

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексный подход к выбору метода борьбы с коррозией на нефтяных месторождениях.

УДК 622.276:6(20.197)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Корнеев Роман Витальевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатолиевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)</i>
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>ресурсов</i>	
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
<i>Р9</i>	<i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
<i>Р10</i>	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
<i>Р11</i>	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Корнееву Роману Витальевичу

Тема работы:

Комплексный подход к выбору метода борьбы с коррозией на нефтяных месторождениях.	
Утверждена приказом директора	№ 59-108/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020 г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования являются промышленные трубопроводы Западной Сибири.</p> <p>Данные для исследования: химический состав пластовых вод Верх-Тарского, Западно-Асомкинского, Ичёдинского и Вахского месторождений.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Задачи исследования:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1). Изучить виды коррозии. 2). Определить механизм коррозии. 3). Рассчитать скорость коррозии. 4). Проанализировать методы борьбы с коррозией.
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубченко Татьяна Григорьевна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>02.03.2020 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков Андрей Викторович			02.03.2020 г.
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Корнеев Роман Витальевич		02.03.2020 г.

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.03.2020	Изучение видов внутренней коррозии трубопроводов, анализ механизма протекания на исследуемом объекте.	15
03.04.2020	Анализ факторов, влияющих на механизм коррозии.	15
24.04.2020	Анализ актуальных методов борьбы с коррозией.	25
06.05.2020	Расчет скорости коррозии по данным пластовых вод	25
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф-м.н.		02.03.2020г

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			02.03.2020г

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатолиевна			02.03.2020г

Реферат

Выпускная квалификационная работа 83 с., 11 рис., 16 табл., 23 источника, 0 прил.

Ключевые слова: коррозия, скорость внутренней коррозии, методы борьбы с внутренней коррозией, антикоррозионная защита, карбонат кальция.

Объектом исследования являются промышленные трубопроводы Западной Сибири.

Цель работы – исследовать механизм внутренней коррозии трубопроводов Западной Сибири и подобрать эффективные методы антикоррозионной защиты для достижения максимальной производительности промышленных трубопроводов, эксплуатируемых в сильноагрессивной среде.

В процессе исследования проводились: изучение механизма коррозии и влияющих на нее факторов, анализ химического состава пластовых вод месторождений на предмет коррозии, анализ актуальных методов борьбы с внутренней коррозией трубопроводов, выбор эффективной антикоррозионной системы.

Область применения: проектные организации и нефтегазовые предприятия при проектировании и эксплуатации трубопровода в сильноагрессивной среде.

Определения, обозначения и сокращения

Коррозия металла: разрушение металла вследствие химического и электрохимического воздействия окружающей среды.

Коррозионная среда: среда, в которой происходит коррозия металла.

Скорость коррозии: коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени.

КС – коррозионная среда

ГЖС – газо-жидкостная смесь

ГПМТ – гибкие полимерно-металлические трубы

ССН – система сбора нефти

ДНС – дожимная насосная станция

ЦППН – центр подготовки и перекачки нефти

ППД – поддержание пластового давления

ППР – плановый предупредительный ремонт

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ.....	13
1.1 Внутренняя коррозия металлов на нефтяных месторождениях.....	13
1.2 Виды коррозионных разрушений.....	15
1.3 Механизм углекислотной коррозии трубопроводов.....	19
1.4 Факторы, влияющие на коррозию	21
1.5 Методы борьбы с коррозией.....	27
2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	34
2.1 Расчет скорости коррозии.....	34
2.1.1 Расчет скорости коррозии Верх-Тарского месторождения.....	34
2.1.2 Расчет скорости коррозии Западно-Асомкинского месторождения.....	37
2.1.3 Расчет скорости коррозии Верх Салатского месторождения	38
2.1.4 Расчет скорости коррозии Вахского месторождения.....	39
2.2 Результаты исследований.....	40
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	45
3.2 Анализ конкурентных технических решений	48
3.3 SWOT-анализ.....	49
3.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы.....	51
3.5 Бюджет научно-технического исследования.....	54
3.5.1 Материальные затраты.....	55
3.5.2 Амортизация основных фондов.....	55
3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды.....	57
3.5.4 Расчёт общей себестоимости.....	58
4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
4.1 Законодательство.....	63
4.2Производственная и социальная безопасность.....	64

4.2.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	64
4.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	68
4.3 Безопасность экологической среды.....	73
4.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	73
4.3.2 Меры для охраны водной среды.....	75
4.4 Анализ безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	79
Список использованных источников.....	80

Введение

На данный момент большинство месторождений работают в поздней стадии разработки, которая характеризуется падением объема добываемой продукции, высокой обводненностью, а также устаревшим оборудованием, которое требует постоянных ремонтов. В таких условиях становится актуальной задача повышения эффективности работы промышленного оборудования. Так как известно, что коррозия трубопроводов и погружного электродвигателя приводят к выходу из строя, остановке или аварии. Что в свою очередь требует новых затрат на ремонты, замену оборудования. Простой трубопровода снижают показатели производительности. Утечка грозит загрязнением земель, что влечет за собой огромных штрафов и затрат на охрану природы. Изучаемая тема сейчас актуальна как никогда, потому что в наше время идет ужесточение контроля за предприятиями топливно энергетического комплекса.

В данной работе рассмотрен комплекс мер борьбы с внутренней коррозией, для увеличения производительности работы трубопровода за счет увеличения межремонтного периода.

1 КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

1.1 Внутренняя коррозия металлов на нефтяных месторождениях

Эффективность нефтяных и газовых трубопроводов напрямую зависит от ресурса оборудования. В Западной Сибири большая доля аварий происходит по причине коррозии оборудования. Поэтому так важно защитить оборудование от коррозии, для повышения межремонтного периода и снижения затрат на ремонт и природоохранную деятельность.

Ущерб от коррозии заключается не в потере металла, а в стоимости всего оборудования и его ремонта. И даже посчитав расходы на восстановление, невозможно точно оценить весь ущерб, вызванный простоем оборудования, потерями в добыче нефти и загрязнении окружающей среды. Коррозия несет за собой огромные финансовые потери нефтедобывающим предприятиям. Поэтому так важно найти наиболее эффективный способ борьбы с ней в нашем западносибирском регионе.

Исследование коррозии преследует следующие цели:

- 1). Экономическая - минимизация финансовых потерь компаний, связанных с коррозионным разрушением металлических конструкций.
- 2). Увеличение эксплуатационных свойств и срока службы металлического оборудования, которое в результате коррозии может разрушаться, что недопустимо в рамках определенных программ.
- 3). Сохранность металлического фонда. Ограниченность мировых ресурсов металла постепенно приводят человечество к поиску металлозаменяющих ресурсов. Полностью отказаться от металла не представляется возможным, особенно сейчас, когда спрос на него велик как никогда. Однако, сократить расход этого материала возможно, путем защиты, а как следствие – продление срока службы.

Что касается нефтяных компаний, в условиях рынка и конкуренции, для извлечения максимальной прибыли при максимальных, затратах экономическая

составляющая коррозионных исследований является самой важной. Поэтому, если финансовая эффективность применения металла окажется положительной, никто не будет заботиться о сохранности металлического фонда. Как сейчас повсеместно используется пластиковая тара и полиэтилен, с переработкой после употребления которого еще толком ничего не решено. Если это выгодно – значит это удобно.

Эффективная защита от коррозии и своевременная борьба с ней помогают существенно сэкономить предприятиям теплоэнергетического комплекса. Коррозионные расходы делят на два вида

Прямые - к ним относят стоимость замены оборудования. Также ими могут быть затраты на изоляцию оборудования, например перекраска трубопроводов. Использование высоколегированных металлов и сплавов взамен углеродистой стали, нанесение антикоррозионных покрытий, затраты на ингибиторы коррозии также относятся к прямым расходам.

Косвенные – такие расходы также велики, хоть рассчитать их немного сложнее, связаны они со следствием коррозии.

Вот некоторые из них:

- Простой. Замена трубы нефтепровода, которая пришла в негодность по причине коррозии может стоить несколько сотен рублей, но недопроизводство продукции за время ремонта может обойтись в сотни раз больше стоимости ремонта.

- Потеря готовой продукции. Вследствие коррозии происходят утечки продукции, которые разливаются в разных объемах, в зависимости от оперативности обнаружения утечки.

- Ликвидация аварий. Сюда относятся затраты на работу по очистке загрязнений. Помимо этого государство накладывает внушительные штрафы и санкции на нефтегазодобывающие компании за розлив продукции.

Каждый год в нашей стране разливается около 4,5 млн т нефти. И главная причина тому – изношенные нефтепроводы. По статистике, в том же 2018 году подавляющее большинство аварий (97%) случилось из-за коррозии труб.

1.2 Виды коррозионных разрушений

Коррозия – процесс разрушения материалов под воздействием агрессивной среды.

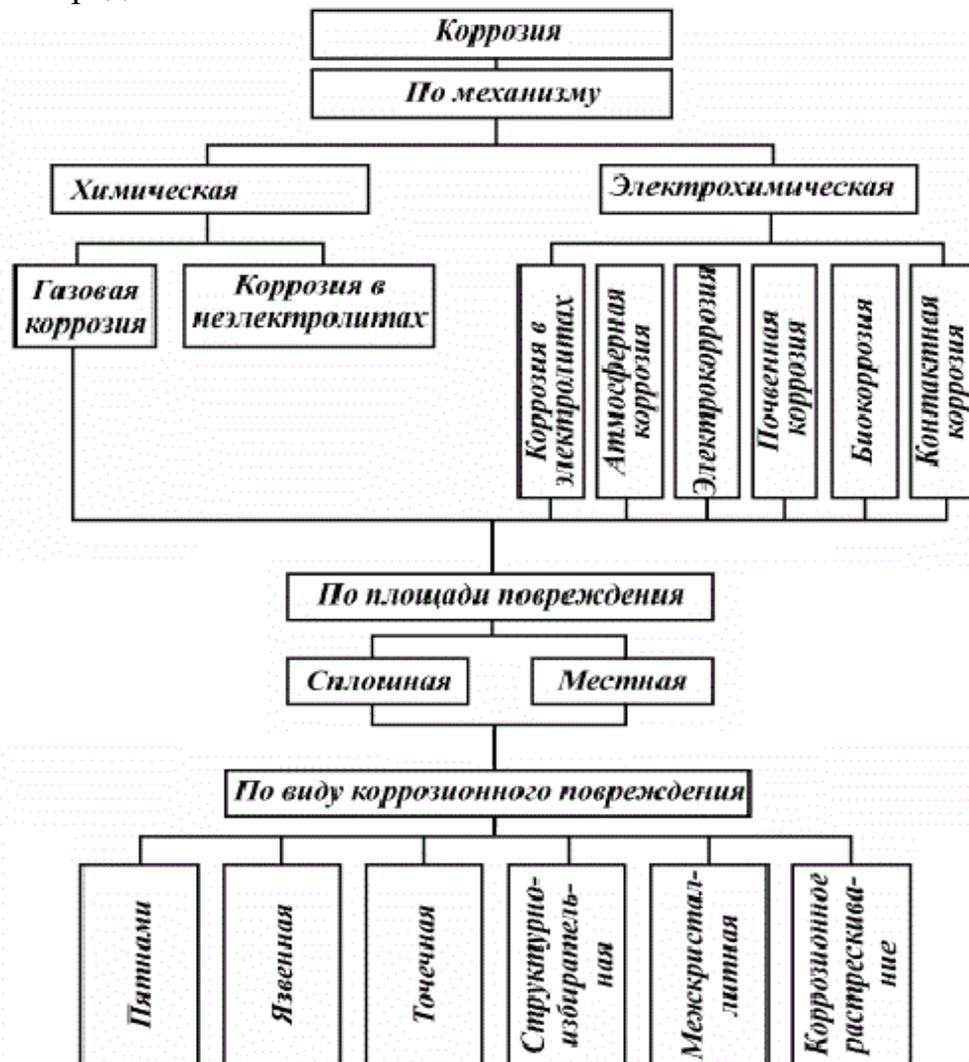


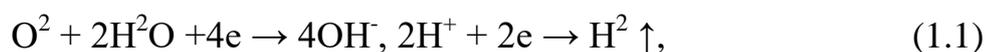
Рисунок 1.1 – Схема классификации видов коррозии

По механизму протекания

Электрохимическая - процесс окисления металла с возникновением электрического тока. Из-за окисления на различных участках поверхности металла, протекают анодные и катодные процессы. На анодном участке происходит растворение железа с образованием гидроксида железа $\text{Fe}(\text{OH})^2$ с последующим окислением до окиси (оксида) железа Fe_2O_3 :



На катодном участке происходит выделение иона OH^- и газообразного водорода H_2 из раствора:



Химическая - процесс химической реакции разрушения металла при взаимодействии с сухими газами или жидкими неэлектролитами по законам химических реакций и не сопровождается возникновением электрического тока.

Электрохимическая коррозия подразделяется на следующие виды:

Коррозия в электролитах – это коррозия металлов, находящаяся в жидких средах, которая проводит электрический ток. Наиболее часто, в качестве жидкой среды выступают водные растворы, в которые металлические сооружения конструкций погружены полностью, частично или по переменным стечением времени. К таким средам можно отнести воды рек, болот, озер и прочих водоемов, морскую воду.

Атмосферная коррозия – это коррозия металлов, находящаяся в атмосфере воздуха или газа, содержащего пары воды. Особенностью такого процесса является сильное влияние на его скорость и механизм климатических условий. Атмосферная коррозия стальных наземных трубопроводов - наиболее распространенный вид разрушения металла.

Электрокоррозия – разрушение металла под действием блуждающих токов. К таким процессам также подвержены части металлических сооружений, находящихся в грунте, но источником коррозии при этом являются токи, распространяемые по поверхности почвы от линий электрофицированных железных дорог, линий электропередач и заземления другого промышленного электрооборудования.

Почвенная коррозия - разрушение подземных металлоконструкций под воздействием почвенного электролита. Почвенный электролит, это растворенные в воде растворимые соли минеральных кислот: NaCl, CaCl₂, NaCO₃, CaCO₃ и др. Они обладают ионной проводимостью, а переносчиками тока в электролите служат ионы. Относится к внешней коррозии и если речь идет об эксплуатации нефтепроводов, то данный вид коррозии встречается наиболее часто, т.к. большая часть трубопроводов укладывается под землю.

Биокоррозия – коррозия металла, появление которой зависит от жизнедеятельности микроорганизмов, вырабатывающих вещества, которые разрушают металл. К ним можно отнести бактерии, морские водоросли, грибки, лишайники, мхи.

Контактная коррозия – разрушение металлов, вызванное непосредственно электрическим контактом двух разнородных (например, структуры стенки трубы в области поперечных и продольных сварных швов) металлов. Как правило, такие процессы образуются на границе двух металлов, которые имеют различный электрохимический потенциал [3].

По площади разрушения материалов.

Сплошная коррозия протекает на всей поверхности материала. Она может быть равномерной и неравномерной. При равномерной коррозии материал разрушается на одинаковую глубину в единицу времени по всей поверхности. Неравномерная коррозия характеризуется различной скоростью разрушения на отдельных участках поверхности материала.

Местная или локальная коррозия. Такой вид коррозионного разрушения сосредоточен на отдельных участках поверхности и является самым распространенным видом внутренней коррозии трубопроводов.

По виду коррозионного разрушения

Язвенная – глубокие поражения металла на небольших участках с хорошо выраженными склонами язв и свищей. Глубина поражения металла 1–5 мм/год.

Точечная (питтинговая) – размеры меньше язвенных, но глубина разъеданий достигает весьма значительных значений.

Пятнами – распространение коррозии происходит относительно небольшими участками и поражает металл сравнительно неглубоко.

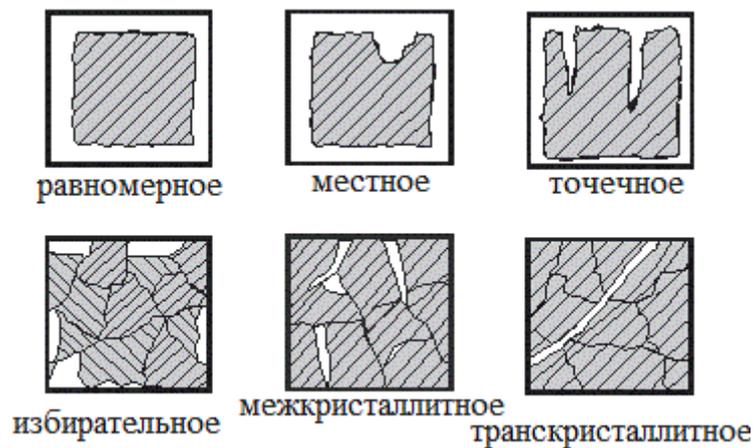


Рисунок 1.2 – Примеры коррозионных разрушений металла

Мейза-коррозия – особенностью этого вида коррозии является значительные по площади области местных коррозионных повреждений, Локальные повреждения чередуются с площадями металла, не затронутыми коррозией. Глубина поражения до 25 мм/год.



Рисунок 1.3 – мейза-коррозия. Глубина проникновения ~13 мм/год

Коррозионное растрескивание происходит в случае постоянного растяжения металла в коррозионной среде. Это может быть вызвано абсорбцией водорода, образовавшегося в процессе коррозии.

Избирательная – коррозия, разрушающая сплавы, содержащие в своем составе компоненты, сильно различающиеся по электрохимическому поведению.

Межкристаллитная – характеризуется разрушением металла по границам зерен металла (кристаллитов). Процесс протекает быстро, глубоко и вызывает катастрофическое разрушение.

Большинство исследователей, занимавшихся изучением коррозии стали в подобных условиях, считают, что коррозионный процесс разрушения металла протекает по углекислотному механизму.

1.3 Механизм углекислотной коррозии трубопроводов

Для пластовых вод Западной Сибири наиболее распространенными отложениями являются карбонаты кальция и железа (а также коррозит). Причем, локальные разрушения связаны с особенностями углекислотной коррозии в нейтральных и слабокислых минерализованных средах, то есть таких, где возможно отложение солей на корродирующую поверхность.

В таких условиях механизм углекислотной коррозии работает следующим образом.

1). На внутренней стенке трубопровода образуется осадок карбоната кальция. С течением времени защитная пленка осадка CaCO_3 отслаивается в некоторых местах. Произойти это может по многим причинам, таким как действие механических факторов (абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопровода, вызванные прохождением газовых пробок и др.) или в результате механо-химического растворения пленки в местах напряженного состояния трубопроводов.

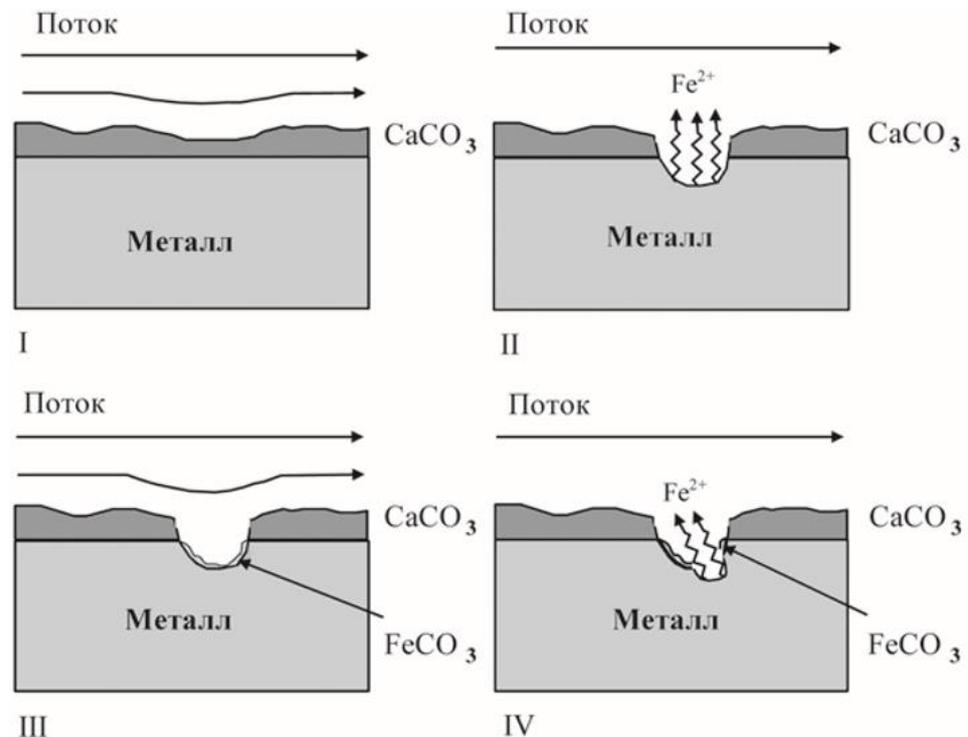


Рисунок 1.4 – Механизм коррозии

2). Обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуя гальваническую макропару, начинают интенсивно корродировать с образованием язв. Здесь металл является анодом, а поверхность трубы - катодом. Это дает начало интенсивному процессу коррозии, скорость которой может достигать до 8 мм/год.

3). В результате интенсивной коррозии, приэлектродный слой внутри язв обогащается ионами железа Fe^{2+} , отсюда создаются условия для осаждения карбоната железа $FeCO_3$ на дне язв, который блокирует коррозию.

4). Участки язв, где произойдет отслоение карбоната железа, вновь превращаются в активные аноды. Так на их месте возникают «язвы в язве».

Иногда вследствие язв, разрушение металла вглубь происходит быстрее, чем по внутренней поверхности трубопровода. Как видно на рисунке 1.5, канавка не успела образоваться, так как развитие язвы вглубь металла происходило быстрее, чем по поверхности трубопровода.



Рисунок 1.5 – Язвенная коррозия нижней образующей трубопровода

Можно заметить, что язвы вытягиваются в одну сторону – по направлению потока жидкости. Образование канавок снижает несущую способность трубопровода (из-за уменьшения толщины стенки в канавке), что приводит к разрыву трубопровода [2].

1.4 Факторы, влияющие на коррозию

Установлено, что на развития коррозии, обязательным условием которой является наличие в системе углекислоты, влияет ряд факторов, например, такие как наличие кислорода и повышенная температура, которые могут в значительной степени повлиять на разрушение трубопровода. Ниже представлен краткий обзор влияния этих факторов, основанный на результатах практических исследований.

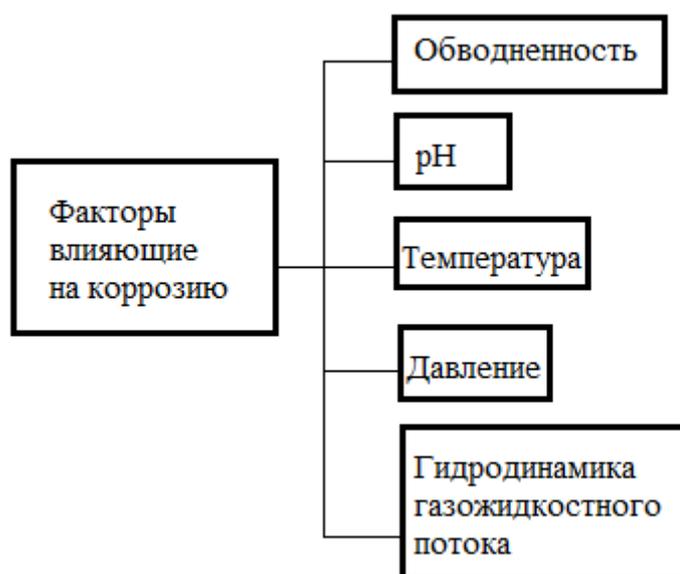


Рисунок 1.6 – Основные факторы, влияющие на внутреннюю коррозию трубопроводов

Обводненность

Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию нефтепроводов, показал, что при обводненности нефти свыше 50%, начинают проявляться локальные коррозионные разрушения нижней части труб, и как следствие утечки, разливы и аварии. В зависимости от обводненности возможны образования различных структур течения, таких как эмульсионная или расслоенная на нефть и воду. Более того, при высокой обводненности переход расслоенной формы течения в эмульсионную структуру «нефть в воде» увеличивает скорость коррозии трубопровода. Увеличение обводненности понижает устойчивость нефтяных эмульсий и из них начинает выделяться вода в виде отдельных капель [22].

Концентрация ионов водорода pH

Показатель pH (концентрация ионов водорода) определяет характер раствора и отражает приблизительный результат всех действующих коррозионных элементов. Коррозионная агрессивность раствора уменьшается вместе с повышением уровня pH выше 7. Медленнее всего коррозия происходит при pH = 10. С понижением pH ниже 7, происходит увеличение скорости коррозии. Это указывает на ее кислотность и агрессивность. В

области при $pH < 4$, также характерно увеличение скорости коррозии, однако для области между $pH = 4$ и $pH = 9$ наблюдается практически равномерная скорость коррозии металла.

Можно выделить зависимость:

- 1). $13 > pH > 9-10$. При $pH = 13$ коррозия почти исчезает. Скорость коррозии снижается с увеличением pH . (Сильнощелочная среда).
- 2). $9-10 > pH > 4,3$. Скорость коррозии незначительно зависит от pH .
- 3). $4,3 > pH$. Скорость коррозии увеличивается с понижением pH . (Сильнокислая среда).

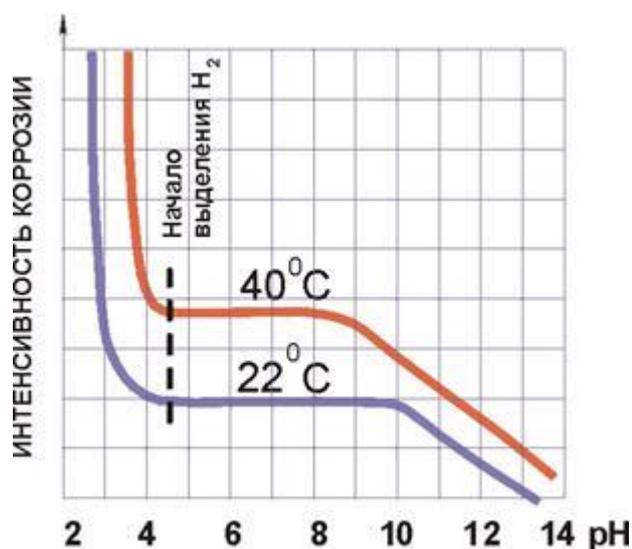


Рисунок 1.7 – График зависимости коррозии от T° и pH

Температура

Рост температуры ускоряет движение ионов. Ускоренное движение ионов ускоряет скорость коррозии металла. Однако проведенные исследования показали, что повышение температуры ведет к выделению кислорода из раствора. Благодаря практическим исследованиям удалось выявить уменьшение растворимости кислорода в газожидкостной смеси и вытеснение его к поверхности трубопровода, с повышением температуры. Разумеется, это только ускоряет все коррозионные процессы. Кислород стремится покинуть раствор и это ускоряет прохождение его в трубопроводе [23].

Повышение температуры могло бы снизить интенсивность коррозии, путем вытеснения кислорода из потока. Но это можно отнести только к

открытым системам, где есть возможность выхода кислорода из системы. Повышение температуры в трубопроводе, только увеличит скорость коррозии, поскольку кислород здесь выделиться не сможет, и будет окислять металл. Скорость коррозии, в таком случае, будет расти до тех пор, пока не израсходуется весь кислород.

Влияние гидродинамики газожидкостного потока на коррозию

Существенное влияние режимов течения на скорость углекислотной коррозии подтверждено многочисленными исследованиями. На рисунке 1.8 приведены основные структуры потоков, существующие в трубопроводах. На формирование потока, в свою очередь влияет концентрация ГЖС (т.е. объем жидкой или газовой фазы на долю сечения трубы). По длине всего трубопровода, в зависимости от рельефа местности, где пролегает трубопровод, на разных участках может быть разные структуры потока [11].

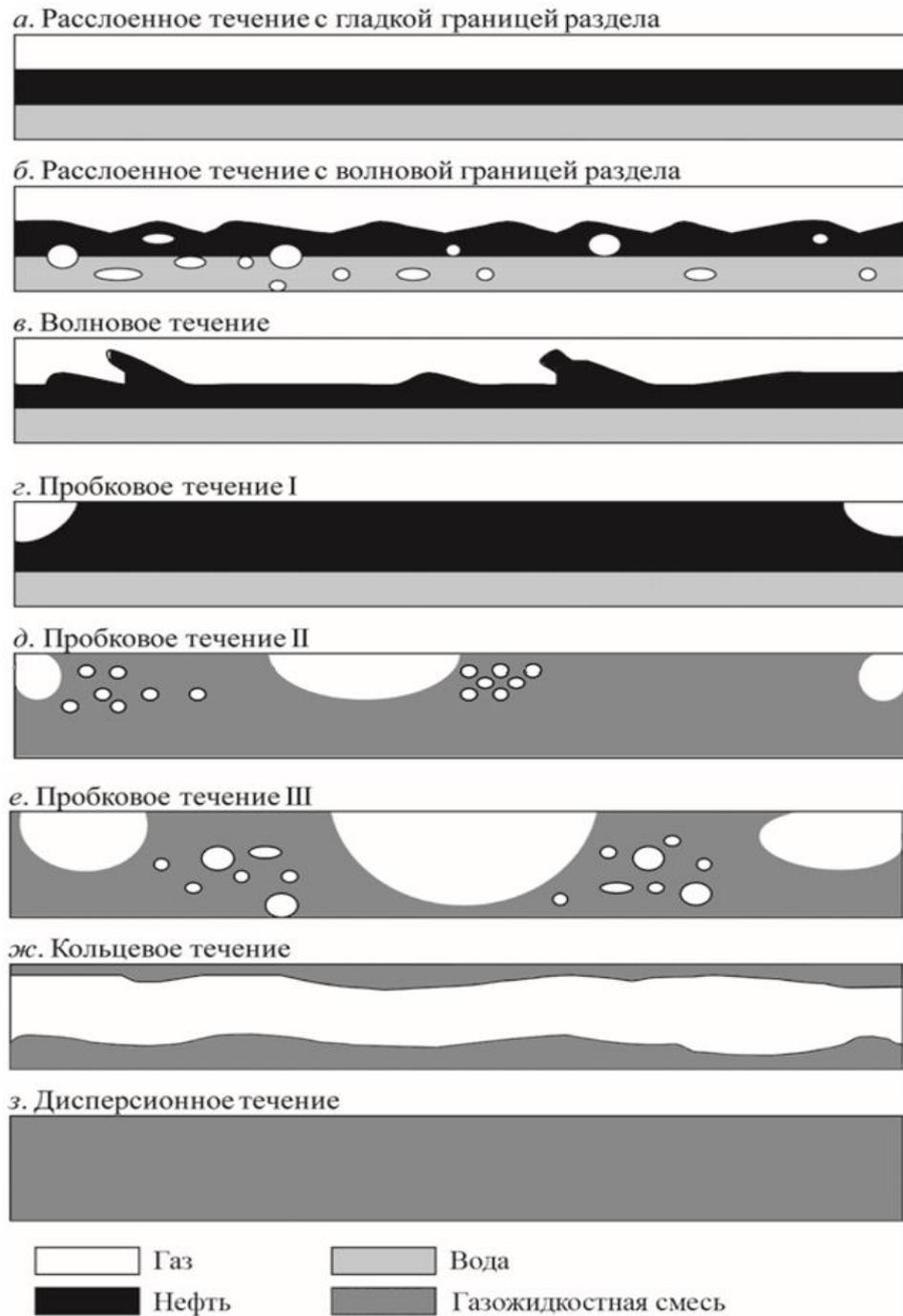


Рисунок 1.8 – Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубопроводах

Рассматривая режимы течения как фактор, влияющий на коррозию, можно разделить на три группы:

- пробковое течение, объединяющее все виды потоков с чередованием газовой и жидкой фаз (рис. 1.8г–е);
- кольцевое (рис. 1.8ж) и дисперсионное течения (рис. 1.8з).

- расслоенное и волновое течения (рис. 1.8а–в);

Кольцевое течение. Жидкость образует оболочку для газа вблизи стенки трубы, а газ движется в центре трубы с большой скоростью. Известно, что такой режим течения снижает интенсивность коррозии трубопровода. При большом содержании воды возможна относительно равномерная коррозия по всему сечению трубопровода.

Дисперсионное течение - почти вся жидкость смешана с газом. ГЖС движется в форме однородного потока по всему сечению трубопровода. Капли воды могут контактировать с металлом, вызывая эрозию. Если этого не происходит, то дисперсионное течение по своему влиянию на коррозию близко к кольцевому.

Пробковое течение. Такой режим течения характеризуется пробками газа в жидкости с различной периодичностью прохождения. Газовые пробки движутся по трубопроводам с большими скоростями, чем средние скорости течения жидкости. Ядро пробки содержит капли жидкости, которые контактируют со стенками трубопровода. При высокой обводненности ГЖС (более 60 %), металл трубопровода контактирует преимущественно с водной фазой. При пробковом течении, скорость коррозии возрастает с увеличением парциального давления CO_2 и температуры. Следует отметить, что пробковое течение характерно для многих трубопроводов. Поэтому уделяется пристальное внимание данному режиму на скорость углекислотной коррозии.

Расслоенное и волновое течения характерно движением газа над жидкостью с четко выраженной границей раздела. При малой скорости движения потока происходит разделение жидкой фазы на водную и углеводородную. Вода, имеющая большую плотность, движется в нижней части трубопровода, инициируя коррозию. Расслоенное и волновое течения способствуют развитию общей и локальной коррозии в зоне нижней части трубы и в так называемых, "застойных зонах". При таком течении с отделением воды в отдельную фазу прогноз наиболее точен. Если отделения воды в отдельную

фазу не происходит, коррозия в этом случае незначительна и не превышает 0,1 г/(м²·ч).

В наше время существуют разные методики прогнозирования углекислотной коррозии трубопроводов. Но те или иные методики позволяют рассчитать скорость коррозионного разрушения металла для условий, на базе которых они получены. И ни одна не является универсальной. Связано это с разнообразием механизмов коррозии и множеством факторов, которые были рассмотрены в этом разделе. Поэтому наиболее надежными являются экспериментальные данные, а так же химические анализы, взятые непосредственно с объекта исследования [2].

1.5 Методы борьбы с коррозией

На рисунке 1.9 приведены возможные варианты антикоррозионной защиты трубопроводов, выбор которых, зависит от механизма протекания коррозии.



Рисунок 1.9 – Возможные способы антикоррозионной защиты

Ингибиторы коррозии

Ингибиторы - индивидуальные химические соединения или их композиция, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии металла.

Ингибиторы подразделяются на: ингибиторы органического и неорганического происхождения. В нефтеперерабатывающей промышленности наибольшей распространённостью пользуются органические. Они могут адсорбироваться поверхностью металла и блокировать активную поверхность, изолируя ее от среды. Чаще используют ингибиторы, вступающие в химическое взаимодействие с атомами поверхности металла, образуя на ней нерастворимые соединения. В результате возрастает энергия активации химических реакций, лежащих в основе коррозионного процесса, скорость которого падает. Зная закономерности взаимодействия органических соединений разной природы с поверхностью металла, можно вести направленный синтез ингибиторов коррозии, получая соединения, максимально подавляющие коррозионный процесс в конкретных условиях эксплуатации аппаратуры.

Требования к ингибиторам коррозии:

- применение ингибитора должно быть экономически эффективным;
- ингибитор не должен разлагаться в условиях работы оборудования, для которого он предназначен;
- введение ингибитора не должно отрицательно сказываться на качестве продуктов переработки нефти, снижать эффективность используемых во вторичных процессах катализаторов;
- ингибитор должен быть нетоксичным.

Эффективность действия ингибитора принято называть величиной торможения. Величину коэффициента торможения оценивают обычно в лабораторных условиях гравиметрическими или электрохимическими методами. Он, как правило, должен быть более 90% при массовом расходе ингибитора, не превышающем тысячной доли процента на поток бензина.

На отечественных заводах ингибиторы применяют, как правило, не с первого дня работы оборудования, а после длительной его эксплуатации, когда поверхность аппаратов покрыта продуктами коррозии. В связи с этим следует обратить внимание на моющую способность ингибитора. При первичной переработке нефти предпочитают использовать ингибиторы водорастворимые. В этом случае продукты коррозии, смываемые ингибитором, выводятся из среды аппарата с дренажной водой рефлюксных емкостей. Удаление загрязнений при этом способствует улучшению параметров технологических процессов.

При организации ингибиторной защиты следует относиться особенно внимательно к вопросу выбора ингибитора из широкого спектра предлагаемых разработчиками и производителями реагентов.

Например, зарубежные ингибиторы очень часто рассчитаны на взаимодействие с чистой поверхностью, т.к. во многих странах принято не защищать уже прокорродировавший металл, а предупреждать его коррозию, например, путем использования ингибитора с самого начала эксплуатации оборудования.

Ниже, на примере нескольких месторождений, представлен опыт использования ингибиторов, который показывает, что их применение здесь особенно эффективно.

На Ангарском НПЗ в течение многих лет используют пакет реагентов фирмы «Налко» (США). Он включает в себя деэмульгатор Виско 412, который вводят в сырую нефть в количестве 1–2 г/т, нейтрализатор Налко 5196 и ингибитор Налко 5186. Нейтрализатор имеет высокую буферную емкость. Он подается в шлемовую линию атмосферной колонны в количестве 1–7 г/т головного продукта. Ингибитор вводят также в линию головного погона, но несколько дальше точки ввода нейтрализатора в количестве 3–6 г/т. Оптимальный рабочий диапазон значений рН водной фазы среды для этого ингибитора 5,5–6,0. Использование пакета реагентов фирмы Налко позволило снизить скорость коррозии стального оборудования по линии головных

погонов колонны предварительного испарения и атмосферной колонны до 0,05 мм/год.

На Омском, Пермском и Волгоградском НПЗ весьма успешно применяют пакет реагентов фирмы «Клариант» (Германия). Он включает в себя деэмульгатор Диссольван 3359, нейтрализатор Додикор 1830 и ингибитор – пленкообразователь Додиген 481. Нефтерастворимый деэмульгатор Диссольван 3359 вводят в нефть в количестве 1–3 г/т. Рекомендуемый расход нейтрализатора 5–8 г/т головного продукта, ингибитора 3–5 г/т. Большим достоинством ингибитора Додиген 481 является то, что он обеспечивает защиту в широком интервале значений рН среды: от 4,5 до 6,5. При этом он не только защищает оборудование линии головного погона от коррозии, но и способствует переводу хлорорганических соединений в водную фазу и выводу их из углеводородной.

На Киришском, Новокуйбышевском, Ярославском, Рязанском и ряде других НПЗ успешно испытан и применяется первый отечественный пакет реагентов «Геркулес». В его составе деэмульгатор Геркулес 1017 или Геркулес 1603, нейтрализатор Геркулес 54505 и ингибитор Геркулес 30617. При весьма невысоких расходах (деэмульгатора 2–4, нейтрализатора 3–12 и ингибитора 4–6 г/т) пакет реагентов Геркулес обеспечивает хорошую защиту как стального оборудования линии головного погона, так и латунных трубных пучков.

Применение защитных покрытий

Все большую долю занимают порошковые полимерные покрытия. Они наносятся различными способами в виде порошка на внутреннюю поверхность труб, разогретых до достаточно высокой температуры (около 300 градусов Цельсия) и спекаются на поверхности, образуя прочную, цельную пленку на поверхности металла. Инженеры разных стран постоянно разрабатывают все новые материалы для внутреннего покрытия трубопроводов – и не только для борьбы с коррозией. Полимерные покрытия, которые не смачивают нефтепродукты, позволяют перекачивать нефть с большей скоростью, что повышает эффективность эксплуатации нефтепроводов. Вместе с тем есть

задачи, окончательное решение которых еще в будущем, например, изоляция внутренней зоны сварного соединения. В идеале нужно добиться, чтобы внутреннее покрытие было однородным на всем протяжении магистрального трубопровода.

Применение стальных труб с повышенной коррозионной стойкостью защиты

Огромные расходы нефтяных компаний, связанные с коррозией металлических труб, привело к созданию тех же металлических труб, только имеющих высокую коррозионную стойкость. Введение в металл некоторых компонентов и соблюдение определенной технологии непрерывной разливки стали, позволяет получать чистый по содержанию примесей металл. Такой металл отличается своими прочностными, пластическими и коррозионностойкими характеристиками. Сюда же можно отнести трубы из титановых, алюминиевых и нержавеющей сплавов (никель и хром).



Рисунок 1.10 – Трубы с повышенной коррозионной стойкостью

Однако, такие трубы гораздо дороже обычных металлических труб, что сдерживает повсеместное строительство таких трубопроводов.

Применение гибких полимерно-металлических труб

Конструкция гибких труб представляет собой многослойную систему, включающую в себя слои из полимерной камеры, высокопрочной стальной ленты, полипропиленовых нитей и ленты ПВХ, построенной с дублированием функциональных свойств, что делает её устойчивой к перепаду температур, динамике потока транспортируемой жидкости, подвижности грунтов, транспортным и монтажным нагрузкам.



Рисунок 1.11 – Гибкие полимерно-металлические трубы

Тип соединения - фланцевый, исключаются любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы. Применение гибких труб обеспечивает сохранение экологии окружающей среды; сокращение объемов строительно-монтажных работ до 50%, экономию металла до 70-80%; увеличение срока службы внутрипромысловых трубопроводов до 20 и более лет; сокращение количества порывов трубопроводов в 7-10 раз.

Особенности ГПМТ:

- 1) Высокая химическая стойкостью к нефтепромысловым средам, в т.ч. к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, углекислый газ, механические примеси, свободный кислород, активные ионы хлора. Противостоят агрессивному воздействию различных кислот;
- 2) Высокая монтажеспособность, что позволяет существенно сократить затраты времени и труда при строительстве трубопроводов, улучшить условия труда за счет увеличения доли механизированных операций в общем балансе времени строительства трубопроводов;
- 3) Большим сроком службы более 20 лет в сильноагрессивных средах [9].

Приведем небольшой экономический обзор использования гибких полимерно-металлических труб. Данный вид труб возможно проложить как над, так и под землей. В таблице 1.1 приведено сравнение затрат на разработку трубопровода длиной 1 километр из обычных труб и из ГПМТ. Из нее видно,

что ГПМТ практически в 3 раза дороже стальных труб, однако затраты на монтаж, изоляцию и антикоррозионную защиту гибких труб в значительной степени превосходят оппонента. Следует отметить, что скорость возведения такого трубопровода в разы быстрее металлического (не требует сварочных, подгоночных и изоляционных работ, хорошая гибкость и длина трубы много больше стальной трубы).

Таблица 1.1 – Стоимость прокладки 1 км трубопровода, в тысячах рублей

Стоимость	Стальные трубы			Гибкие трубы		
	89	114	159	75	100	150
Стоимость трубы	30,2	42,7	69,7	154,3	201,3	167,3
Сварка или монтаж	10,2	11,1	12,7	1,7	1,8	2,1
Земляные работы	28,7	28,7	28,7	14,4	14,4	14,4
Изоляционные работы	14,1	18,1	24,1	-	-	-
Испытания	8,3	8,3	10,2	8,3	8,3	10,2
Катодная защита	21,2	21,2	21,2	-	-	-
Закачкаингибитора	32,3	32,3	32,3	-	-	-
Итого:	145,0	162,4	198,9	178,7	225,8	194

Однако экономическая целесообразность гибких труб обусловлена разработкой нового трубопровода. Тогда как старые, уже готовые трубопроводы еще функционируют, и на их антикоррозионную защиту не требуется огромных вложений, стоимостью прокладки нового.

2. Расчет скорости коррозии

2.1 Определение склонности пластовых вод к отложению карбонатов

В данном разделе используя данные состава пластовых вод, будет произведен расчет наличия или отсутствия коррозии, а также скорости протекания коррозионного процесса. Для того чтобы шире рассмотреть проблему образования коррозии будут использованы данные нескольких месторождений России. Для расчета используются данные состава пластовых вод Верх-Тарского, Западно-Асомкинского, Верхне-Салатского и Вахского месторождений и приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Химический состав пластовых вод

Параметр	Месторождение			
	Верх-Тарское	Западно-Асомкинское	Верхне-Салатское	Вахское
Ca ²⁺ , моль/л	0,00698	0,001	0,04237	0,03364
Mg ²⁺ , моль/л	0,00211	0,00049	0,0116	0,00346
Na ⁺ , моль/л	0,22817	0,07371	0,34116	0,36823
Cl, моль/л	0,22556	0,06989	0,55637	0,57685
HCO ₃ , моль/л	0,02504	0,03149	0,011	0,00839
РН	7,24	7,42	7,92	6,8
Температура, °С	18	15	20	30

2.1.1 Расчет скорости коррозии Верх-Тарского месторождения

По формуле (2.1) рассчитаем ионную силу раствора:

$$I = 0,5 \cdot \sum C_i \cdot Z_i^2, \quad (2.1)$$

где C_i - концентрация иона в растворе;

Z_i - заряд иона в элементарных зарядах.

$$I = 0,5 \cdot (0,00698 \cdot 2^2 + 0,00211 \cdot 2^2 + 0,22817 \cdot 1^2 + 0,22556 \cdot 1^2 + 0,02504 \cdot 1^2)$$

$$I = 0,25756 \text{ моль/л}$$

Вычисляем коэффициенты активности по формуле (2.2) и активности ионов по формулам Дебая-Хюккеля (2.3) и (2.4) Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $p_{\text{Ca}^{2+}}$ и $p_{\text{HCO}_3^-}$:

$$\lg f_i = -\frac{A_D \cdot Z_i^2 \cdot \sqrt{I}}{1 + r_i \cdot B_D \cdot \sqrt{I}} + 0,2 \cdot I, \quad (2.2)$$

где A_D и B_D – константы, зависящие от температуры.

Для $t = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ константы равны:

$$A_D = 0,5070$$

$$B_D = 0,3282$$

$$f_{\text{Ca}} = \frac{0,5070 \cdot 2^2 \cdot \sqrt{0,25756}}{1 + 6 \cdot 0,3282 \cdot \sqrt{0,25756}} - 0,2 \cdot 0,25756 = -0,463,$$

$$f_{\text{HCO}_3} = \frac{0,5070 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{0,25756}}{1 + 4 \cdot 0,3282 \cdot \sqrt{0,25756}} - 0,2 \cdot 0,25756 = -0,102,$$

Рассчитаем активность иона:

$$a_i = C_i \cdot f_i, \quad (2.3)$$

$$a_{\text{Ca}^{2+}} = 0,00698 \cdot 10^{-0,463} = 0,0024$$

$$a_{\text{HCO}_3} = 0,02504 \cdot 10^{-0,102} = 0,0197$$

$$p_{a_i} = -\lg a_i, \quad (2.4)$$

$$p_{a_{\text{Ca}^{2+}}} = -\lg 0,0024 = 2,619$$

$$p_{a_{\text{HCO}_3}} = -\lg 0,0197 = 1,704$$

Рассчитаем pK_2 и $p\text{PP}_{\text{CaCO}_3}$ при $t=18 \text{ }^\circ\text{C}$ по формулам (2.5) и (2.6):

$$pK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right), \quad (2.5)$$

$$p\text{PP}_{\text{CaCO}_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right), \quad (2.6)$$

$$pK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{18 + 273,2}\right) = -10,37$$

$$p_{\text{CaCO}_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{18 + 273,2}\right) = -8,41$$

Находим pH_s по формуле (2.7):

$$pH_s = pK_2 - p\text{PP}_{\text{CaCO}_3} + p_{a_{\text{Ca}^{2+}}} + p_{a_{\text{HCO}_3}}, \quad (2.7)$$

$$pH_s = 10^{-10,37} - 10^{-8,41} + 2,619 + 1,704 = 4,32$$

Вычислим индекс Ланжелье по формуле (2.8):

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s, \quad (2.8)$$

$$SI_{CaCO_3} = 7,24 - 4,32 = 2,92$$

По уравнению Ланжелье, индекс положителен ($SI_{CaCO_3} > 0$). Это говорит о том, что на внутренней поверхности трубопроводов Верх-Тарского месторождения образуется осадок карбоната кальция ($CaCO_3$).

Далее по формулам (2.9), (2.10) и (2.11) следует рассчитать скорость внутренней коррозии трубопровода при углекислотной коррозии [12].

$$V_{kmin} = 0,0301 \cdot pH^2 - 0,5117 \cdot pH + 2,3012, \quad (2.9)$$

$$V_{kb} = -0,1533 \cdot pH^4 + 4,5632 \cdot pH^3 - 50,621 \cdot pH^2 + 247,83 \cdot pH - 451,1, \quad (2.10)$$

$$V_{kmax} = -0,1986 \cdot pH^4 + 5,9495 \cdot pH^3 - 66,385 \cdot pH^2 + 326,7 \cdot pH - 597,27, \quad (2.11)$$

где V_{kmin} , V_{kb} и V_{kmax} – соответственно минимальная, наиболее вероятная и максимальная скорость углекислотной коррозии (мм/год).

$$V_{kmin} = 0,0301 \cdot 7,24^2 - 0,5117 \cdot 7,24 + 2,3012 = 0,17 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

$$\begin{aligned} V_{kb} &= -0,1533 \cdot 7,24^4 + 4,5632 \cdot 7,24^3 - 50,621 \cdot 7,24^2 + 247,83 \cdot 7,24 - 451,1 \\ &= 0,30 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{kmax} &= -0,1986 \cdot 7,24^4 + 5,9495 \cdot 7,24^3 - 66,385 \cdot 7,24^2 + 326,7 \cdot 7,24 - 597,27 \\ &= 0,47 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)} \end{aligned}$$

Образование $CaCO_3$ способствует усилению углекислотной коррозии.

Для вычисления скорости коррозии существует уравнение (2.12), которое включает в себя концентрацию ионов кальция.

Рассчитаем скорость коррозии:

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot ((Ca^{2+}) - 1,025), \quad (2.12)$$

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot (0,278 - 1,025) = 1,07 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

где (Ca^{2+}) – концентрация ионов Ca^{2+} в водной фазе, г/л.

Формула (2.12) справедлива для (Ca^{2+}) от 0,05 до 2,00 г/л, ее следует использовать вместо (2.9), (2.10), (2.11) в тех случаях, когда в трубопроводах происходит осаждение $CaCO_3$.

Так, на примере Верх-Тарского месторождения произведен расчет скорости коррозии. Далее будет рассчитана скорость образования коррозии для остальных месторождений.

2.1.2 Расчет скорости коррозии Западно-Асомкинского месторождения

Ионная сила раствора:

$$I = 0,5 \cdot (0,001 \cdot 2^2 + 0,00049 \cdot 2^2 + 0,07371 \cdot 1^2 + 0,06989 \cdot 1^2 + 0,03149 \cdot 1^2)$$

$$I = 0,090527 \text{ моль/л}$$

Вычисляем коэффициенты активности по формуле и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $p_{\text{Ca}^{2+}}$ и $p_{\text{HCO}_3^-}$.

Для $t = 15^\circ\text{C}$ константы равны:

$$A_D = 0,5028$$

$$B_D = 0,3273$$

$$f_{\text{Ca}} = \frac{0,5028 \cdot 2^2 \cdot \sqrt{0,090527}}{1 + 6 \cdot 0,3273 \cdot \sqrt{0,090527}} - 0,2 \cdot 0,090527 = -0,362,$$

$$f_{\text{HCO}_3} = \frac{0,5028 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{0,090527}}{1 + 4 \cdot 0,3273 \cdot \sqrt{0,090527}} - 0,2 \cdot 0,090527 = -0,090,$$

Рассчитаем активность иона:

$$a_{\text{Ca}^{2+}} = 0,001 \cdot 10^{-0,362} = 0,0004$$

$$a_{\text{HCO}_3^-} = 0,02504 \cdot 10^{-0,090} = 0,0255$$

$$p_{\text{Ca}^{2+}} = -\lg 0,0004 = 3,36$$

$$p_{\text{HCO}_3^-} = -\lg 0,0255 = 1,59$$

Рассчитаем pK_2 и $p\text{PP}_{\text{CaCO}_3}$ при $t=15^\circ\text{C}$:

$$pK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{15 + 273,2}\right) = -10,40$$

$$p_{\text{CaCO}_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{15 + 273,2}\right) = -8,39$$

Находим $p\text{H}_s$:

$$p\text{H}_s = 10^{-10,40} - 10^{-8,39} + 3,36 + 1,59 = 4,95$$

Вычислим индекс Ланжелье:

$$SI_{CaCO_3} = 7,42 - 4,95 = 2,46$$

Рассчитаем скорость внутренней коррозии трубопровода при углекислотной коррозии по формуле (2.12) для Ca^{2+} от 0,05 до 2,00 г/л.

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot (0,04 - 1,025) = 1,01 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

2.1.3 Расчет скорости коррозии Верхне - Салатского месторождения

Ионная сила раствора:

$$I = 0,5 \cdot (0,042 \cdot 2^2 + 0,0116 \cdot 2^2 + 0,34116 \cdot 1^2 + 0,55637 \cdot 1^2 + 0,011 \cdot 1^2)$$

$$I = 0,5622 \text{ моль/л}$$

Вычисляем коэффициенты активности по формуле и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $pa_{Ca^{2+}}$ и $pa_{HCO_3^-}$.

Для $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ константы равны:

$$A_D = 0,5028$$

$$B_D = 0,3273$$

$$f_{Ca} = \frac{0,5028 \cdot 2^2 \cdot \sqrt{0,5622}}{1 + 6 \cdot 0,3273 \cdot \sqrt{0,5622}} - 0,2 \cdot 0,5622 = -0,501,$$

$$f_{HCO_3} = \frac{0,5028 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{0,5622}}{1 + 4 \cdot 0,3273 \cdot \sqrt{0,5622}} - 0,2 \cdot 0,5622 = -0,079,$$

Рассчитаем активность иона:

$$a_{Ca^{2+}} = 0,001 \cdot 10^{-0,362} = 0,01335$$

$$a_{HCO_3} = 0,02504 \cdot 10^{-0,090} = 0,00916$$

$$pa_{Ca^{2+}} = -lg 0,01335 = 1,87$$

$$pa_{HCO_3} = -lg 0,00916 = 2,03$$

Рассчитаем pK_2 и pPP_{CaCO_3} при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$pK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{20 + 273,2}\right) = -10,36$$

$$p_{CaCO_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{20 + 273,2}\right) = -8,43$$

Находим pH_s :

$$pH_s = 10^{-10,36} - 10^{-8,43} + 1,87 + 2,03 = 3,91$$

Вычислим индекс Ланжелье:

$$SI_{CaCO_3} = 7,92 - 3,91 = 4,01$$

Рассчитаем скорость внутренней коррозии трубопровода при углекислотной коррозии по формуле (2.12) для Ca^{2+} от 0,05 до 2,00 г/л.

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot (1,6 - 1,025) = 1,41 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

2.1.4 Расчет скорости коррозии Вахского месторождения

Ионная сила раствора:

$$I = (0,5 \cdot 0,03364 \cdot 2^2 + 0,00346 \cdot 2^2 + 0,36823 \cdot 1^2 + 0,57685 \cdot 1^2 + 0,00839 \cdot 1^2)$$

$$I = 0,55 \text{ моль/л}$$

Вычисляем коэффициенты активности по формуле и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $pa_{Ca^{2+}}$ и $pa_{HCO_3^-}$.

Для $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$ константы равны:

$$A_D = 0,5161$$

$$B_D = 0,3301$$

$$f_{Ca} = \frac{0,5161 \cdot 2^2 \cdot \sqrt{0,55}}{1 + 6 \cdot 0,3301 \cdot \sqrt{0,55}} - 0,2 \cdot 0,55 = -0,510,$$

$$f_{HCO_3} = \frac{0,5161 \cdot 1^2 \cdot \sqrt{0,55}}{1 + 4 \cdot 0,3301 \cdot \sqrt{0,55}} - 0,2 \cdot 0,55 = -0,083,$$

Рассчитаем активность иона:

$$a_{Ca^{2+}} = 0,001 \cdot 10^{-0,510} = 0,010$$

$$a_{HCO_3} = 0,02504 \cdot 10^{-0,083} = 0,0069$$

$$pa_{Ca^{2+}} = -lg 0,010 = 1,98$$

$$pa_{HCO_3} = -lg 0,0069 = 2,15$$

Рассчитаем pK_2 и pPP_{CaCO_3} при $t = 30 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$pK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{30 + 273,2}\right) = -10,29$$

$$p_{CaCO_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{30 + 273,2}\right) = -8,52$$

Находим pH_s :

$$pH_s = 10^{-10,29} - 10^{-8,52} + 1,98 + 2,15 = 4,14$$

Вычислим индекс Ланжелье:

$$SI_{CaCO_3} = 7,55 - 3,74 = 2,66$$

Рассчитаем скорость внутренней коррозии трубопровода при углекислотной коррозии по формуле (2.12) для Ca^{2+} от 0,05 до 2,00 г/л.

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot (1,349 - 1,025) = 1,33 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$$

2.2 Результаты расчетов

Таким образом были произведены расчеты нескольких химических составов пластовых вод, для того чтобы проанализировать в целом ситуацию по образованию коррозии на месторождениях России.

В Таблице 2.2 сведены все результаты вычислений скорости коррозии исследуемых месторождений.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

Параметр	Месторождение			
	Верх-Тарское	Западно-Асомкинское	Верхне-Салатское	Вахское
SI_{CaCO_3}	2,92	2,46	4,01	2,66
Скорость коррозии	1,07 г/(м ² ·ч)	1,01 г/(м ² ·ч)	1,41 г/(м ² ·ч)	1,33 г/(м ² ·ч)

Анализируя результаты исследований внутренней коррозии трубопроводов западносибирских месторождений, можно сделать ряд выводов и рекомендаций.

1). Изучив различные литературные источники и исследования коррозии металла, был сделан вывод: на месторождениях Западной Сибири в основном распространена локальная коррозия в виде язв и мейза-коррозия.

2). Механизм протекания коррозии работает по углекислотному типу. Расчеты показали положительный индекс Ланжелье на всех четырех месторождениях. Отсюда следует, что образование карбоната кальция возможно на большинстве западносибирских месторождений. Значит, коррозия

образующаяся в местах отслоения осадка карбоната кальция, может быть просчитана по формулам (2.9), (2.12).

3). Изучены факторы, усугубляющие коррозионное воздействие на внутреннюю поверхность труб. Основными из них являются:

- обводненность;
- химический состав водной фазы;
- температура и давление;
- динамика газожиткостного потока.

4). Проведя анализ методов борьбы с коррозией, наиболее оправданными для условий Западной Сибири можно выделить следующие:

- применение ингибиторов;
- применение стальных коррозионностойких труб;
- применение неметаллических труб.

Следует так же понимать, что особенностью эксплуатации трубопроводов на месторождения Западной Сибири является поздняя стадия разработки, и как следствие устаревшее оборудование (некоторым трубопроводам более 20 лет), высокая обводненность, увеличение расходов компаний, связанных с ремонтом оборудования. Поэтому наиболее важным здесь является извлечение максимального количества сырья при минимальных затратах, при том оборудовании, что уже имеется. Например, прокладка нового гибкого полимерного трубопровода, взамен старой металлической, будет неоправданным ввиду извлечения остаточной нефти. Однако, разработка новой линии трубопровода при открытии месторождений в условиях высокоагрессивной среды, возможно, будет иметь положительный экономический эффект.

Таким образом, будут предложены следующие рекомендации:

- для борьбы с внутренней коррозией трубопроводов, на месторождениях поздней стадии, следует применять ингибиторы защиты;
- в условиях высокоагрессивной среды, при разработке новых месторождений, имеет смысл прокладки неметаллических труб;

- для ремонта и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать высоколегированные стали с повышенной коррозионной защитой.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Корнееву Роману Витальевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на внедрение мероприятия Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм Действующая система налогообложения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	– потенциальные потребители результатов исследования; – анализ конкурентных технических решений.
2. Разработка устава научно-технического проекта	– цели и результаты исследования; – участники проекта.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	- структура работ в рамках научно- технического проекта; - определение трудоемкости выполнения работ; - составление графика проведения научно- технического проекта; - определение бюджета научно-технического проекта.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	– оценка эффективности проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- | |
|--|
| 1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. График проведения НТИ |
|--|

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020 г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		3.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Корнеев Роман Витальевич		3.03.2020 г.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Металлоемкость предприятий нефтегазодобывающей отрасли является одной из самых высоких. Транспорт по трубопроводам систем сбора нефти минерализованной водной фазы, содержащей углекислоту, приводит к развитию внутренней коррозии и их последующему коррозионному разрушению. Это обуславливает необходимость инвестирования дополнительных капитальных вложений и текущих издержек на мероприятия по защите от коррозии. Решения относительно инвестирования тех или иных технических или технологических операций и мероприятий относятся к числу стратегических, и результат таких решений определяет технические и производственные возможности предприятия на длительный период.

При принятии решений об инвестировании того или иного технического мероприятия необходимо, во-первых, хорошо представлять себе состав и технические особенности альтернативных вариантов данного мероприятия и, во-вторых, заранее знать обоснованную эффективность данного инвестиционного проекта, прогноз по его реализации, рекомендации по снижению и предотвращению рисков и т.д. При выборе методов защиты от коррозии трубопроводов ССН наиболее часто альтернативными являются следующие варианты:

- применение ингибиторов коррозии (включая службу, обеспечивающую их применение, и коррозионный мониторинг);
- использование стальных труб с повышенной стойкостью к коррозии;
- применение альтернативных металлу материалов: стеклопластик, трубы с покрытием и др.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом разработки является применение ингибитора коррозии для внутренней поверхности труб. Потенциальными потребителями системы ингибиторной защиты могут выступать энергетические предприятия (добыча, транспортировка и переработка энергетического сырья), промышленные предприятия (производство химических веществ), лаборатории. Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика. Карта сегментирования приведена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 – Карта сегментирования

		Сфера использования		
		Энергетические предприятия	Промышленные предприятия	Лаборатории
Размер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

3.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих предприятий, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в производственный процесс, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. 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.

В таблице 3.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими

предприятиями той же целевой направленности. Эти предприятия наиболее схожи по производимой продукции, а также имеют общий рынок сбыта.

Таблица 3.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,10	3	2	2	0,30	0,20	0,20
2. Надежность	0,10	3	2	3	0,30	0,20	0,30
3. Безопасность	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
4. Функциональная мощность	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
5. Энергоэффективность	0,15	5	2	2	0,75	0,30	0,30
6. Современная элементная база	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Уровень проникновения на рынок	0,20	4	5	4	0,80	1,00	0,80
2. Цена	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	3	1,00	0,60	0,60
Итого	1,00	37	24	26	4,20	2,95	2,95

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – ОАО «Роснефть»;

Б_{к2} – ПАО «Газпромнефть».

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется

$$K = \sum (V_i \cdot B_i),$$

где K – конкурентоспособность конкурента;

V_i – вес показателя, в долях единицы;

B_i – балл i -го показателя.

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие не крупное и на это потребуется некоторое время.

3.3 SWOT-анализ

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

SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 3.3.

Таблица 3.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Высокая степень поддержки государством	Сл1. Текучесть кадров Сл2. Ограниченность

	С2. Высокая ресурсоэффективность С3. Удобное использование технологии С4. Квалифицированный персонал	используемой продукции Сл3. Отсутствие дополнительных улучшений Сл4. Сложность транспортировки продукции
Возможности	Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников очистки.	Качественная работа с потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.
В1. Увеличение дохода предприятия за счет ввода инноваций В2. Использование новых технологий В3. Определение целевой аудитории В4. Привлечение рынка покупателей	Выход на новые рынки или сегменты рынка	
Угрозы	Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.	Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой
У1. Новые игроки на рынке У2. Нестабильная ситуация в экономике У3. Быстрое устаревание оборудования У4. Ограничение экспорта продукции		

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 3.4. Ее

использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		C1	C2	C3	C4
Возможности	B1	+	+	–	–
	B2	+	+	+	+
	B3	–	–	–	+
	B4	+	–	–	–
Результат	B1C1C2; B2C1C2C3C4; B3C4; B4C1				
Угрозы	У1	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0
	У3	+	0	–	–
	У4	0	–	+	–
Результат	У1C1C3; У2C1C2; У3C1; У4C3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	B1	–	+	–	+
	B2	–	+	+	0
	B3	–	+	+	+
	B4	–	+	+	+
Результат	B1Сл2Сл4; B2Сл2Сл3; B3Сл2Сл3Сл4; B4Сл2Сл3Сл4				
Угрозы	У1	0	0	+	–
	У2	–	+	–	–
	У3	–	+	0	0
	У4	–	+	–	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия – повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- решать вопросы логистики для доставки оборудования.

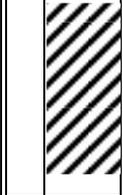
3.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы

План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график.

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм(гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 3.5).

Таблица 3.5 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Инженер	40															
Расчет на математической модели	Инженер	31															
Обсуждение полученных результатов	Инженер, руководитель	14															
Оформление выводов	Инженер, руководитель	18															
Оформление пояснительной записки	Инженер, руководитель	21															

Инженер	Руководитель
	

Из календарного плана-графика из таблице 3.5 видно, что практическая часть данного исследования занимает около 2 месяцев.

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на внедрение технологии на объекте в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 3.6).

Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}}$$

где :

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

$I_{\text{со}}$ – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

Таблица 3.6 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполни- тели	Прод- сть, дн.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	2
		Инженер	5
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	5
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	2
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Технико-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	2
6	Выбор трансформаторов. Технико-экономический расчет схемы спуска и установки	Руководитель	1
		Инженер	3

7	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	2
8	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	3
9	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель Инженер	2 8
10	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	2
11	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	2

12	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	2
		Инженер	20
13	Чертежные работы	Руководитель	2
		Инженер	18
Итого по каждой должности		Руководитель	9
		Инженер	79

3.5 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

3.5.1 Материальные затраты

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности, носитель информации. Для исследований используется персональный компьютер. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные расходы (ТЗР) в пределах от 5% до 20% от общей цены материалов. Расчёт материальных затрат приведён в табл. 3.7.

Таблица 3.7 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	600,0	600,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1650,0	1650,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	2716,0
Итого с учётом ТЗР (15%)	–	–	3123,4

3.5.2 Амортизация основных фондов

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 30000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\% ,$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% .$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 30000 \cdot 0,33 = 9900 \text{ руб.}$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{9900}{12} = 825 \text{ руб.}$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \cdot 5 = 4125 \text{ руб.}$$

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{47}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 772,6 \text{ руб,}$$

Где:

$T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал}$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$Ц_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	$T_{э}$, дней	$I_{ам}$, руб
Компьютер	30000,0	1	47	772,6
Принтер	5000,0	1	9	24,7
Итого $I_{ам}$, руб	–	–	–	797,3

3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 33 664 рублей, оклад консультанта (в должности ассистента) – 12 664 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 12 664 рублей. В 2020 году с учётом 48-дневного отпуска 252 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1603,05 рублей в день, для консультанта и инженера – 603,05 рублей в день.

Заработная плата включает в себя основную и дополнительную части. При этом основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{осн} = ЗП_{дн} \cdot T_{РД} \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_p ,$$

где $ЗП_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_{РД}$ – трудоёмкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{пр}$ – коэффициент премирования;

$K_{д}$ – коэффициент доплат;

K_p – районный коэффициент.

Результаты расчёта основной заработной платы приведены в табл. 3.9.

Таблица 3.9 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{дн}$	K_p	$K_{д}$	$K_{пр}$	$T_{РД}$	$ЗП_{осн}$, руб
Руководитель	1603,05	0,1	0,2	1,3	9,72	26332,98
Консультант	603,05	0	0,2	1,3	3,96	3725,4
Инженер	603,05	0	0,2	1,3	79,32	74620,92
Итого						104679,3

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{дон} = ЗП_{осн} \cdot 0,12 ,$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле:

$$ЗП_{внеб} = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot 0,3 ,$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчётов приведены в табл. 3.10.

Таблица 3.10 – Расчёт дополнительной заработной платы и отчислений

Исполнители	$ЗП_{доп}$	$ЗП_{внеб}$
Руководитель	3159,96	8847,88
Консультант	447,5	1251,73
Инженер	8954,51	25072,63
Итого	12561,97	35172,24

Накладные расходы принимаются в размере 10% от величины всех остальных расходов.

3.5.4 Расчёт общей себестоимости

Рассчитанные в пунктах 3.5.1-3.5.3 расходы сведены в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Суммарные расходы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	3123,4	1,81
Затраты на амортизацию	797,3	0,49
Основная заработная плата	104679,3	60,91
Дополнительная заработная плата	12561,97	7,13
Страховые взносы	35172,24	20,48
Накладные расходы	15633,42	9,15
Итого	171967,631	100

В ходе подсчёта затрат на разработку проекта выявлено, что основная часть (68%) средств расходуется на заработную плату исполнителей. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Корнеев Роман Витальевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти и газа

Тема ВКР: Комплексный подход к выбору метода борьбы с коррозией на нефтяных месторождениях.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом является кустовая площадка, основными вредными факторами которой является попутный газ (метан), кроме того разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека – возникновения пожаров и окружающей среды – разливы нефти. Также исследуемая операция связана с повышенными давлениями. Химические реагенты, применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза)</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; РД 39-132-94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых</p>
--	--

<p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>трубопроводов»; ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»; ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96.«Электромагнитное излучение» ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность».</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: 1. Отклонение параметров микроклимата; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повышенная яркость света и физические перегрузки; 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т. ч. грузоподъемные); 2. Аппараты под давлением; 3. Поражение электрическим током; 4. Взрывоопасность и пожароопасность.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; - анализ воздействия объекта на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи</p>

	<p>оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену;</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу:</p> <p>Ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на промышленном трубопроводе могут возникнуть в результате аварийных ситуаций.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020 г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А	к.т.н		3.03.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Корнеев Роман Витальевич		3.03.2020 г.

4. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются способы защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. Объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана система нефтегазопромысловых трубопроводов.

Основной целью данного пункта является анализ и разработка мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа, а так проведение мероприятий по защите окружающей среды и людей.

4.1 Законодательство

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы. Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате [20].

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

4.2 Производственная и социальная безопасность

4.2.1 Анализ вредных факторов производственной среды

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ($\text{Вт}/\text{м}^2$) и тепловая нагрузка среды ($^{\circ}\text{C}$). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы [14].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S - $0.1 \text{ м}^2 / \text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Превышение уровней шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в Таблице 4.1.

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши [15].

Таблица 4.1 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
			5			0	0	0	0	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

Превышение уровней вибрация

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементируемых агрегатах, при спуске и подъеме насоснокомпрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата;

вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду от нуля до 28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 приведены в Таблице 4.2.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием [16].

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п.

Таблица 4.2– Гигиенические нормы уровней виброскорости

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

4.2.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

Термические опасности

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки

горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Класс рабочей зоны П-III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Электробезопасность

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Советского месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном

исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников не электротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны П-III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [17].

Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень

давления в технологическом и оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением, например: блок водораспределительной гребенки (БВГ).

Взрывоопасность и пожароопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (—Электростанции тепловые) и в СНиП 11-34-74 (—Водоснабжение. Наружные сети и сооружения). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах. Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют бб воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки.

Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Общие требования пожаро- и взрывобезопасности на объектах месторождений:

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов на Л месторождении. Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за

этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

Контроль за соблюдением правил пожаро- и взрывобезопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [21].

4.3 Безопасность экологической среды

4.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной

транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы от существующих источников территории Советского месторождения являются: углерода оксид, углеводороды предельные от C1 до C5, азота диоксид, сажа, бенз(а)пирен, азота оксид, углеводороды от C6 до C10, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород, железа оксид, хрома шестивалентного, соединения марганца и кремния.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

Также необходима:

Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти;

4.3.2 Меры для охраны водной среды

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах

совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю.

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроль швов сварных соединений трубопроводов [18].

4.4 Анализ безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -400C); метели и снежные заносы.

Техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и

попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии [19].

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение плановопредупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

Основной рекомендуемый способ уменьшения скорости коррозии в системах ППД - использование труб из коррозионностойких материалов: трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления, трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости без внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды.

Широко применяемый ингибиторный способ защиты от коррозии может быть рекомендован только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были изучены виды коррозии металла и механизм протекания на месторождениях Западной Сибири. Благодаря данным химического состава пластовых вод, было определено, что на изучаемых месторождениях коррозия протекает по углекислотному типу, с образованием карбоната кальция.

Проанализированы факторы, влияющие на коррозию, наиболее важными для нашего случая являются: обводненность, химический состав водной фазы, температура и давление, динамика газожиткостного потока.

Рассмотрев возможные методы антикоррозионной защиты, было рекомендовано использование ингибиторной защиты, как наиболее эффективной как с технической так и с экономической точки зрения.

Предложено использование гибких полимерно-металлических труб.

Список использованных источников

1. Климник А.Б., Гладышева И.В.// Химическое сопротивление материалов и защита от коррозии. Тамбов, издательство ТГТУ, 2008.-№3.-С63–67.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
3. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004 – С53-59.
4. Улиг Г.Г., Ревы Р.У. Коррозия и борьба с ней // Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ./ Под. ред. А.М. Сухотина. - Л.: Химия, 1989. Пер. изд., США, 1985. – 456 с.
5. Медведев А.П., Маркин А.Н. об усиленной коррозии трубопроводов систем сбора нефти НГДУ «Белозернефть» // Нефтяное хозяйство. 1995.– № 11.-С.56–59.
6. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976;
7. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин, курс лекций, Томск, 2011.–87 с.
8. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006. –124 с.
9. РД 39–132–94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. Москва НПО ОБТ, 1994.
10. Защита газопроводов нефтяных промыслов от сероводородной коррозии / Э.М. Гутман, М.Д. Гетманский, О.В. Клапчук, Л.Е. Кригман. – м.: Недра, 1988.– 200 с.
11. Маркин А.Н. влияние ионов кальция и хлора на скорость углекислотной коррозии стали в условиях образования осадков солей // Защита металлов. 1994. т. 30, № 4. С. 441–442.
12. Маркин А.Н., Низамов Р.Э.. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188с.
13. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. – М.: Недра, 1976.-С.112–113.

14. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
15. ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
16. ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.
17. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. / Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков – М: Недра, 1981. – 256 с.
19. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.
20. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.
21. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защищенные»
22. Кац Н.Г., Васильев С.В., Парфенова С.Н., Живаева В.В., Доровских И.В. Контролирующий фактор коррозионного процесса и коэффициент полезного действия протекторных сплавов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2013.- № 4. -С. 38–41.
23. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: уч. пос. М.: Машиностроение, 2011.- № 3. -С. 24–47.