологий и оборудования	У1. Штрафы за нарушение экологического законодательства
B2. Применение современных методов	У2. Устаревание технологий и оборудования

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

		<b>Сильные стороны проекта</b>	
		<b>C1</b>	<b>C2</b>
<b>Возможности проекта</b>	<b>B1</b>	+	+
	<b>B2</b>	+	-



Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта
Возможности проекта		Сл1
	В1	+
	В2	-

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

		Сильные стороны проекта	
Угрозы проекта		С1	С2
	У1	+	+
	У2	-	+

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

		Слабые стороны проекта
Угрозы проекта		Сл1
	У1	-
	У2	+

Результаты анализа представлены в итоговой таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Swot-анализ комплекса мер по повышению эффективности работы установки подготовки нефти

	Возможности	Угрозы
	1. Применение современных технологий и оборудования 2. Применение современных методов	1. Штрафы за нарушение экологического законодательства 2. Устаревание технологий и оборудования
Сильные стороны 1. Высоккоквалифицированный персонал 2. Наличие необходимого оборудования.	1. Проведение комплекса мер по разделению водонефтяной эмульсии 2. Проведение исследования на современном оборудовании	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам 2. Регулярное проведение модернизации
Слабые стороны 1. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания	1. Переход на услуги отечественных сервисных компаний	1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам

Анализируя таблицу SWOT-анализа можем сказать, что предлагаемый комплекс мероприятий имеет достаточно сильных сторон и возможностей.

Основной слабой стороной является зависимость от иностранных сервисных компаний, которые предоставляют услуги по ремонту и модернизации оборудования.

При этом стоит говорить о необходимости постоянной модернизации технологий и оборудования. Кроме того, важной задачей является соблюдение экологического законодательства.

## 4.2 Планирование научно – исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят Инженер, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер
	6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Инженер, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Инженер
	11	Оформление результатов по охране труда	Инженер
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер
	13	Оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Инженер, руководитель

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

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  $t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

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

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожг}$ , чел-дни			
	Исп.1(р)	Исп.2(и)	Исп.1(р)	Исп.2(и)	Исп.1(р)	Исп.2(и)		
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
Составление и утверждение технического задания	1	-	1	-	1	-	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	-	2	-	2	-	2	2	2
Выбор направления исследований	1	2	1	5	1	3	2	5
Календарное планирование работ по теме	1	4	1	10	1	7	4	8
Проведение теоретических исследований, изучение литературы	-	3	-	8	-	6	6	7
Построение и проведение экспериментов (расчетов)	1	3	1	5	1	4	2,5	5
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	-	3	-	5	-	4	4	4
Оценка эффективности полученных результатов	6	-	6	-	6	-	6	7
Определение целесообразности проведения ОКР	10	3	12	5	11	4	7,5	13
Сбор информации по охране труда	-	3	-	5	-	4	4	5
Оформление результатов по охране труда	-	3	-	5	-	4	4	5
Подбор данных для выполнения экономической части работы	-	2	-	4	-	3	3	3

Окончание таблицы 4.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оформление экономической части работы	-	2	-	4	-	3	3	5
Составление пояснительной записки	1	9	1	14	1	12	6,5	13
Итого	21	39	23	72	22	56	56	83

Календарный план-график проведения исследования представлен на рисунке 4.2



### 4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых затрат (расходов), необходимых для его выполнения:

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

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице.

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

В ходе выполнения проекта производилось инструментальное наблюдение за процессом коррозии в системе сбора и подготовки нефти, анализ данного процесса и разработка рекомендаций по защите от коррозии.

Таким образом, непосредственно материальные затраты (закупка сырья, полуфабрикатов, комплектующих изделий) отсутствовали.

#### 4.3.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Персональный компьютер	1	51480

Рассчитаем амортизацию оборудования

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A * C_{OB} * t_{pф} * n}{F_D}, \quad (4.4)$$

где  $N_A$  – годовая норма амортизации единицы оборудования (0,4);

$C_{OB}$  – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

$F_D$  – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку  $C_{AM}$ .

$T_{pф}$  – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

$n$  – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Время использования оборудования составило 336 часов, тогда амортизация:

$$C_{AM}(ПК) = (0,4 * 51480 * 336 * 1) / 2408 = 2873,30 \text{ руб.}$$

#### 4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как  $N_{рук}=1$ ,  $N_{исп}=1$ , общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 4.11

Таблица 4.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	66
Номинальный фонд рабочего времени		
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	56	52
Эффективный фонд рабочего времени	243	247

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.5)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.6)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_{р}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (4.7)$$

где  $Z_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.8)$$

где  $Z_b$  – базовый оклад, руб.;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.9)$$

где  $Z_{осн}$  - основная заработная плата;  $Z_{доп}$  - дополнительная заработная плата (12-20% от  $Z_{осн}$ )

Основная заработная плата руководителя(от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.10)$$

где  $Z_{осн}$  –основная заработная плата одного работника;  $T_p$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а так же выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (4.11)$$

где  $k_{доп}$  - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15)

Таблица 4.12 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_b$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ ,руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$
Руководитель	33162,9	1,3	43111,8	2128,98	22	46837,48	7025,62

Инженер	16000	1,3	20800	921,03	56	51577,86	7736,68
---------	-------	-----	-------	--------	----	----------	---------

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (30,2%):

$$Q_{\text{соц.н.}} = 0,302 * \text{ЗП, руб.}, \quad (4.12)$$

Таблица 4.13 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	<b>Заработная плата</b>	<b>Социальные отчисления</b>
Руководитель	53863,10	16266,66
Исполнитель	59314,54	17912,99
<b>ИТОГО</b>	<b>113177,64</b>	<b>34179,65</b>

#### 4.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Расчетное значение представлено в таблице 4.14.

#### 4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.14.

Таблица 4.14 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	2	3	4
1. Амортизационные отчисления*	2873,3	2907,51	2821,99
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	98415,34	98415,34	98415,34
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14762,30	14762,30	14762,30
4. Отчисления во внебюджетные фонды	34179,65	34179,65	34179,65
5. Накладные расходы	24036,89	24042,37	24028,68
<b>6. Бюджет затрат НИИ</b>	<b>174267,48</b>	<b>174307,16</b>	<b>174207,96</b>

\*Для Исп 2 и Исп 3 срок работы оборудования составляет 340 и 330 часов соответственно

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} , \quad (4.13)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{174267,48}{174307,16} = 0,9998$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{174307,16}{174307,16} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{174207,96}{174307,16} = 0,9994$$

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 исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Таблица 4.15 - Сравнительная эффективность вариантов исполнения разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,9998	1	0,9994
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,45	4,13	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93	0,91

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является 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 – 83 дня, общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер – 56 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 22.

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на разработку проекта, которые составляют 174267,48 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,9998, что является показателем того, что ИР не уступает аналогам по выгодности;

Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,05 и 3,9;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,13 и 4,06, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б7Г2		Немиров Александр Александрович	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

*Совершенствование методов защиты от коррозии в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО).*

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

<b>Введение</b> —	<p><i>Объект исследования: система сбора и подготовки нефти.</i>  <i>Область применения: нефтехимическая промышленность</i>  <i>Рабочая зона: производственное помещение</i>  <i>Размеры помещения 3 м * 5 м.</i>  <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i>  <i>Полевой этап: система сбора и подготовки нефти.</i>  <i>Местонахождение возможных стресскоррозионных трещин на трубопроводе определяли сканированием поверхности труб датчиками вихретоковых дефектоскопов ВД-89Н, ВД-12 НФМ или сканером многоканального компьютеризированного вихретокового дефектоскопа ВД-89 НМ.</i>  <i>Камеральный этап: ЭВМ – 1 шт.</i>  <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: сканирование поверхности труб дефектоскопами.</i></p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</b> —	<p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>"Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001" (утв. Минэнерго РФ 11.12.2000)</p> <p>ТК РФ, ст. 103, 115, 213</p>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним</li> <li>2. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов;</li> <li>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума;</li> <li>2. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>3. Укусы насекомых;</li> <li>4. Работа с вредными веществами;</li> </ol>

	<p>5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>6. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего</p> <p>7. Монотонность труда, вызывающая монотонию</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение оборудования.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> разлив нефти в случае разгерметизации оборудования, класс опасности – 3, СЗЗ – 300 м.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> твердые бытовые отходы, элементы отработанного оборудования</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> жидкие бытовые отходы.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> тепловое воздействие оборудования.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p><b>Возможные ЧС:</b>          Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);          Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);          Техногенные аварии</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Немиров Александр Александрович		

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

Цель работы – анализ коррозионных процессов в системе сбора и подготовки нефти на Самотлорском месторождении и разработка рекомендаций по защите от них.

Каждое нефтяное месторождение имеет свои особенности (свойства нефти, условия эксплуатации скважин, климат, характер местности и др.). Поэтому единой универсальной системы нефтесбора не существует.

Был проведен анализ коррозионных процессов в системе и предложены рекомендации по защите от них в виде защиты внутренней поверхности трубопроводов различным эпоксидным покрытием, соединение труб с внутренним антикоррозионным покрытием с применением сварки с использованием втулки с внутренним полимерным покрытием (для защиты сварного стыка).

На данном конкретном месторождении предлагается использовать эпоксидное покрытие Amercoat 391PC (Амеркот 391 ПС). Это полимерное эпоксидное покрытие, быстросохнущее, применяющееся без растворителей.

Местонахождение возможных стресскоррозионных трещин на трубопроводе определяли сканированием поверхности труб датчиками вихретоковых дефектоскопов ВД-89Н, ВД-12 НФМ или сканером многоканального компьютеризированного вихретокового дефектоскопа ВД-89 НМ.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: сканирование поверхности труб дефектоскопами.

## 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к организации и оборудованию рабочего места инженера при разработке проектного решения представлены на рисунке 5.1

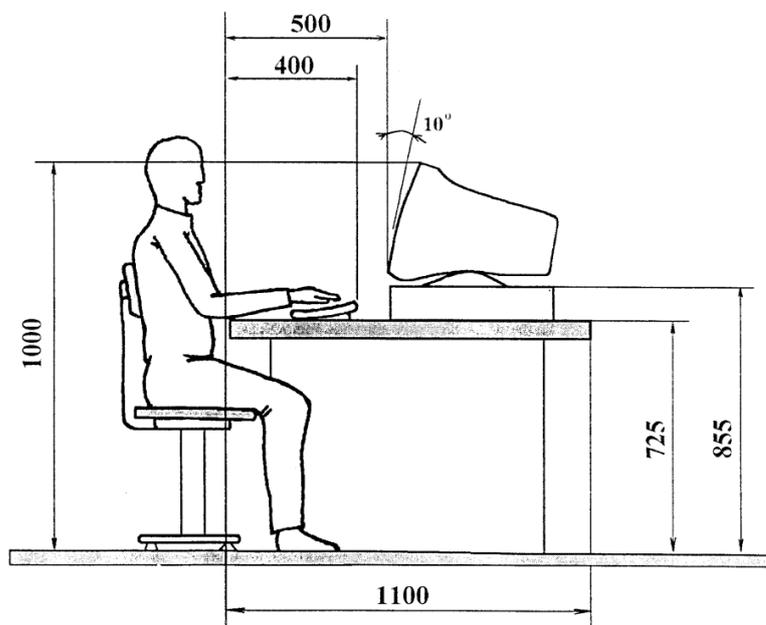


Рисунок 5.1 – Планировка рабочего места оператора

(согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670 - 20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" от 02.12.2020 №40 и ГОСТ 12.2.032 - 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»)

Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно - поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию.

Условия труда согласно результатам проведения специальной оценки условий труда N 426 - ФЗ "О специальной оценке условий труда", являются допустимыми (2 класс), при данных условиях на оператора воздействуют

вредные и (или) опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают нормативные, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Согласно трудовому кодексу РФ и федеральному закону РФ «О специальной оценке условий труда» работникам с допустимыми условиями труда предусматриваются следующие обязанности и гарантии:

1. В соответствии с ч. 1 ст. 213 ТК РФ персонал проходит обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры для определения пригодности выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний. В соответствии с медицинскими рекомендациями указанные работники проходят внеочередные медицинские осмотры;

2. В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты;

3. Защита передаваемых персональных данных работодателю, от неправомерного их использования или утраты;

4. Здоровые и безопасные условия труда. В качестве минимальных требований к условиям труда принимаются требования, установленные законодательством о труде. Своевременную выплату заработной платы в соответствии с квалификацией и сложностью труда;

5. Обязательное медицинское страхование и обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в порядке и на условиях, установленных для работников действующим законодательством РФ;

6. Ущерб, нанесенный работнику увечьем либо иным повреждением здоровья, связанным с использованием им своих трудовых обязанностей, подлежит возмещению.

Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001 устанавливают следующие основные требования безопасности к технологическим процессам:

Технологические процессы должны разрабатываться на основании исходных данных на технологическое проектирование, в соответствии с требованиями ОПВБ в части обеспечения промышленной безопасности.

## 5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

### 5.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов

Рассмотрим опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации установки подготовки нефти (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при работе на системе сбора и подготовки нефти

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним	ГОСТ 12.4.259-2014. Одежда специальная для защиты от жидких химических веществ
Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов	ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.4.124-83 Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
Повышенный уровень шума	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2)
Повышенный уровень общей вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»
Укусы насекомых	Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ
Работа с вредными веществами	ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

## Окончание таблицы 5.1

Отсутствие или недостаток необходимого или искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
Монотонность труда, вызывающая монотонию	Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

### 5.2.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

**Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.**

1) Источник: система сбора и подготовки нефти, вспомогательное оборудование.

2) Наиболее типичные травмы: воздействие на кожу, вызывающее дерматиты и экземы, некроз тканей, возможны фолликулярные поражения

3) Предельно допустимая концентрация для нефти в области рабочей зоны не должно превышать  $300 \text{ мг/м}^3$ , класс опасности 4. Данная концентрация при ежедневной работе в течении 8 часов (но не более 41 часов в неделю) не может вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.

4) Перед началом работ должна быть определена система связи (рация взрывозащищенная). Обеспечен контроль состояния воздушной среды (индивидуальные сигнализаторы). При возникновении нештатной ситуации работы должны быть прекращены, а работники должны покинуть опасную зону.

Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными

материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка). Использование предупреждающих табличек.

### **Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов**

- 1) Источник: УПН, вспомогательное оборудование.
- 2) Наиболее типичные травмы: порезы.
- 3) Значения разрывной нагрузки ниточных швов соединений основных деталей в изделиях спецодежды должны соответствовать таблице 1 ГОСТ 12.4.280-2014

4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы. Также необходимо использование ограждений, кожухов, вывесок.

### **Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.**

- 1) Источник: незаземлённые электропроводные узлы и детали оборудования.
- 2) Наиболее типичные травмы: электротравмы.
- 3) Безопасные номинальные значения: напряжение - менее 12 В; ток - менее 0,1 А; заземление менее 4 Ом.

4) Для защиты персонала от поражения электрическим током на рабочих местах предприятия используются следующие меры: изоляция проводов и её непрерывный контроль; предупредительная сигнализация и блокировка; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защита от случайного прикосновения; защитное заземление; защитное отключение оборудования. Для защиты от статического электричества также необходимо применять отвод накопленного заряда (заземление).

### **Повышенный уровень шума**

- 1) Источник: работающее основное и вспомогательное оборудование.

2) Типичные заболевания и травмы: снижение слуха, в последующем тугоухость, различные вегетативные сдвиги и изменения в работе сердечно-сосудистой системы.

3) При работе в помещении, уровень шума не должен превышать 80 дБ, согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2 об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685 - 21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» п.35.

4) В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

### **Повышенный уровень общей вибрации**

1) Источник: электроприемники, электрооборудование, различные производственные механизмы.

2) Типичные заболевания: Вибрационная болезнь.

3) Общие требования по вибрационной безопасности для персонала представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

4) Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

### **Укусы насекомых**

1) Источник: окружающая среда в летний период.

2) Наиболее типичные травмы: местный отек тканей, повышение температуры тела, головная боль, судороги.

3) В резервуаре ядовитых желез пчел вмещается до 0,008 г. жидкого апитоксина. Более 20 укусов пчел могут привести к летальному исходу.

4) Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы, использование москитных сеток и репеллентов. Также необходимо прививать и страховать персонал от клеща.

### **Работа с вредными веществами**

1) Источник: система сбора и подготовки нефти, вспомогательное оборудование.

2) Наиболее типичные травмы: воздействие на кожу, вызывающее дерматиты и экземы, некроз тканей, возможны фолликулярные поражения

3) Предельно допустимая концентрация для нефти в области рабочей зоны не должно превышать 300 мг/м<sup>3</sup>, класс опасности 4. Данная концентрация при ежедневной работе в течении 8 часов (но не более 41 часов в неделю) не может вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья.

4) Перед началом работ должна быть определена система связи (рация взрывозащищенная). Обеспечен контроль состояния воздушной среды (индивидуальные сигнализаторы). При возникновении нештатной ситуации работы должны быть прекращены, а работники должны покинуть опасную зону.

Оператор должен быть обеспечен СИЗ: спецодеждой, специальной обувью соответствующей характеру и условиям выполняемой работы, противогазом, респиратором; инструментом и приспособлениями, не дающих искр и вспомогательными материалами (жидкостный пробоотборник, рулетка).

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

1) Источник: отсутствие достаточного освещения.

2) Типичные травмы: отрицательное воздействие на функционирование зрительного аппарата, на эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы.

3) Одним из важных показателей световой среды является коэффициент пульсации освещенности (Кп). Коэффициент пульсации освещенности – это критерий оценки глубины колебаний (изменений) освещенности, создаваемой осветительной установкой, во времени. Для производственных помещений величина Кп должна быть не более 15%.

На этой основе разработаны требования к освещению для рабочих мест персонала в рабочем помещении, указанные в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Нормы освещённости помещений

Помещения и производственные участки	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Рабочее помещение	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10

4) Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Однако, как уже было сказано выше, дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня. Поэтому в соответствии с СП все помещения предприятия имеют искусственное освещение. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие светодиодные и газоразрядные лампы.

**Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

1) Источник: Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в помещениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая

(большой частью) относительная влажность в помещении объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

2) Типичные травмы: Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха могут привести к переохлаждению организма, а при повышенной температуре воздуха, работоспособность оператора падает. Недостаточная влажность воздуха может привести к интенсивному испарению влаги со слизистых оболочек, их пересыхания и растрескивания, а затем и загрязнение болезнетворными микроорганизмами.

3) По ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

Работа оператора УПН относится к категории Пб (работы связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением, энерготраты 233-290 Вт).

В рассматриваемом помещении температура воздуха в теплый период года составляет 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляет 17-71 %, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

4) Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией.

### **Монотонность труда, вызывающая монотонию**

1) Источник: режим труда

2) Типичная травма: монотония сопровождается полусонным состоянием, сопровождающимся снижением психической активности, апатией.

3) Монотонность нагрузок должна соответствовать значениям части 4 Таблицы 18 Р 2.2.2006-05. 2.2.

4) Режим труда и отдыха необходимо устанавливать в соответствии с условиями труда (2 класс) и требованиями к ним Р 2.2.2006-05. 2.2.

### **5.3 Экологическая безопасность при эксплуатации**

#### *Мероприятия направленные на защиту селитебной зоны*

В случае разгерметизации оборудования возможен разлив нефти на территории. Класс опасности – 3, СЗЗ – 300 м.

Для предотвращения негативного воздействия на селитебную зону необходимо применять следующие мероприятия:

- экономия топлива, организация хранения ГСМ;
- использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;
- применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

#### *Мероприятия, направленные на защиту земельных ресурсов*

Загрязнение земляных ресурсов может быть в результате неправильной утилизации отходов таких как: тара из-под лакокрасочных материалов, промасленная ветошь, элементы отработанного оборудования. Для исключения загрязнения необходимо обеспечить территорию площадками временного хранения твердых бытовых отходов (ТБО) и твердых коммунальных отходов (ТКО), и ящиками накопления для промасленной ветоши. Для последующей утилизации отходов заключаются договора с лицензированными организациями.

#### *Мероприятия направленные на защиту воды и водных объектов*

Возможное попадание в гидросферу жидких бытовых отходов может произойти по причине негерметичности отвода по канализации на очистные сооружения. Данные отходы содержат вещества, которые обладают высокой инфекционностью и являются опасными для здоровья работников. Изначально при проектировании систем следует руководствоваться требованиями безопасности к системам водоотведения, также должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие бесперебойность их работы, что исключит попадание в гидросферу.

#### *Мероприятия направленные на защиту атмосферы*

Возможное тепловое воздействие, может произойти в результате возникновения очага горения в УПН. Объем выбросов в атмосферу зависит от распространения, устойчивости конструкций оборудования, наличия должных средств противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от УПН. Тепловое воздействие может привести к гибели работников, потере устойчивости соседнего оборудования и возникновению новых очагов пожара.

Пары нефти в смеси с кислородом образуют взрывчатые смеси. Наименьшая концентрация, при которой уже возможен взрыв называется нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПРП). Числовое значение для нефти -  $42000 \text{ мг/м}^3$ . Наибольшая концентрация при которой еще возможен взрыв называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПРП). Числовое значение для нефти  $195000 \text{ мг/м}^3$ . Концентрация от НКПРП до ВКПРП называется концентрационным диапазоном взрываемости. С целью обеспечения взрывопожаробезопасности установлена предельно - допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК -  $2100 \text{ мг/м}^3$ , что соответствует 5% от НКПРП (для паров углеводородов нефти).

Методы защиты:

- обеспечение противопожарной и противовыбросовой сигнализации;

- контроль за выбросом, содержанием и осаждением различных веществ путем периодического отбора проб воздуха;
- применение газоанализаторов, пыле-, газоулавливателей;
- использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;
- применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации**

*Возможные ЧС:* Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.); Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; нарушение контроля и управления цепной ядерной реакции в активной зоне реактора; тепловой взрыв с выбросом радиоактивных веществ, пожар)

*Наиболее типичная ЧС:* пожар.

*Класс пожара:* в зависимости от вещества, которое будет гореть, его можно отнести к классу В (пожары горючих жидкостей) или к классу С (пожар газов).

*Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:* обучение персонала навыкам поведения в ЧС; усиленный контроль за состоянием объекта; первичная система пожаротушения (система орошения при тушении горящего резервуара, а так же для охлаждения при горении соседнего резервуара, генератор пены предназначен для пенного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара); во избежание аварийного разлива нефти, каждый резервуар должен быть огражден земляным обвалованием; система оповещения населения,

персонала объекта и органов управления для своевременных необходимых мер по защите населения.

*Первичные средства пожаротушения*, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

*Ликвидация последствий ЧС*: повести демонтаж оборудования; зачистить территорию от остатков продуктов горения.

### **Выводы по разделу**

В данной главе выпускной квалификационной работы было рассмотрено рабочее место инженера при исследовании системы сбора и подготовки нефти на месторождении и взаимодействие на него возможных опасных и вредных производственных факторов. Фактические значения соответствуют нормативным требованиям согласно:

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 N 2 "Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания", работа относится к категории Пб.
- СОУТ категория помещения (операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;
- Постановлению «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изменениями на 7 октября 2021 года)» согласно разделу 2 п.17 относится к объектам II категории оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коррозия – это процесс разрушения материалов в результате воздействия на них агрессивной среды. Самотлорское месторождение находится в поздней стадии разработки, средняя обводненность скважинной продукции достигает 70-80%.

В системе сбора и транспорта нефти Самотлорского месторождения не реализована внутренняя защита трубопроводов. С учетом значительных сроков эксплуатации трубопроводов, высокой обводненности перекачиваемой продукции и, следовательно, значительной степени агрессивности перекачиваемой среды, существующая система нефтесбора требовала обследования трубопроводов с целью выявления коррозионно-опасных участков и при необходимости замены аварийных участков нефтесборов.

В результате мониторинга был сделан вывод о том, что скорость коррозии является высокой, среда воздействия – сильноагрессивная.

В условиях Самотлорского нефтепромысла с развитой системой транспортировки скважинной продукции основным методом борьбы с коррозией на сегодняшний день должна стать защита внутренней поверхности трубопроводов эпоксидным покрытием, соединение труб с внутренним антикоррозионным покрытием с применением сварки с использованием втулки с внутренним полимерным покрытием (для защиты сварного стыка).

На Самотлорском месторождении предлагается использовать эпоксидное покрытие Amercoat 391PC (Амеркот 391 ПС). Это полимерное эпоксидное покрытие, быстросохнущее, применяющееся без растворителей. Оно обладает высокой стойкостью и разрабатывалось для покрытия внутренних и внешних поверхностей трубопроводов, резервуаров и других емкостей хранения. Устойчивость к механическим повреждениям (ударам, царапинам, истиранию), наравне с высокой степенью антикоррозийной

защиты, объясняет причину выбора применения этого покрытия. Срок службы трубопроводов с внутренним покрытием Amercoat 391 РС возрастает минимум в 8-10 раз по сравнению с незащищёнными трубами.

Стоимость нанесения внешних и внутренних антикоррозионных покрытий на промышленные нефтепроводы значительно ниже затрат на ликвидацию последствий возможных аварий, разливов нефти, внеплановых ремонтов. Нанесение антикоррозионных покрытий может осуществляться на предприятиях трубной промышленности в процессе изготовления труб, на специализированных заводах по нанесению антикоррозионных покрытий, в трассовых условиях при проведении строительно-монтажных работ. Для получения качественного антикоррозионного покрытия наиболее предпочтительными являются первые два варианта.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Зиневич А.М., Глазков В.И., Котик В.Г. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии. – М.: Недра, 1995, 288 с.
2. Буркевич Р.Л. Защита оборудования от коррозии: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. – 56 с.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, номер 1. - Режим доступа: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487>
5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИО ЭНГ», 2003. – 188 с.
6. Надзор и анализ эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов, испытания конструкционных полимеров. Отчет об инженерно – технологической работе. – Уфа: ООО «Башнефть - Геопроект», 2009. - 261с.
7. Шамазов А.М., Коршак А.А., Ахмадуллин К.Р. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 160 с.
8. ГОСТ Р 55990-2014 Группа У57. Национальный стандарт Российской Федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные промышленные трубопроводы [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200110076>
9. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
10. Надзор и анализ эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов, испытания конструкционных полимеров. Отчет об

инженерно – технологической работе. – Уфа: ООО «Башнефть - Геопро-ект», 2019. - 261с

11. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 2015.

12. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 2019. – 448 с.

13. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

14. ГОСТ Р 12.4.297-2013. Одежда специальная для защиты от повышенных температур теплового излучения, конвективной теплоты, выплесков расплавленного металла, контакта с нагретыми поверхностями, кратковременного воздействия пламени.

15. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

16. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

17. ГОСТ 12.4.280-2014 Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий

18. СанПиН 2.6.1.2523-09 "Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)"

19. ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»

20. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования»

21. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменениями N 1, 2)

22. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*

23. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

24. Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда

25. Р 2.2.2006-05. 2.2. гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда