

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  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.692.4.076:620.193

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Куприкова Алена Юрьевна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности

		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности

	современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

### Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Куприкова Алена Юрьевна

Тема работы:

Анализ влияния скорости коррозии на остаточный ресурс трубопроводов на примере месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.03.2022 №68-66/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Изучение общих сведений о коррозии</li> <li>2. Анализ состояния текущего фонда промысловых трубопроводов на предмет коррозионной устойчивости</li> <li>3. Расчет скорости коррозии и остаточного ресурса трубопроводов</li> <li>4. Выявление основных факторов, влияющих на скорость коррозии</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент Кащук Ирина Вадимовна

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Основные сведения о коррозии	
Объект и методы исследования	
Расчеты и аналитика	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Куприкова Алена Юрьевна		

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ЭХЗ** – электрохимическая защита;

**УВ** – углеводороды;

**ПТ** – промышленные трубопроводы;

**УПСВ** – установка предварительного сброса воды;

**ПВХ** – поливинил-хлорид;

**ЛИБ** – лента изоляционная битумная;

**ПЗ** – протекторная защита;

**ПЭД** – прямой электрический дренаж;

**КС** – катодная станция;

**ЛЭП** – линии электропередач;

**ЭПБ** – экспертиза промышленной безопасности;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация;

**БК** – биологическое потребление кислорода;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**КИПиА** – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

**НКВП** - нижний концентрационный предел воспламенения.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, в том числе 16 рисунков, 35 таблиц, 4 приложения.

Ключевые слова: промышленные трубопроводы, коррозия, скорость коррозии, остаточный ресурс.

Объектом исследования является месторождение I.

Предметом исследования является фонд промышленных трубопроводов месторождения I.

Целью данной работы является анализ влияния скорости коррозии на остаточный ресурс трубопроводов.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные сведения о коррозии, классификация, факторы, а также методы борьбы с коррозией.

Рассчитаны остаточный ресурс и скорость коррозии для четырех трубопроводов.

После анализа исходных данных и полученных результатов, были выделены факторы, влияющие на разницу в значениях скорости. К таким факторам отнесли применение ингибиторов коррозии, целостность изоляционных и лакокрасочных покрытий, тип транспортируемой среды, температуру транспортируемой среды, а также давление в трубопроводе.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ .....	18
1.1 Классификация процессов коррозии.....	18
1.2 Факторы коррозии.....	21
1.3 Способы защиты трубопроводов от коррозии .....	25
1.3.1 Технологическая защита .....	26
1.3.1.1 Электрохимическая защита.....	28
1.3.1.1.1 Катодная защита.....	28
1.3.1.1.2 Протекторная защита.....	29
1.3.1.1.3 Электродренажная защита .....	30
1.3.2 Применение ингибиторов.....	31
1.3.3 Применение защитных покрытий .....	32
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	34
2.1. Основные сведения о месторождении .....	34
2.1.1 Административное и географическое положение месторождения .....	34
2.1.2 Физико-географические условия.....	35
2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции .....	37
2.3 Методы борьбы с коррозией, применяемые на месторождении I .....	39
2.4 Исследуемые трубопроводы .....	41
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	44
3.1 Порядок проведения ультразвуковой толщинометрии.....	44
3.1.1 Оборудование для измерения толщинометрии.....	45
3.2 Анализ трубопровода «Вр.к.52 – вр.к.53», рег №721 .....	46
3.2.1 Расчет остаточного ресурса.....	50
3.3 Анализ трубопровода «Вр.к.55 – вр.к.52», рег №706.....	52
3.3.1 Расчет остаточного ресурса.....	55
3.4 Анализ трубопровода «Вр.к.53 – к.53», рег №708.....	56
3.4.1 Расчет остаточного ресурса.....	60
3.5 Анализ трубопровода «Вр.к.54 – к.54», рег №673.....	61

3.5.1 Расчет остаточного ресурса.....	65
3.6 Сравнение рассматриваемых трубопроводов .....	66
3.6.1 Влияние транспортируемой среды на скорость коррозии.....	67
3.6.2 Влияние температуры на скорость коррозии.....	67
3.6.3 Влияние давления в трубопроводе на скорость коррозии .....	68
3.6.4 Влияние ингибирования трубопровода на скорость коррозии .....	68
3.6.5 Влияние целостности защитного покрытия трубопровода на скорость коррозии .....	68
<b>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>71</b>
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	71
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений .....	71
4.1.2 SWOT-анализ.....	73
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	74
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	74
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	75
4.2.3 Бюджет научного исследования.....	78
4.2.4 Расчет материальных затрат научного исследования .....	79
4.2.4.1 Расчет амортизации специального оборудования .....	79
4.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы .....	80
4.2.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды .....	82
4.2.4.4 Накладные расходы.....	83
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	84
Выводы по разделу.....	87
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>90</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
5.1.1 Организационные мероприятия.....	90
5.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений....	92
5.2 Производственная безопасность.....	93

5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды .....	94
5.2.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	96
5.2.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте .....	96
5.2.4 Пожаробезопасность и взрывобезопасность .....	98
5.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током .....	99
5.3 Экологическая безопасность.....	100
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	104
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	105
Приложение А Фото участка трубопровода «Вр.к.52 – вр.к.53» .....	107
Приложение Б Фото участка трубопровода «Вр.к.55 – вр.к.52».....	108
Приложение В Фото участка трубопровода «Вр.к.53 – к.53» .....	109
Приложение Г Фото участка трубопровода «Вр.к.54 – к.54» .....	110

## ВВЕДЕНИЕ

Во время эксплуатации оборудование и трубопроводы подвергаются такому физическому процессу, как коррозия.

Коррозия металла труб может происходить снаружи под воздействием почвенного электролита или же внутри, вследствие примесей влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье.

Уже спустя несколько лет эксплуатации обнаруживают первые проявления коррозии. За счет этого, составляются планы и графики обследования трубопровода. При своевременном обнаружении коррозии в трубопроводе, определении ее величины и выборе защиты, может быть осуществлена успешная защита трубопровода.

Актуальность: в нефтегазовой отрасли много факторов, которые оказывают негативное влияние на процессы добычи и транспортировки нефти и газа. Коррозия металлов влечет за собой большой ущерб, как материальный, так и экономический. Происходит преждевременный износ металлических элементов, а именно различных установок, агрегатов, трубопроводов и их частей, а также вызывает дополнительные потери транспортируемого продукта. Коррозия является мировой проблемой не только в нефтегазовой отрасли, но и во всей промышленности в целом.

Целью данной работы является анализ влияния скорости коррозии на остаточный ресурс трубопроводов.

Задачи:

- Провести обзор публикаций по выбранной теме, изучить основные сведения о коррозии, классификацию и факторы, а также способы защиты трубопроводов;
- Проанализировать состояние существующего фонда промысловых трубопроводов на предмет коррозионной устойчивости;
- Рассчитать остаточный ресурс и скорость коррозии трубопроводов исходя из текущих данных толщинометрии;

- По полученным результатам выделить основные факторы, влияющие на скорость коррозии.

Объектом исследования является нефтяное месторождение I, эксплуатируемого АО «Томскнефть» ВНК.

Предметом исследования является фонд промысловых трубопроводов месторождения I.

В процессе выполнения работы были рассчитаны остаточный ресурс и скорость коррозии для четырех трубопроводов.

После анализа исходных данных и полученных результатов, были выделены факторы, влияющие на разницу в значениях скорости. К таким факторам отнесли применение ингибиторов коррозии, целостность изоляционных и лакокрасочных покрытий, тип транспортируемой среды, температуру транспортируемой среды, а также давление в трубопроводе.

## **1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОРРОЗИИ**

Коррозия металлов – это физико-химический процесс, который вызывает разрушение металла или изменение его свойств в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Таким образом, с течением времени у металла изменяются форма, размер, структура, состояние поверхности, приводящие в дальнейшем к разрушению.

При эксплуатации магистральных нефтепроводов все металлические сооружения, промышленные трубопроводы и резервуары подвергаются длительным воздействиям со стороны внешних природных факторов и внутренней химической агрессивной среды. Процессы коррозии развиваются при этом в металле, происходит разрушение конструкций и значительные экономические потери. Поэтому коррозия является причиной аварий и остановок установок, ремонта, связанных с заваркой каверн, заплат, врезки катушек, замены участков нефтепроводов и поврежденных конструкций. Именно коррозия зачастую является причиной ощутимых потерь транспортируемого продукта, которая приводит к загрязнению окружающей среды и простоем оборудования потребителей нефти [1].

Для предотвращения всех этих негативных факторов последствий необходимо применять научно-обоснованные, практически оправданные методы защиты от коррозии.

### **1.1 Классификация процессов коррозии**

По механизму протекания процесса различают химическую, электрохимическую и биохимическую коррозию.

#### **1.1.1 Химическая коррозия**

Химическая коррозия металлов - это результат протекания таких химических реакций, в которых после разрушения металлической связи, атомы металла и атомы, входящие в состав окислителей, образуют химическую связь.

Электрический ток между отдельными участками поверхности металла в этом случае не возникает. Такой тип коррозии присущ средам, которые не способны проводить электрический ток, то есть жидким неэлектролитам и газам.

Виды химической коррозии:

1. Газовая коррозия металлов - то результат действия агрессивных газовых или паровых сред на металл при высоких температурах, при отсутствии конденсации влаги на поверхности металла. Это, например, кислород, диоксид серы, сероводород, пары воды, диоксид углерода. Такая коррозия в одних случаях может привести к полному разрушению металла (если металл активный), а в других случаях на его поверхности может образоваться защитная пленка (например, алюминий, хром, цирконий).

2. Жидкостная коррозия металлов – может протекать в таких неэлектролитах, как нефть, смазочные масла, керосин и др. Этот тип коррозии при наличии даже небольшого количества влаги, может легко приобрести электрохимический характер [2].

### **1.1.2 Электрохимическая коррозия**

Электрохимическая коррозия металлов – это процесс разрушения металлов в среде различных электролитов, который сопровождается возникновением внутри системы электрического тока.

Электрохимическая коррозия возникает в результате работы множества макро- или микрогальванопар в металле, соприкасающемся с электролитом. Образуются анодные и катодные участки.

Анод – металл (участок) с более высоким отрицательным потенциалом.

Катод – металл (участок) с меньшим потенциалом.

Процесс электрохимической коррозии стальных промышленных трубопроводов аналогичен процессу разрушения Fe электрода в гальваническом элементе. Процесс будет протекать до тех пор, пока все железо не растворится в электролите.

Условия для протекания электрохимических реакций:

1. Наличие электролита – токопроводящей среды (почвенная влага, пластовая вода).

2. Наличие двух участков металла с различным потенциалом в растворе электролита.

3. Соединение этих разнородных участков между собой проводником.

### 1.1.3 Биохимическая коррозия

Биохимическая коррозия – это процесс, связанный с воздействием микроорганизмов на металл. При этом металл разрушается вследствие того, что он служит питательной средой для микроорганизмов, или под действием продуктов, образующихся в результате их жизнедеятельности. Биохимическая коррозия обычно протекает в растворах электролитов, поэтому параллельно может протекать и электрохимическая коррозия.

Коррозия, в зависимости от природы металла, агрессивности среды и других факторов, приводит к различным видам разрушений. По характеру коррозионного разрушения различают общую, или сплошную, местную и растрескивающую коррозию (рисунок 1).

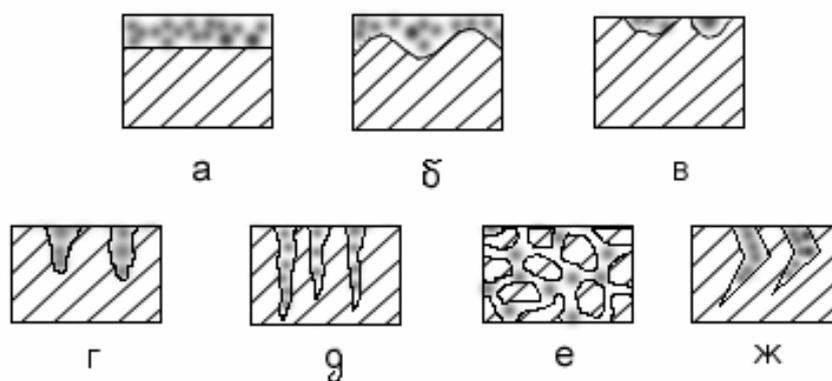


Рисунок 1 – Характер коррозионных разрушений

Общая, или сплошная, коррозия охватывает всю поверхность металла, находящуюся под воздействием агрессивной среды, и может быть равномерной (а), например, коррозия углеродистой стали в растворах серной кислоты, и неравномерной (б), например, коррозия этой же стали в присутствии хлор-ионов.

Местная коррозия охватывает отдельные участки поверхности металла. Она подразделяется на:

— коррозию пятнами (в), которая занимает относительно большие участки поверхности и распространяется неглубоко;

— коррозию язвами (г), которая поражает металл на большую глубину и на ограниченной площади;

точках на большую глубину, в некоторых случаях насквозь;

— межкристаллитную коррозию (е) – коррозию по границам кристаллитов металла; распространяется на обширной поверхности металла и на большую глубину. Этот вид коррозии опасен тем, что внешний вид металлического изделия не изменяется, но при этом металл теряет прочность и пластичность, например, коррозия стали X18H10 после ее нагрева до 600°C.

Растрескивающаяся коррозия (ж) – это коррозия металла при одновременном воздействии на металл коррозионной среды и механических напряжений, при этом скорость коррозии металла резко возрастает, например, сезонное растрескивание холодно деформированных  $\alpha$ - и  $\beta$ -латуней, содержащих более 10% цинка.

Неравномерная коррозия более опасна, чем равномерная, так как вызывает в отдельных местах значительное уменьшение сечения.

Приведенная классификация условна, потому что реальные формы коррозионных разрушений могут находиться между характерными типами, показанными на рисунке.

## **1.2 Факторы коррозии**

Факторы, влияющие на вид и распределение коррозии и связанные с природой металла, называют внутренними факторами коррозии.

Факторы, влияющие вид и распределение коррозии, но связанные с составом коррозионной среды и внешними условиями процесса, называют внешними факторами коррозии [2].

### **1. Температура.**

Температура сильно влияет на то, как себя ведет металл в разных условиях. От нее сильно зависит то, насколько быстро будут растворяться вторичные продукты коррозии. Среди других особенностей – запуск и стимуляция диффузионных процессов в металле, создание перенапряжения на электродах и другие проявления. Когда металлическое изделие помещается в растворы с кислородной деполяризацией, по мере прогрева электролита

диффузия окислителя ускоряется. На фоне этого наблюдается сильное снижение перенапряжения ионизации кислорода.

## 2. Уровень pH раствора, в который помещен металл.

Такой показатель как pH указывает, насколько в растворе будут активными ионы водорода, и как быстро коррозия будет распространяться по материалу. Это опасно, потому что может непредсказуемо менять потенциал катодных процессов, формирование окисных пленок. Также создается значительное перенапряжение реакции на электродах. Рекомендуется не допускать контакта металла со средами, у которых показатель pH высокий.

## 3. Содержание кислорода в воде.

С одной стороны, кислород как пассиватор уменьшает коррозию вследствие улучшения свойств защитной пленки на поверхности металла, окисления обнаженных участков поверхности и образования пассивирующих адсорбционных слоев на поверхности металла. С другой стороны, кислород, как активный деполяризатор, вызывает усиление коррозии вследствие деполяризации катодных участков. В зависимости от концентрации кислорода, состава раствора, типа металла и других физико-химических условий преобладает то или другое действие кислорода.

## 4. Парциальное давление CO<sub>2</sub>.

Интенсивность углекислой коррозии зависит от парциального давления углекислого газа, а именно, с ростом парциального давления CO<sub>2</sub> скорость коррозии увеличивается. Так, при парциальном давлении менее 0,02 МПа коррозии обычно не наблюдается, при парциальном давлении от 0,02 до 0,2 МПа коррозия возможна, а при давлении выше 0,2 МПа среда считается высококоррозивной. Растворение CO<sub>2</sub> сопровождается возрастанием скорости коррозии.

## 5. Минерализация воды.

Общее солесодержание воды увеличивает ее электрическую проводимость и, следовательно, понижает сопротивление коррозионному току. В этом случае коррозия может начаться при наличии в воде ничтожно малых концентраций хлоридов и концентрации сульфатов.

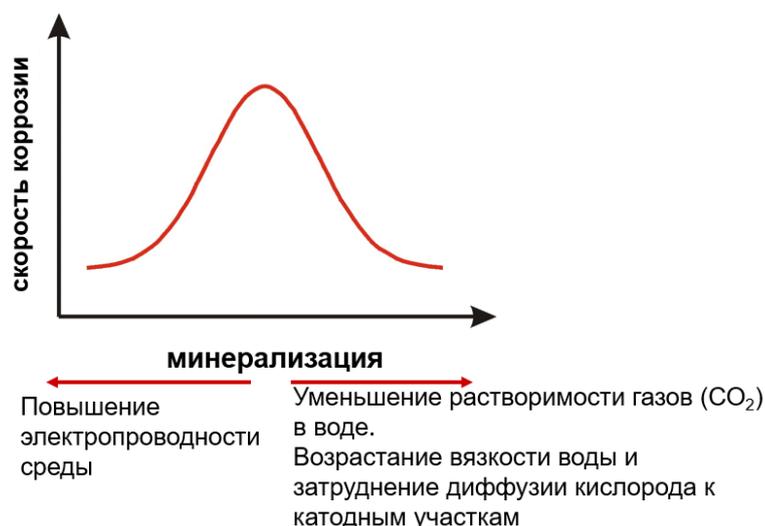


Рисунок 2 - График зависимости скорости коррозии от минерализации

## 6. Давление.

Повышение давления способствует гидролизу солей и увеличивает растворимость  $\text{CO}_2$ . Следовательно, давление увеличивает скорость коррозии. В случае, когда парциальное давление  $\text{CO}_2$  превышает 0,001–0,005 МПа, возможны серьезные коррозионные повреждения за короткое время.

## 7. Структурная форма потока.

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

Каждая структура ГЖС влияет на характер коррозионного процесса: кольцевая структура ГЖС снижает интенсивность коррозии трубопровода; снарядная (пробководиспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная расслоенная) - развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, "ловушках" жидкости.

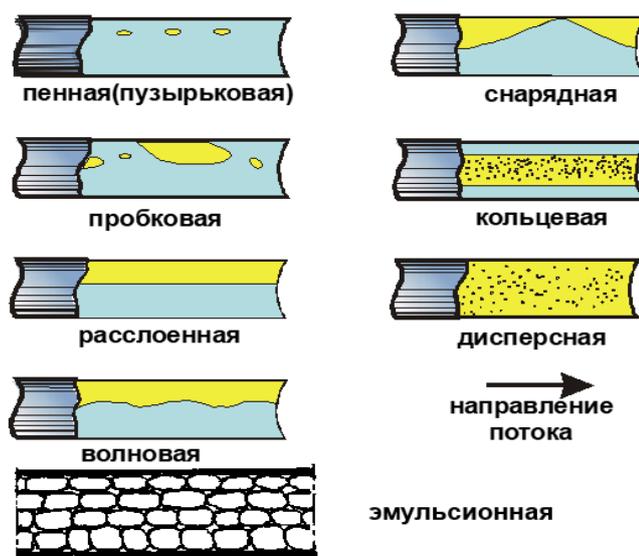


Рисунок 3 – Формы потоков

#### 8. Биокоррозия, коррозия под действием микроорганизмов.

В результате деятельности сульфатвосстанавливающих анаэробных бактерий (восстанавливают сульфаты до сульфидов, обитают чаще в сточных водах, продуктивных горизонтах и в нефтяных скважинах) образуется сероводород  $H_2S$ , который хорошо растворяется в нефти и в дальнейшем взаимодействует с железом, образуя сульфид железа, выпадающий в осадок:



Под влиянием  $H_2S$  изменяется смачиваемость поверхности металла, поверхность становится гидрофильной, то есть легко смачивается водой, и на поверхности трубопровода образуется тонкий слой электролита, в котором и происходит накопление осадка сульфида железа  $FeS$ .

Сульфид железа является стимулятором коррозии, так как участвует в образовании гальванической микропары  $Fe - FeS$ , в которой является катодом.

Некоторые ионы способны активировать металлы. Например, ионы хлора, причиной их активирующей способности является высокая адсорбируемость на металле. Хлорионы вытесняют пассиваторы с поверхности металла, способствуют растворению пассивирующих пленок и облегчают переход ионов металла в раствор. Особенно большое влияние ионы хлора оказывают на растворение железа, хрома, никеля, нержавеющей стали, алюминия [3].

### **1.3 Способы защиты трубопроводов от коррозии**

Для повышения долговечности и надежности вновь проектируемых аппаратов и изделий необходимо правильно выбрать материал для изготовления узлов и деталей и наиболее эффективную защиту от коррозии.

Для борьбы с коррозией в нефтедобывающей промышленности используют следующие методы защиты: технологические, основанные на создании и поддержании коррозионнобезопасных условий эксплуатации конкретного вида оборудования, применение ингибиторов коррозии, использование коррозионностойких сталей и сплавов, использование неметаллических материалов, применение защитных покрытий.

На рисунке 4 изображена классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии.

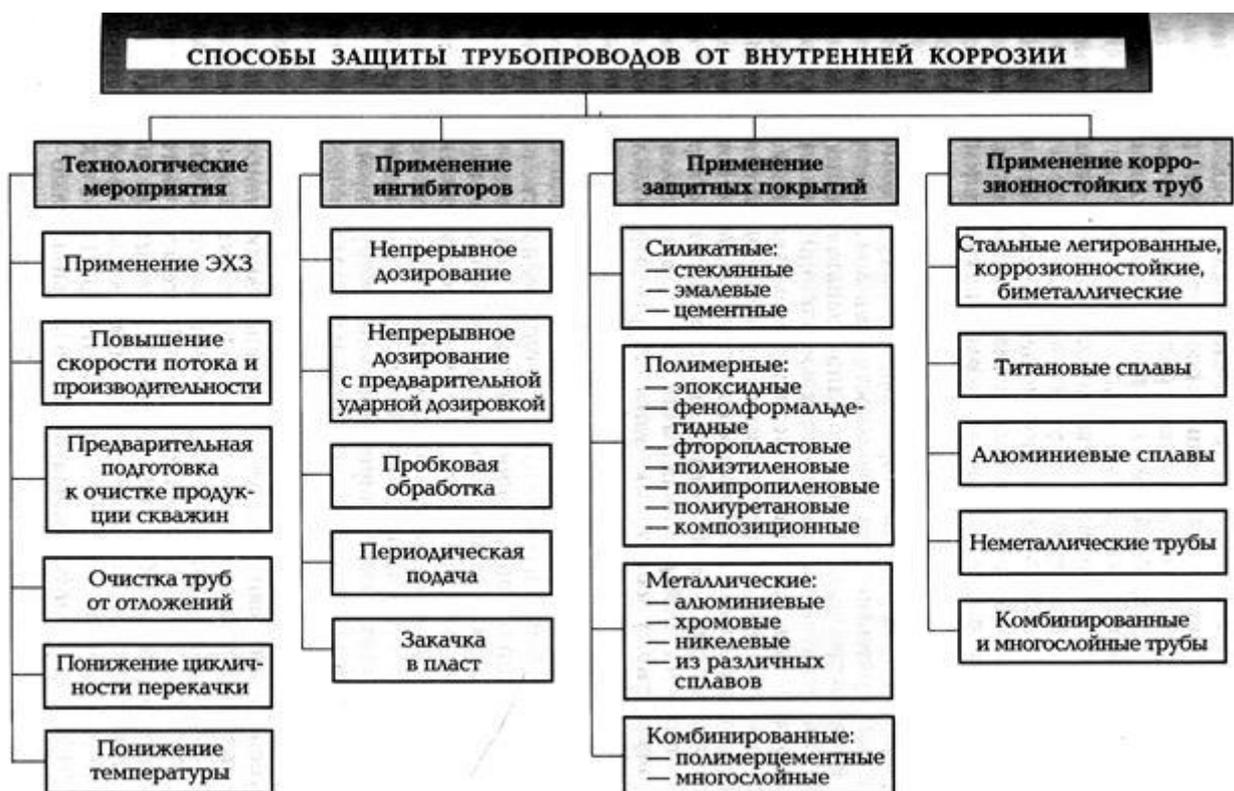


Рисунок 4 – Классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии

### 1.3.1 Технологическая защита

Для возникновения процесса электрохимической коррозии необходимо чтобы металл контактировал с водой.

На промысле, при перекачивании влажного газа или сильно обводненной нефти контактирование воды с металлом можно исключить несколькими способами:

- предотвращать выпадения воды из потока;
- удалять получившиеся скопления воды;
- уменьшать количество воды в потоке.

При одновременном перекачивании нефти, газа и воды в трубопроводе структурная форма потока может быть разной, и зависит от скорости перекачки. При низкой скорости перекачки вдоль верхней образующей трубопровода протекает газ, под ним – нефть, а вдоль нижней образующей трубопровода движется вода. В нижней образующей трубопровода появляются благоприятные

условия, для начала электрохимической коррозии, так как там металл контактирует с водой. При уменьшении диаметра трубопровода – увеличивается скорость потока, из-за чего вода находится в потоке в виде капель, благодаря чему исключается коррозия.

Конденсат или капля воды при транспортировании газа появляются в потоке при понижении температуры ниже точки росы. Необходимо поддерживать высокие скорости в трубопроводах, для предотвращения оседания конденсата в нижней части образующей трубопровода. Этого можно достигнуть на этапе проектирования путём уменьшения диаметра.

Для того чтобы в нижней образующей трубопровода не скапливалась вода, её необходимо удалять. Удаление воды производят двумя вариантами, либо при помощи самого потока, либо при применении специальных очистных поршней.

В первом случае необходимо временно увеличить расход перекачиваемой среды. Тогда сначала от скоплений воды будут отрываться, и уноситься отдельные капли, а при дальнейшем увеличении расхода все скопление начнет движение в виде пробки. Во втором могут быть использованы либо механические скребки, либо специальные гелевые пробки. Однако для запуска механических средств нужны специальные камеры, которые на промышленных трубопроводах не сооружаются. Гелевые же очистные пробки можно формировать в самих трубопроводах. Кроме того, они отличаются лучшей проходимостью через местные сужения и крутые повороты.

Чем меньше содержание воды в нефтегазоводяном потоке, тем меньшая скорость потока необходима, чтобы перевести воду во взвешенное состояние. Поэтому предварительный сброс воды в системе промышленного сбора является одним из способов предотвращения внутренней коррозии трубопроводов.

К технологическим мероприятиям относятся следующие методы:

- применение электрохимической защиты;
- предварительная подготовка к очистке продукции скважин;
- повышение скорости потока и производительности.

### **1.3.1.1 Электрохимическая защита**

ЭХЗ образуется за счет катодной поляризации трубопроводов.

Известно, что в процессе эксплуатации стареет даже хорошо выполненное изоляционное покрытие. Оно теряет адгезию, водоустойчивость и свои диэлектрические свойства. Повреждения изоляции встречаются при засыпке трубопроводов в траншеи, при воздействии температуры и корней растений. К тому же, в покрытиях остаются незамеченные при проверке дефекты, следовательно, нет гарантии, что изоляционные покрытия полностью защищают подземные трубопроводы от коррозии. Поэтому, независимо от коррозионной активности грунта и района прокладки трубопроводов, защита должна осуществляться комплексно, т.е. средствами ЭХЗ и защитными покрытиями [4].

#### **1.3.1.1.1 Катодная защита**

Катодная защита заключается в наведении на трубопровод специальными установками внешнего электрического поля, создающего катодный потенциал на поверхности трубы. Коррозионному разрушению при такой защите подвергаются электрически подключенный анод 3, изготовленный из электропроводных материалов к защищаемому трубопроводу 1 (рисунок 5).

Установками катодной защиты поляризации поверхности трубы осуществляется защита ПТ от почвенной коррозии [5].

Основа установки катодной защиты – это сила тока и длина защитной зоны. При расчете длины защитной зоны устанавливаются мощность установки, длина дренажных линий, тип и число анодных заземлителей.

Принципиальная схема катодной защиты изображена на рисунке 5

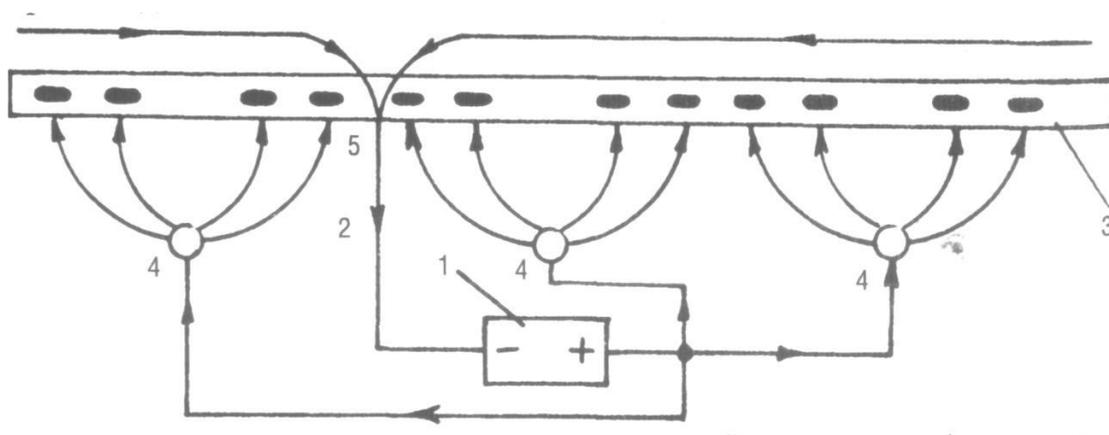


Рисунок 5 - Схема катодной защиты трубопровода: 1 — источник постоянного тока; 2 — изолированный электропровод; 3 — трубопровод с поврежденной изоляцией; 4 — анод (заглубленное железо); 5 — дренаж (соединение тела трубы с электропроводом)

### 1.3.1.1.2 Протекторная защита

Протекторная защита (ПЗ) входит в вид ЭХЗ трубопровода от коррозии. ПЗ основана на принципе работы гальванического элемента. Такую защиту могут применять в районах, где отсутствует электроэнергия, т.к. она автономна.

На рисунке 6 показано соединение металлического протектора 5 (анодный электрод) к защищаемому трубопроводу. Протектор имеет более вязкий электрический потенциал, чем потенциал металла трубопровода. Трубопровод при применении ПЗ принимает полярность катода, а сам протектор — анода [6].

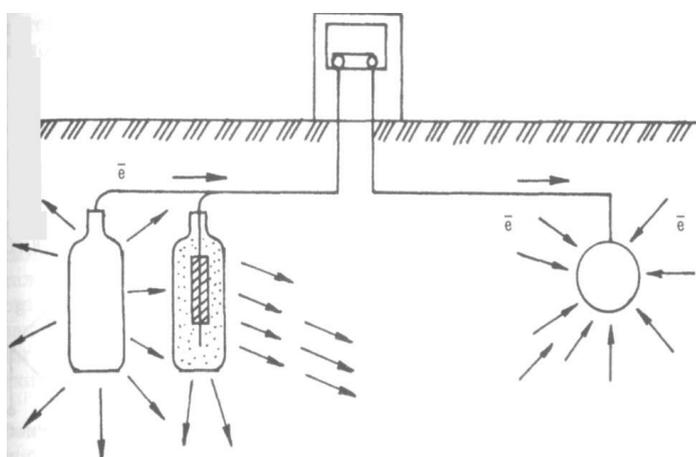


Рисунок 6 - Схема протекторной защиты

Трубопровод и протектор опускают в почвенный электролит и соединяют проводником. Затем, под действием разности потенциалов происходит движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику, т.к. материал протектора является более электроотрицательным. Одновременно переходят в раствор ион-атомы материала протектора, благодаря чему происходит его разрушение.

Таким образом, разрушение металла все равно происходит, но не самого трубопровода, а протектора [4].

### 1.3.1.1.3 Электродренажная защита

Большую опасность для магистральных трубопроводов представляют токи электрифицированных железных дорог. При отсутствии защиты трубопровода от тока, он вызывает коррозионное разрушение в анодных зонах. Одна из эффективных защит от блуждающих токов – электродренажная защита. Принцип работы такой защиты состоит в устранении анодных зон путем отвода (дренажа) блуждающих токов в рельсовую часть цепи электротяги, которая имеет отрицательный или знакопеременный потенциал.

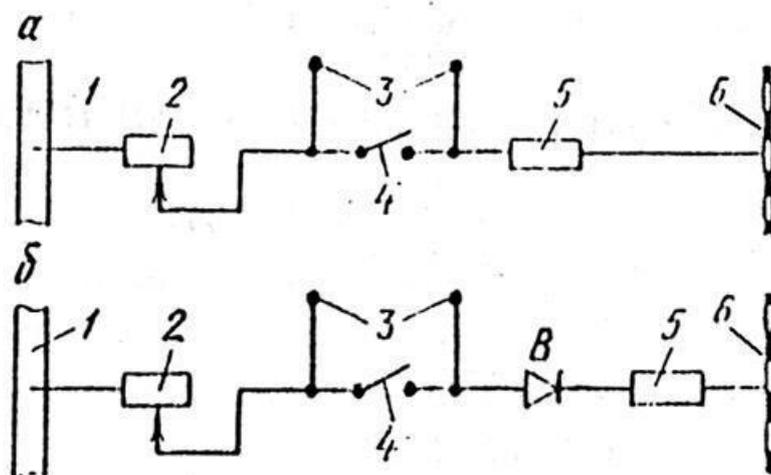


Рисунок 7 – Электрические схемы дренажа; а – электрическая схема прямого дренажа; б – электрическая схема поляризованного дренажа

### 1.3.2 Применение ингибиторов

Одним из методов защиты трубопроводов от внутренней коррозии является использование ингибиторов коррозии.

Современные ингибиторы коррозии для нефтегазодобывающей промышленности представляют собой раствор одного или нескольких органических соединений, обладающих высокими ингибирующими свойствами, в углеводородном или водно-спиртовом растворителе. Кроме активной основы и растворителя, ингибиторы могут содержать различные добавки, обеспечивающие доведение физико-химических свойств продукта до заданных значений.

Способность ингибиторов замедлять коррозию связана в основном с их воздействием на:

- кинетику электрохимических реакций, лежащих в основе коррозионных процессов;
- строение двойного электрического слоя;
- величину электродного потенциала и долю поверхности металла (в сторону ее уменьшения), на которой протекает коррозионный процесс.

В нефтегазодобывающей промышленности общепринято деление ингибиторов коррозии на нефтерастворимые, водорастворимые и вододиспергируемые, т.е. коллоидно-растворимые в воде. Такое деление, вообще говоря, условно. Органические ингибиторы коррозии, представляющие собой смесь высокомолекулярных веществ, как правило, частично растворимы в нефти, в то время как даже ингибиторы, называемые водорастворимыми, чаще всего образуют с водой не истинные, а коллоидные растворы.

Различие между водорастворимыми и вододиспергируемыми ингибиторами заключается главным образом в размере коллоидных частиц и в величине коэффициента распределения ингибитора между нефтью и водой. Так как в нефтепромысловых системах присутствуют две несмешивающиеся между собой жидкие фазы – водная и углеводородная, то коллоидно-растворимые в воде ингибиторы коррозии распределяются между ними в определенном

соотношении, зависящем от физико-химических свойств ингибитора, нефти и воды [7].

Ингибиторы можно применять на поздней стадии эксплуатации ПТ, когда обводненность добываемой нефти возрастает. Их подача может осуществляться в агрессивную среду в любом месте функциональной системы. Выбор ингибиторов зависит от степени обводненности продукции скважины. Если обводненность до 30%, то применяют ингибиторы, растворимые в водной фазе. Пленкообразующие ингибиторы более эффективны, если происходит увеличение содержания воды в нефти.

Важным фактором эффективности ингибитора является достижение ингибитора поверхности защищаемого металла и его адсорбция на ней. Если у ингибитора низкая концентрация, то она может привести к ускорению коррозии, а не к ее замедлению.

Из данного метода защиты можно сделать вывод, что применение ингибиторов коррозии является очень дорогим способом защиты ПТ от коррозии, которая требует строгого соблюдения технологического режима.

### **1.3.3 Применение защитных покрытий**

Существуют следующие требования к изоляционным покрытиям, которые применяют на ПТ:

- Хорошая адгезия (прилипаемость) к металлу ПТ;
- Водонепроницаемость;
- Высокая механическая прочность и эластичность;
- Термостойкость;
- Простая конструкция покрытий.

Покрытие должно быть недорогим и долговечным, а его материалы – недефицитными.

Применяют следующие покрытия при коррозии металлов подземных трубопроводов:

- Покрытия на основе полимерных материалов (полиэтилен, эпоксидные краски и др.);
- Покрытия на основе термоусаживающихся материалов, полимерные липкие ленты, битумные мастики и др.

К мастичным покрытиям относятся покрытия на основе битумных и асфальто-смолистых мастик.

В результате длительного применения битумных покрытий сложилась их конструкция. Вначале наносится слой грунтовки, который получают из раствора битума в бензине и дизтопливе. Грунтовка заполняет все неровности на поверхности металла. Она обеспечивает адгезию между основным изоляционным слоем и поверхностью металла – битумной мастикой.

Наряду с мастичными покрытиями широко применяют покрытия на основе липких полимерных лент. Они просты в нанесении, удобны в работе, технологичны, но легко уязвимы, т.к. острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, а покрытия на основе битумной мастики, с этой точки зрения очень практичны, т.к. проколоть такую изоляцию довольно сложно.

Но есть и огромный недостаток липких полимерных лент – постепенная утрата адгезии к металлу, в следствие чего, примерно через лет 5 после их нанесения, металл оказывается не защищенным от коррозии.

Чтобы выбрать тип полимерного покрытия, нужно знать условия его эксплуатации. Главным параметром определяющего типа является температура транспортируемого продукта. Например, усиленное ленточное покрытие применяют при температуре меньше 40°C, на основе экструдированного полиолефина – не более 60°C, на основе эпоксидных красок – не более 80 °C, а на основе термоусаживающихся материалов – до 100 °C [4].

В последние годы разработаны и применяют битумно-полимерные изоляционные ленты, которые называются комбинированными. Так, лента ЛИБ – это рулонный материал, который состоит из полимерной ленты, на которую нанесен слой битумной мастики и слой антиадгезива.

## 2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1. Основные сведения о месторождении

#### 2.1.1 Административное и географическое положение месторождения

Нефтяное месторождение I расположено в Каргасокском районе Томской области (рис. 6). Оно открыто в 1977 г., а введено в разработку в 1991 г. По состоянию на 2022 год активно эксплуатируется.

Здесь расположен вахтовый поселок Игол. Ближайшим населенным пунктом является пос. Майск, расположенный в 25 км Северо-Восточнее месторождения I.

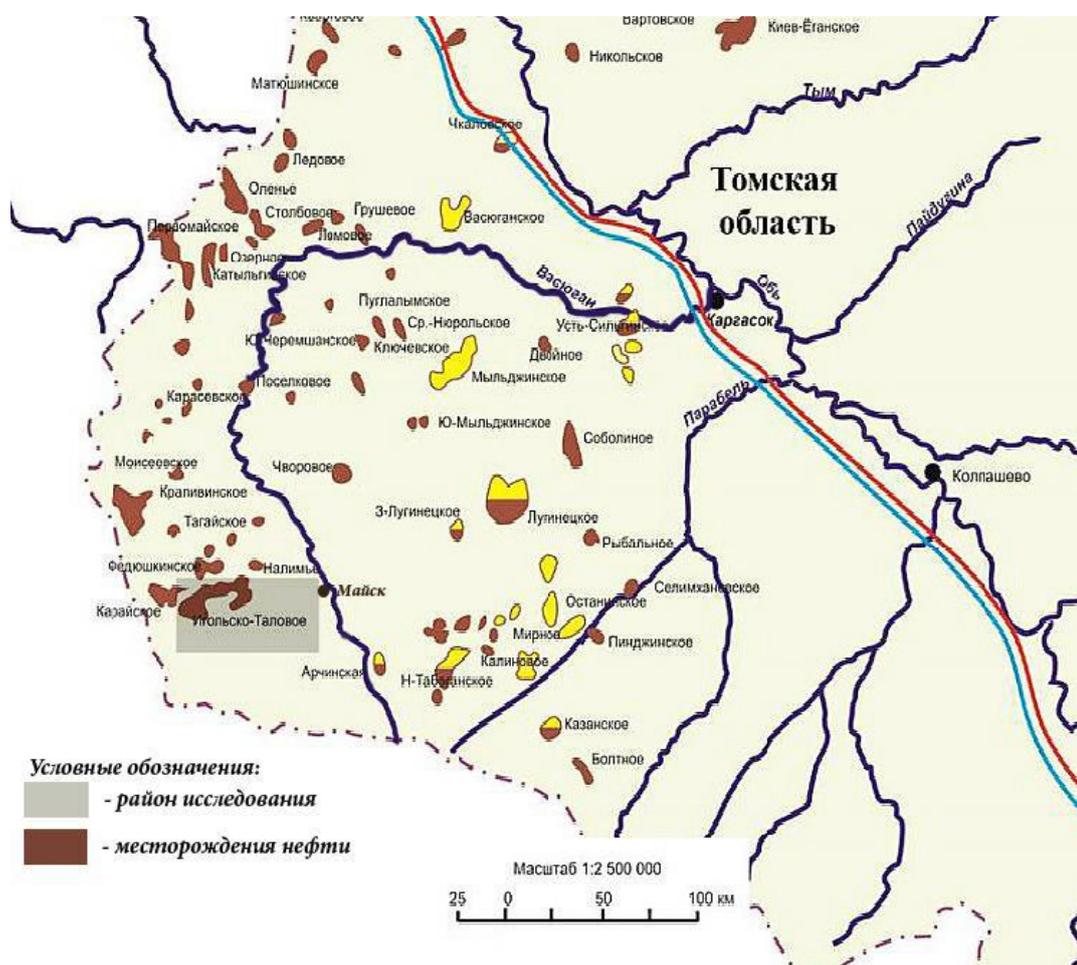


Рисунок 8 – Карта района месторождения I

Транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск проводится по нефтепроводу I-Герасимовское-Лугинецкое. Доставка грузов осуществляется автотранспортом с основных и перевалочных баз снабжения, расположенных в г. Стрежевой и

вахтовом поселке Пионерный. На месторождении имеются две вертолетные площадки, ремонтные службы.

Базовый город нефтяников Стрежевой и районный центр с. Каргасок расположены к северу и северо-востоку от месторождения на расстоянии 340 и 300 км по прямой, соответственно. Расстояние до г. Колпашево по воздуху составляет 380 км. Железнодорожный транспорт в районе месторождения отсутствует. Расстояние до ближайшей железнодорожной станции Чаны (Новосибирская область) - 275 км.

Автодорога с бетонным покрытием соединяет месторождение с расположенными севернее поселками Новым Васюганом, Катыльга и далее – с вахтовым поселком Пионерным.

В летний период большая часть грузовых перевозок осуществляется по рекам Обь и Васюган (обычно, до поселка Катыльга). В период ледостава грузы из г. Томска доставляются по зимнику через поселки Чажемто, Каргасок, Средний Васюган и Новый Васюган [8].

## **2.1.2 Физико-географические условия**

ИТНМ расположено в пределах древней озерно-аллювиальной равнины нижнечетвертичного возраста, дренируемой р.Васюган и ее левыми притоками.

### **2.1.2.1 Рельеф**

Рельеф пологоволнистый, слаборасчленённый, с общим наклоном поверхности в северном и северо-западном направлении. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах от 80 до 132 м. Максимальные отметки (от 130 до 132 м) находятся на юге и юго-востоке района, в заболоченных истоках местной речной сети, минимальные (от 80 до 82 м) – на северо-западе, в пойме р. Чертала. Подавляющую часть площади месторождения занимают выровненные междуречные пространства с отметками от 105 до 125 м.

Плоские водораздельные поверхности с отметками более 125 м заняты верховыми выпуклыми болотами, дающими начало гидрографической сети. В

пределах надпойменных террас и нижних участков склонов водораздельных поверхностей расположены болота переходного типа. Поймы речных долин изобилуют старицами и болотами низинного типа.

Особенности современного рельефа сформированы процессами речной эрозии/аккумуляции и образованием болот, которые, в свою очередь, контролируются неотектоническим развитием территории.

### **2.1.2.2 Климат**

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. По данным ближайшей метеостанции, расположенной на той же широте в с. Пудино, средняя максимальная температура равна плюс 30°C, а средняя минимальная температура за год составляет минус 45°C.

Среднегодовое количество осадков 500 мм. С осадками бывает половина и более дней в году. Максимум осадков приходится на месяц июль.

Устойчивый снежный покров появляется в октябре и сходит только в начале мая. Его средняя высота составляет около 1 м, на открытых участках – около 0,5 м, а на залесенных может достигать 1,5 м. Глубина промерзания грунта составляет от 0,8 до 1,6 м, а покрытых снегом болот – не превышает 0,4 м.

### **2.1.2.3 Почвенно-растительные условия**

Месторождение расположено в среднетаежной ландшафтно-климатической зоне. Зональными являются плоские, по понижениям заболоченные, с темнохвойно-березовыми, темнохвойно-осиновыми и березово-осиновыми травяными лесами, местами с березовыми и осиновыми молодняками; плоские равнины с заболоченными березово-вейниково-хвощевыми лесами с примесью ели, сосны и кедра [9].

Развитие процессов заболачивания способствует значительному накоплению органического материала на поверхности почвы, образованию горизонтов с высоким содержанием органических веществ различной степени разложения. Гранулометрический состав почв довольно разнообразен, что

обусловлено их формированием на различных аллювиальных отложениях. Почвы в основном в данном районе песчаные и глинистые. Преобладающие здесь фракции – мелкий песок и крупная пыль, в отдельных случаях крупная пыль и ил [8].

## **2.2 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции**

### **2.2.1 Техническое наименование продукта**

В качестве продукта перекачки в трубопроводах системы нефтесбора используется водонефтегазовая смесь, извлекаемая из добывающих скважин.

Для закачки воды в пласт в системе ППД используется очищенная пластовая вода, отделяемая в процессе подготовки нефти с установки предварительного сброса воды (УПСВ, УПН) и сеноманская вода с водяных скважин.

Продуктом, транспортируемым по нефтепромысловым газопроводам, является попутный газ, который образуется в процессе сепарации водогазонефтяной среды на УПСВ.

### **2.2.2 Показатели качества**

Физико-химические свойства водонефтегазовой смеси, характеризующей ее качество, приведены в таблицах № 1, № 2, № 3.

Таблица 1 - Физико-химические свойства нефти

№п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Плотность дегазированной нефти при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	840
2	Вязкость кинематическая		
	при 20 °С	мм <sup>2</sup> /с	7,43
	при 50 °С	мм <sup>2</sup> /с	4,9
3	Объемное содержание воды в пробе	%	до 99
4	Содержание в нефти:		
	- серы	% масс	0,72
	- парафина	% масс	3,03

	- асфальтенов	% масс	1,48
5	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	79
6	Температура застывания	°С	-12

По содержанию серы нефти различают на малосернистые (менее 0,2%), сернистые (0,2 – 3,0%) и высокосернистые (более 3,0%). Нефть месторождения I относится к категории сернистых нефтей, так как имеет показатели 0,72%.

По содержанию парафинов нефти разделяют на малопарафинистые (не выше 1,5%), парафинистые (1,51-6,0%) и высокопарафинистые (выше 6,0%). Нефть месторождения I относится к парафинистым, так как значение содержания парафинов равно 3,03%.

По содержанию асфальтенов нефти бывают малоасфальтеновые (0-1%), асфальтеновые (1-3%) и высокоасфальтеновые (более 3%). Нефть месторождения I относится к классу асфальтеновых, так как содержание асфальтенов равно 1,48%.

Таблица 2 - Физико-химические свойства газа

№ п/п	Наименование показателей	УПСВ-36	УПСВ Тал
1	2	3	4
1	Плотность газа при нормальных условиях (0°С, 760 мм.рт.ст.), кг/м <sup>3</sup>	1,334	1,292
2	Молярная масса, кг/моль	31,79	32,996
3	Теплота сгорания газа, МДж/м <sup>3</sup> низшая	-	-
4	Содержание CO <sub>2</sub> в газе, % об.	1,61	1,32
5	Содержание N <sub>2</sub> в газе, %об.	1,72	1,30

Таблица 3 - Физико-химические свойства пластовой воды

№п/п	Наименование показателей	Единица измерения	УПСВ-36	УПСВ Тал.
1	2	3	4	5
1	Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,018	1,019
2	рН		7,42	7,3
3	Минерализация	мг/л	28111,2	27676,6
4	Содержание микрокомпонентов: HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/л	1182,2	887,2
	Ca <sup>+2</sup>		433,0	517
	Mg <sup>+2</sup>		124,9	170,2

	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>		10351,3	9330
--	---------------------------------	--	---------	------

### 2.3 Методы борьбы с коррозией, применяемые на месторождении I

Защита трубопровода от внешней коррозии осуществляется с помощью изоляционных покрытий.

Периодический контроль состояния изоляционного покрытия должно проводиться методами, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта, или осмотром изоляционного покрытия и поверхности металла трубы в шурфах в наиболее опасных местах.

Защита трубопроводов от коррозии включает в себя комплекс мероприятий и содержит следующие технологические мероприятия, направленные на предупреждение увеличения коррозионной активности среды или ее уменьшения:

- поддержанием в системе сбора гидродинамического режима движения продукции скважин, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока;
- сбросом избыточного количества воды на кустах скважин для утилизации ее путем закачки в пласт;
- очисткой трубопроводов от механических примесей и продуктов коррозии;
- не допускается совместный сбор продукции скважин, содержащих и не содержащих сероводород;
- смешивание пластовой воды, содержащей сероводород, с водой, содержащей ионы железа, кроме случаев, когда их совместная подготовка предусмотрена проектом;
- смешивание пластовых и сточных вод, содержащих сероводород с водой и кислород.

Участки трубопроводов при надземной прокладке защищают алюминиевыми, цинковыми, лакокрасочными, стеклоэмалевыми покрытиями

или консистентными смазками. Общая толщина покрытий должна быть 0,2 - 0,5 мм.

Антикоррозийные покрытия. Типы и конструкция изоляционных покрытий, а также материалы для защиты от коррозии определяются проектом в соответствии с ГОСТ 51164-98 и ВСН 011-88.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов применяют два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный.

Усиленный тип изоляции применяют на трубопроводах прокладываемых в засоленных, болотистых, заболоченных, черноземных и наливных почвах, на подводных переходах и в поймах рек, при переходах через железные и автомобильные дороги, на участках нефтепроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 м от рек, каналов, озер, водохранилищ, границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа. Защиту трубопроводов от почвенной коррозии осуществляют покрытиями полимерными липкими изоляционными лентами, покрытиями на основе битумных мастик, наносимых в базовых или трассовых условиях в соответствии с нормативно - технической документацией.

Защита трубопроводов от внутренней химической коррозии осуществляется за счет:

- ингибирования;
- применения труб из коррозионностойких материалов;
- использования внутренних коррозионностойких покрытий.

Ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие эмульсию типа " нефть в воде " и газопроводы.

Процесс ингибирования осуществляется в соответствии с технологией, разработанной для каждого ингибитора. Технологический регламент на

применение ингибитора должен соответствовать требованиям Приложения №7 Методических указаний Компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его Обществ Группы» № П1-01.05 М-0133.

Ингибиторы подаются в защищаемый трубопровод с помощью дозирующих установок, в соответствии с технологическим регламентом, разработанным на основании инструкции по применению ингибитора [10].

## 2.4 Исследуемые трубопроводы

1. Нефтеборный коллектор «Врезка куста 52 – врезка куста 53»
2. Нефтеборный коллектор «Врезка куста 55 – врезка куста 52»
3. Водовод высокого давления «Врезка куста 53 – куст 53»
4. Нефтеборный коллектор «Врезка куст 54 – куст 54»

Таблица 4 – Сводная таблица для рассматриваемых трубопроводов

	вр.к.52–вр.к.53	вр.к.55–вр.к.52	вр.к.53–к.53	вр.к.54–к.54
Категория трубопровода	III	III	III	II
Марка стали труб	13ХФА	13ХФА	13ХФА	13ХФА
ГОСТ или ТУ	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8731-74	ТУ 1314-233-0147016-02
Диаметр	273x10	159x8,0	168x16	168x16
Рабочая среда	Нефтяная эмульсия	Нефтяная эмульсия	Вода	Вода
Рабочее давление, МПа	4,0	4,0	25,0	25,0
Температура, С <sup>0</sup>	От плюс 5 до плюс 50	От плюс 5 до плюс 50	От плюс 10 до плюс 60	От плюс 10 до плюс 60
Протяженность, м	2279,0	2925,0	1134,0	1181,0
Год ввода в эксплуатацию	2007	2007	2006	2006
Проектная организация	АО «ТомскНИПИнефть»	АО «ТомскНИПИнефть»	АО «ТомскНИПИнефть»	АО «ТомскНИПИнефть»
Монтажная организация	ООО «СМУ-1»	ООО «СМУ-1»	ООО «СМУ-1»	СФ ОАО «ТГС»

Продление	31 декабря 2026 г.	31 декабря 2026 г.	31 декабря 2026 г.	31 декабря 2024 г.
-----------	-----------------------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

На рисунке 9 представлена схема участка месторождения I, на которой представлены все рассматриваемые трубопроводы.



### 3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

#### 3.1 Порядок проведения ультразвуковой толщинометрии

Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода приведена на Рисунке 10.

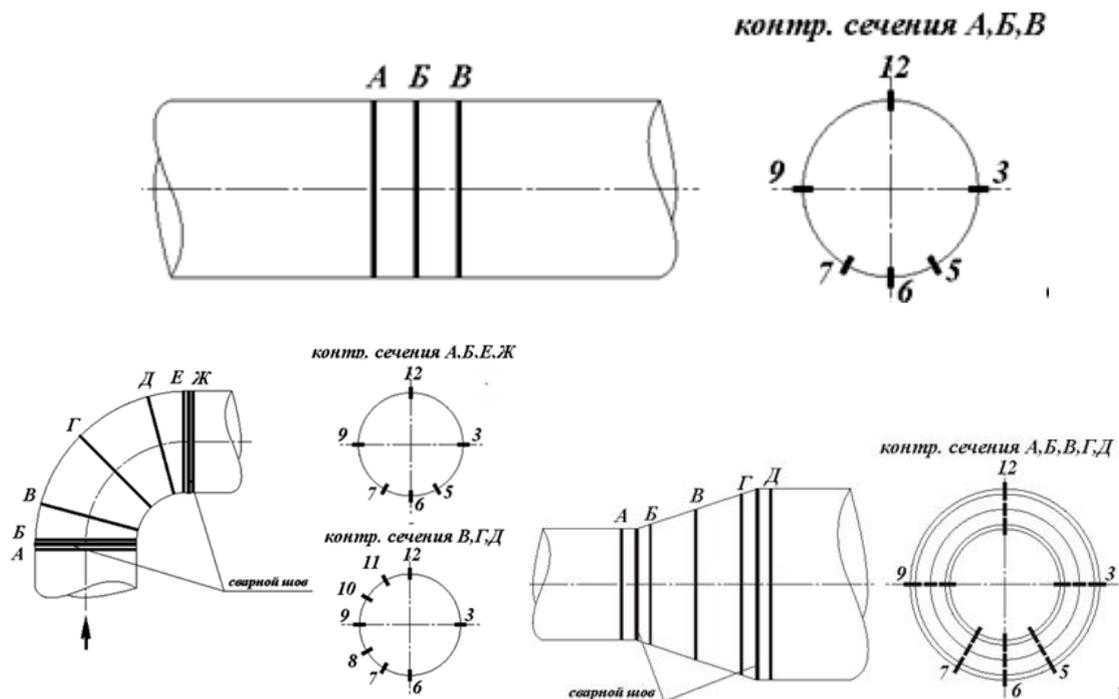


Рисунок 10 – Расположение точек при проведении толщинометрии элементов трубопровода

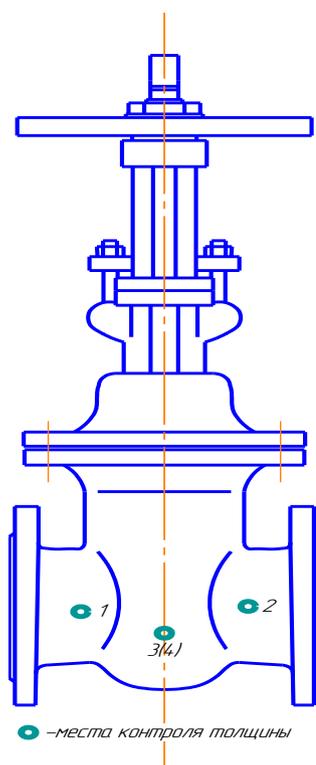


Рисунок 11 – Схема измерения толщины стенки корпуса задвижки

### 3.1.1 Оборудование для измерения толщинометрии

Все измерения проведены толщиномером ультразвуковым А1210, зав.№2100487, свидетельство о поверке №11433/F действительно до 10.08.2021.

Основные технические характеристики прибора приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики прибора

Наименование параметра	Значение
Диаметр измерений толщины (по стали), мм: с преобразователем D1771 4.0A0D12CL с преобразователем S3567 2.5A0D10CL	от 0,7 до 300,0 от 0,8 до 300,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины, мм, не более, Где Н-измеряемая толщина: при толщинах от 0,7 до 3,0 мм при толщинах от 3,01 до 99,99 мм при толщинах от 100,0 до 300,0 мм	$\pm(0,01 \cdot H + 0,1)$ $\pm(0,01 \cdot H + 0,05)$ $\pm(0,01 \cdot H + 0,1)$
Дискретность индикации толщины, мм: при толщинах до 99,99 мм при толщинах от 100,0 мм	0,01; 0,1 0,1
Диапазон настроек скорости ультразвука, м/с	От 500 до 19999
Питание	Встроенный литиевый аккумулятор
Номинальное напряжение питания, В	3,7
Продолжительность работы от аккумулятора, ч, не менее	9
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более	161*70*24
Масса электронного блока, г, не более	210
Средняя наработка на отказ, ч	18000
Установленный срок службы, лет	5

### 3.2 Анализ трубопровода «Вр.к.52 – вр.к.53», рег №721

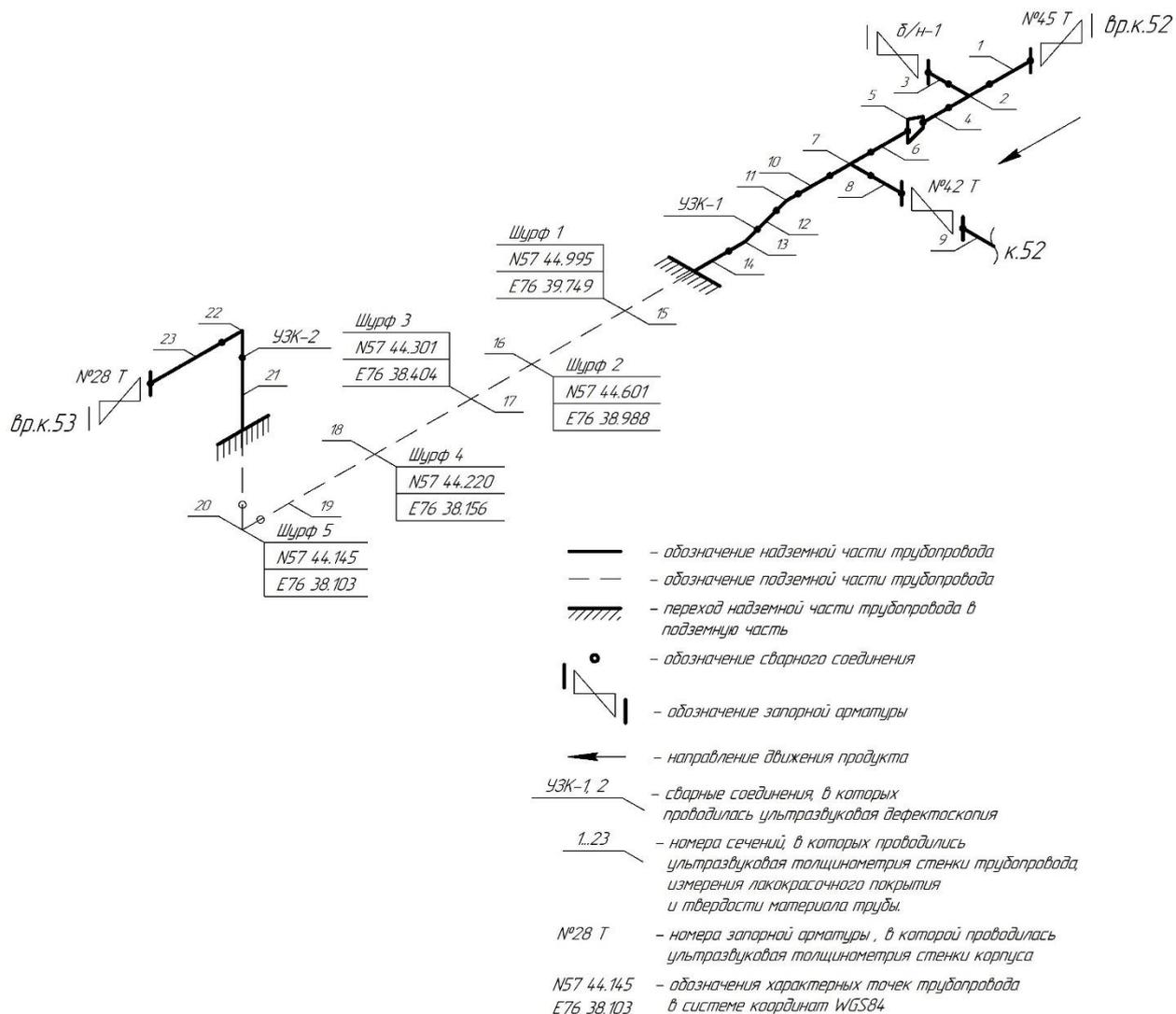


Рисунок 12 – План трассы трубопровода «Нефтеcборный коллектор «Вр.к.52 – вр.к. 53»

Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода представлены в Таблице 5.

Таблица 6 – Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода

№ сечения по схеме	Тип элемента трубопровода	Диаметр и номинальная толщина, мм	Обозначение сечения	Результаты замеров толщины стенки в точках сечения (мм)									Угловое положение продольного шва	Толщина стенки, мм	
				3ч	5ч	6ч	7ч	8ч	9ч	10ч	11ч	12ч		Минимальная	Отбраковочная
1	Труба	Ø273×10,0	А	10,0	9,3	9,2	10,2	-	10,0	-	-	10,3	Бесшовная	9	3
			Б	9,8	9,8	9,5	9,9	-	9,8	-	-	9,0	Бесшовная		
			В	9,4	9,9	9,4	9,8	-	10,0	-	-	9,5	Бесшовная		
2	Тройник	Ø273×14,0	А	11,8	12,2	12,2	12,0	-	13,0	-	-	12,8	Бесшовная	11,6	3
			Б	11,6	11,8	11,7	11,7	-	12,5	-	-	11,6	Бесшовная		
			В	12,1	12,5	12,1	12,0	-	11,6	-	-	12,7	Бесшовная		
3	Труба	Ø273×10,0	А	9,6	9,6	9,8	9,7	-	9,6	-	-	9,3	Бесшовная	9,3	3
			Б	10,1	10,4	9,7	9,7	-	9,8	-	-	9,9	Бесшовная		
			В	9,6	9,5	10,2	9,3	-	9,5	-	-	9,6	Бесшовная		
4	Труба	Ø273×10,0	А	9,8	9,2	9,8	9,3	-	9,3	-	-	9,8	Бесшовная	9,2	3
			Б	9,8	9,8	9,8	9,9	-	9,7	-	-	10,1	Бесшовная		
			В	9,8	9,4	10,4	9,9	-	9,6	-	-	9,4	Бесшовная		
5	Переход	Ø273×10,0	А	9,5	9,9	9,8	9,5	-	9,7	-	-	9,9	Бесшовная	9,3	3
			Б	10,3	10,0	9,3	9,6	-	9,6	-	-	10,1	Бесшовная		
			В	10,1	9,5	9,9	10,1	-	9,6	-	-	9,9	Бесшовная		
			Г	9,9	9,9	9,4	10,0	-	9,5	-	-	9,7	Бесшовная		
			Д	9,8	9,7	9,7	9,6	-	9,9	-	-	10,4	Бесшовная		
6	Труба	Ø273×10,0	А	9,9	10,2	9,8	9,8	-	9,8	-	-	9,8	Бесшовная	9,3	3
			Б	10,0	9,9	9,7	9,8	-	10,0	-	-	10,2	Бесшовная		
			В	9,7	9,3	9,4	9,3	-	9,7	-	-	9,7	Бесшовная		
7	Тройник	Ø273×14,0	А	11,9	12,6	11,9	11,4	-	11,4	-	-	11,5	Бесшовная	11,4	3
			Б	12,3	12,5	12,0	12,6	-	11,9	-	-	12,0	Бесшовная		
			В	11,7	12,1	12,5	11,9	-	12,3	-	-	11,9	Бесшовная		
8	Труба	Ø273×10,0	А	10,0	10,2	10,0	9,6	-	9,8	-	-	9,6	Бесшовная	9,2	3
			Б	9,8	9,5	9,9	9,6	-	9,2	-	-	9,5	Бесшовная		
			В	10,0	9,8	9,6	10,1	-	9,7	-	-	9,8	Бесшовная		
9	Труба	Ø273×10,0	А	9,7	10,1	9,6	9,8	-	9,5	-	-	9,7	Бесшовная	9,0	3
			Б	9,6	9,6	9,8	9,6	-	10,2	-	-	9,9	Бесшовная		
			В	9,8	9,8	9,0	10,0	-	9,5	-	-	9,7	Бесшовная		
10	Отвод	Ø273×10,0	А	9,5	10,8	9,4	9,7	-	9,7	-	-	9,9	Бесшовная	9,3	3
			Б	9,4	10,5	9,3	10,3	-	9,9	-	-	10,0	Бесшовная		
			В	9,4	-	9,5	10,1	9,8	9,5	10,1	10,2	9,7	Бесшовная		
			Г	10,1	-	9,4	9,6	9,7	9,9	10,1	9,9	10,1	Бесшовная		

			Д	9,9	-	9,6	10,0	9,4	9,8	10,0	9,8	10,3	Бесшовная		
			Е	9,5	9,5	9,7	10,2	-	9,3	-	-	9,7	Бесшовная		
			Ж	10,1	9,8	9,7	10,0	-	9,6	-	-	9,7	Бесшовная		
11	Труба	Ø273×10,0	А	9,1	9,7	9,8	9,8	-	9,4	-	-	10,3	Бесшовная	9	3
			Б	9,8	9,6	9,7	9,8	-	9,8	-	-	9,9	Бесшовная		
			В	9,0	9,7	9,6	9,7	-	9,5	-	-	9,3	Бесшовная		
12	Отвод	Ø273×10,0	А	10,5	9,3	9,9	9,9	-	9,2	-	-	9,5	Бесшовная	8,9	3
			Б	9,5	10,1	9,6	9,7	-	9,8	-	-	9,6	Бесшовная		
			В	9,1	-	10,3	9,5	9,9	10,1	9,9	9,9	9,9	Бесшовная		
			Г	10,3	-	9,3	8,9	9,6	9,9	9,9	9,5	9,9	Бесшовная		
			Д	10,1	-	9,7	10,5	10,2	9,6	10,0	10,0	9,5	Бесшовная		
			Е	9,2	9,4	10,1	9,1	-	9,5	-	-	9,5	Бесшовная		
			Ж	14,3	13,8	13,7	13,8	-	14,4	-	-	14,5	Бесшовная		
13	Труба	Ø273×10,0	А	9,9	9,7	10,4	10,1	-	10,2	-	-	9,8	Бесшовная	9,1	3
			Б	9,9	9,6	9,7	9,8	-	9,7	-	-	9,3	Бесшовная		
			В	9,1	10,0	9,4	10,1	-	9,6	-	-	9,6	Бесшовная		
14	Труба	Ø273×10,0	А	9,8	9,5	10,0	9,5	-	9,6	-	-	9,6	Бесшовная	9,2	3
			Б	9,9	10,0	9,8	9,4	-	9,6	-	-	9,7	Бесшовная		
			В	9,8	9,3	10,0	9,5	-	9,2	-	-	10,0	Бесшовная		
15	Труба	Ø273×10,0	А	9,9	9,7	9,7	9,5	-	9,6	-	-	9,7	Бесшовная	9,3	3
			Б	9,9	9,5	9,6	9,9	-	9,5	-	-	9,7	Бесшовная		
			В	9,8	10,4	9,6	10,2	-	9,3	-	-	9,9	Бесшовная		
16	Труба	Ø273×10,0	А	9,3	9,3	9,9	9,4	-	9,9	-	-	9,7	Бесшовная	9,2	3
			Б	10,0	9,2	9,9	10,3	-	9,6	-	-	9,9	Бесшовная		
			В	9,7	10,0	10,1	9,5	-	9,7	-	-	9,8	Бесшовная		
17	Труба	Ø273×10,0	А	9,6	9,5	9,7	9,9	-	9,4	-	-	9,9	Бесшовная	9,3	3
			Б	10,1	9,6	9,8	9,9	-	9,7	-	-	9,3	Бесшовная		
			В	9,6	9,4	9,3	9,9	-	9,6	-	-	9,7	Бесшовная		
18	Отвод	Ø273×10,0	А	10,3	10,4	9,5	10,5	-	10,1	-	-	9,6	Бесшовная	9,4	3
			Б	9,7	9,7	9,7	9,8	-	9,6	-	-	9,4	Бесшовная		
			В	9,9	-	10,2	9,7	9,9	9,9	9,4	9,8	10,1	Бесшовная		
			Г	10,0	-	9,7	9,7	9,6	10,2	9,8	9,8	9,6	Бесшовная		
			Д	9,6	-	10,2	9,6	9,6	9,9	10,2	9,7	9,4	Бесшовная		
			Е	9,7	9,5	9,8	9,7	-	9,7	-	-	10,2	Бесшовная		
			Ж	14,6	14,6	14,1	14,2	-	14,2	-	-	14,4	Бесшовная		
19	Труба	Ø273×10,0	А	10,0	9,7	9,7	9,9	-	9,7	-	-	9,9	Бесшовная	9,5	3
			Б	9,5	10,0	9,6	9,9	-	9,9	-	-	9,8	Бесшовная		
			В	10,0	10,1	10,1	9,8	-	9,5	-	-	9,8	Бесшовная		
20	Отвод	Ø273×10,0	А	9,6	10,0	9,3	10,4	-	10,2	-	-	9,8	Бесшовная	9,3	3

			Б	9,6	9,6	9,8	9,7	-	9,5	-	-	9,6	Бесшовная		
			В	9,9	-	9,9	9,6	10,3	10,2	10,0	9,5	10,2	Бесшовная		
			Г	10,3	-	9,7	9,6	9,9	10,3	9,4	9,6	9,7	Бесшовная		
			Д	9,8	-	9,7	9,6	9,6	9,7	10,2	9,8	9,6	Бесшовная		
			Е	9,6	10,1	10,2	9,8	-	9,7	-	-	10,2	Бесшовная		
			Ж	9,4	10,3	9,6	9,6	-	10,2	-	-	9,8	Бесшовная		
21	Труба	Ø273×10,0	А	9,8	10,4	9,8	9,3	-	9,7	-	-	9,6	Бесшовная	9,4	3
			Б	9,6	9,5	9,7	9,6	-	9,7	-	-	9,9	Бесшовная		
			В	9,7	9,4	9,6	9,4	-	9,6	-	-	9,6	Бесшовная		

Таблица 7 – Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода

Группа однотипных элементов	Диаметр элемента трубопровода, мм	Номинальная толщина, мм	Марка стали	Минимальная измеренная толщина стенки, мм	Минимальная допустимая толщина стенки*, мм
Отвод	273	10,0	13ХФА	9,3	3,00
Переход	273-273	10,0	13ХФА	9,3	3,00
Тройник	273-273	14,0	13ХФА	10,4	3,00
Труба	273	10,0	13ХФА	9,3	3,00

\*- минимально допустимая толщина стенки определена в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Таким образом, по результатам видно, что толщина стенки превышает минимальную допустимую толщину, согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

### 3.2.1 Расчет остаточного ресурса

Расчет остаточного ресурса трубопровода проведен в соответствии с методикой ОСТ 153-39.4-010-2002.

Условные обозначения:

- $D_n$  - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;
- $P$  - рабочее давление, МПа;
- $t_{мин.изм.}$  - минимальная измеренная толщина стенки для группы однотипных элементов, полученная на основании результатов измерений элементов трубопровода, мм;
- $t_{рек.отб.}$  - рекомендованное отбраковочное значение толщины стенки согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- $t_{отб.расч.}$  - расчетное значение минимальной толщины стенки трубы, мм;
- $t_{отб.}$  - минимальная толщина стенки или детали трубопровода, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;
- $t_{ном}$  - номинальная толщина стенки детали, принимается на основании сертификата (при его отсутствии по результатам анализа проведенных измерений), мм;
- $V_{ср}$  - средняя скорость коррозии стенки трубопровода, мм/год;

- $T_{\text{экс}}$  - время эксплуатации трубопровода, лет;  
 $T_{\text{ост}}$  - остаточный ресурс трубопровода, лет.  
 $t$  - вероятная минимальная толщина стенки

Остаточный ресурс определяется по формуле:

$$T_{\text{ост}} = \frac{t_{\text{мин изм}} - t_{\text{отбр}}}{V_{\text{ср}}} \quad (1)$$

Скорость коррозии определяется по формуле:

$$V_{\text{ср}} = \frac{t_{\text{ном}} - t_{\text{мин изм}}}{t} \quad (2)$$

Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода представлены в Таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода

Группа однотипных элементов трубопровода	Исходные данные						Результаты расчета				
	Дн, мм	t <sub>ном</sub> , мм	t <sub>мин.изм.</sub> , мм	Р, МПа	T <sub>экс</sub> , лет	Марка стали	t <sub>рек.отб.</sub> , мм	t <sub>отб.расч.</sub> , мм	t <sub>отбр.</sub> , мм	V <sub>ср.</sub> , мм/год	T <sub>ост</sub> , лет
Отвод	273	10,0	9,3	4,0	14	13ХФА	3,00	2,46	3,00	0,05	более 5
Переход	273-273	10,0	9,3	4,0	14	13ХФА	3,00	2,14	3,00	0,06	более 5
Тройник	273-273	14,0	10,4	4,0	14	13ХФА	3,00	3,43	3,43	0,20	более 5
Труба	273	10,0	9,3	4,0	14	13ХФА	3,00	2,14	3,00	0,06	более 5

По результатам проведенных расчетов установлено, что скорость коррозии элементов сооружения-технологического трубопровода составляет менее 0,20 мм в год.



Таблица 9 – Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода

№ сечения по схеме	Тип элемента трубопровода	Диаметр и номинальная толщина, мм	Обозначение сечения	Результаты замеров толщины стенки в точках сечения (мм)									Угловое положение продольного шва	Толщина стенки, мм		
				3ч	5ч	6ч	7ч	8ч	9ч	10ч	11ч	12ч		Минимальная	Отбраковочная	
1	Труба	Ø159×8,0	А	7,5	7,5	7,5	7,7	-	7,8	-	-	7,2	Бесшовная	7,1	2,5	
			Б	7,6	7,6	8,3	7,1	-	8,0	-	-	7,5				Бесшовная
			В	7,5	7,0	7,7	7,8	-	8,1	-	-	7,4				Бесшовная
2	Тройник	Ø159×12,0	А	11,8	11,9	11,9	11,8	-	11,9	-	-	11,6	Бесшовная	11,5	2,5	
			Б	11,8	11,7	11,8	11,9	-	12,0	-	-	12,1				Бесшовная
			В	11,8	12,1	11,8	11,8	-	12,0	-	-	11,5				Бесшовная
3	Труба	Ø159×8,0	А	7,5	7,6	7,3	7,6	-	8,1	-	-	8,0	Бесшовная	7,3	2,5	
			Б	7,5	8,0	7,9	7,6	-	7,3	-	-	7,9				Бесшовная
			В	7,8	7,7	7,5	7,3	-	7,9	-	-	8,0				Бесшовная
4	Отвод	Ø159×8,0	А	7,3	7,8	7,6	7,8	-	7,7	-	-	7,9	Бесшовная	7,0	2,5	
			Б	8,5	7,7	8,4	7,2	-	8,3	-	-	7,9				Бесшовная
			В	7,9	-	8,0	7,9	7,6	8,0	8,2	7,9	7,6				Бесшовная
			Г	8,3	-	8,0	8,4	7,9	7,9	7,3	8,4	8,1				Бесшовная
			Д	7,5	-	7,9	8,0	8,0	7,8	8,1	8,2	7,7				Бесшовная
			Е	8,4	7,0	7,5	7,8	-	7,7	-	-	7,8				Бесшовная
5	Труба	Ø159×8,0	А	7,6	7,4	7,6	8,0	-	7,8	-	-	7,9	Бесшовная	7,1	2,5	
			Б	7,7	7,7	7,1	7,5	-	7,8	-	-	7,6				Бесшовная
			В	7,9	7,6	7,5	7,5	-	8,1	-	-	8,1				Бесшовная
6	Отвод	Ø159×8,0	А	7,5	7,8	7,7	7,8	-	8,1	-	-	7,7	Бесшовная	7,2	2,5	
			Б	7,8	8,0	7,9	7,8	-	8,3	-	-	7,7				Бесшовная
			В	7,8	-	8,0	8,2	7,7	7,7	7,9	7,6	7,7				Бесшовная
			Г	7,6	-	7,4	7,4	8,5	8,1	7,4	8,0	7,6				Бесшовная
			Д	7,6	-	7,8	7,9	7,3	7,7	7,7	8,3	8,4				Бесшовная
			Е	7,8	8,2	8,3	7,6	-	8,2	-	-	7,8				Бесшовная
7	Труба	Ø159×8,0	А	7,5	8,1	8,3	8,1	-	7,6	-	-	7,9	Бесшовная	7,5	2,5	
			Б	8,0	7,6	7,7	7,6	-	8,1	-	-	7,9				Бесшовная
			В	7,5	7,9	7,8	7,8	-	8,1	-	-	7,5				Бесшовная
8	Труба	Ø159×8,0	А	8,0	7,5	7,5	8,0	-	7,6	-	-	7,5	Бесшовная	7,3	2,5	
			Б	7,4	7,7	7,3	8,1	-	7,7	-	-	7,3				Бесшовная
			В	8,0	7,4	7,9	7,9	-	8,2	-	-	7,8				Бесшовная
9	Труба	Ø159×8,0	А	8,5	7,9	7,2	7,6	-	7,9	-	-	8,1	Бесшовная	7,4	2,5	

			Б	7,4	7,6	7,8	7,4	-	7,5	-	-	7,8	Бесшовная		
			В	7,8	7,8	7,7	7,8	-	7,5	-	-	7,9	Бесшовная		
10	Труба	Ø159×8,0	А	7,6	7,5	7,5	7,7	-	7,5	-	-	7,5	Бесшовная	7,3	2,5
			Б	8,1	7,3	7,6	7,6	-	7,7	-	-	7,7	Бесшовная		
			В	7,8	7,4	7,8	7,7	-	7,9	-	-	7,8	Бесшовная		
11	Труба	Ø219×10,0	А	7,8	7,5	7,5	7,6	-	7,5	-	-	7,6	Бесшовная	7,2	2,5
			Б	7,9	8,0	7,5	7,2	-	7,8	-	-	7,5	Бесшовная		
			В	7,9	7,5	7,8	8,1	-	7,6	-	-	7,3	Бесшовная		
12	Отвод	Ø219×10,0	А	8,2	7,5	7,9	8,1	-	7,4	-	-	7,9	Бесшовная	7,3	2,5
			Б	9,5	9,7	9,2	9,7	-	9,5	-	-	9,6	Бесшовная		
			В	9,4	-	9,7	9,5	9,8	8,8	10,0	9,3	10,2	Бесшовная		
			Г	9,7	-	9,3	9,6	9,5	9,5	9,9	9,2	9,8	Бесшовная		
			Д	9,7	-	9,7	9,8	9,7	9,4	9,7	9,8	9,6	Бесшовная		
			Е	9,5	9,8	9,3	9,6	-	10,4	-	-	9,7	Бесшовная		
			Ж	7,5	7,3	7,9	8,0	-	7,6	-	-	8,3	Бесшовная		
13	Труба	Ø219×10,0	А	8,9	8,8	9,9	9,1	-	9,6	-	-	9,3	Бесшовная	7,7	2,5
			Б	8,7	8,7	8,4	8,6	-	9,4	-	-	7,7	Бесшовная		
			В	9,8	9,7	9,5	9,9	-	9,6	-	-	8,8	Бесшовная		
14	Отвод	Ø219×10,0	А	10,2	9,3	9,6	9,9	-	9,6	-	-	9,8	Бесшовная	9,0	2,5
			Б	9,9	9,5	9,9	9,9	-	9,7	-	-	9,8	Бесшовная		
			В	9,9	-	9,5	9,4	10,1	9,7	9,8	10,0	9,8	Бесшовная		
			Г	9,9	-	9,8	9,3	9,4	9,0	10,2	9,5	10,1	Бесшовная		
			Д	9,7	-	10,1	10,3	9,6	9,6	9,9	9,9	10,0	Бесшовная		
			Е	9,7	9,6	10,3	9,6	-	9,9	-	-	9,6	Бесшовная		
			Ж	9,8	10,4	9,7	9,6	-	9,4	-	-	9,4	Бесшовная		
15	Труба	Ø219×10,0	А	7,9	9,5	9,6	9,2	-	9,8	-	-	9,9	Бесшовная	8,0	2,5
			Б	10,8	8,9	10,8	9,2	-	8,2	-	-	8,6	Бесшовная		
			В	9,8	9,9	8,0	9,0	-	8,0	-	-	10,2	Бесшовная		
16	Труба	Ø219×10,0	А	8,8	9,7	9,8	8,8	-	10,0	-	-	8,8	Бесшовная	7,2	2,5
			Б	9,8	8,4	8,7	8,4	-	9,3	-	-	11,1	Бесшовная		
			В	10,5	9,1	9,1	7,2	-	9,8	-	-	9,4	Бесшовная		

Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода приведены в Таблице 9.

Таблица 10 – Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода

Группа однотипных элементов	Диаметр элемента трубопровода, мм	Номинальная толщина, мм	Марка стали	Минимальная измеренная толщина стенки, мм	Минимальная допустимая толщина стенки*, мм
Отвод	159	8,0	13ХФА	7,0	2,5
Тройник	159	12,0	13ХФА	11,6	2,5
Труба	159	8,0	13ХФА	7,1	2,5
Отвод	219	10,0	13ХФА	8,0	2,5
Труба	219	10,0	13ХФА	8,1	2,5

### 3.3.1 Расчет остаточного ресурса

Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода приведена на Рисунке 10.

Остаточный ресурс определяется по формуле 1. Скорость коррозии определяется по формуле 2.

Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода представлены в Таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода

Группа однотипных элементов трубопровода	Исходные данные						Результаты расчета				
	D <sub>н</sub> , мм	t <sub>ном</sub> , мм	t <sub>мин.изм.</sub> , мм	P, МПа	T <sub>экс</sub> , лет	Марка стали	t <sub>рек.отб.</sub> , мм	t <sub>отб.расч.</sub> , мм	t <sub>отбр.</sub> , мм	V <sub>ср.</sub> , мм/год	T <sub>ост.</sub> , лет
Отвод	159	8,0	7,7	4,0	14	13ХФА	2,5	1,37	2,5	0,02	более 5
Тройник	159	12,0	11,6	4,0	14	13ХФА	2,5	1,90	2,5	0,04	более 5
Труба	159	8,0	7,3	4,0	14	13ХФА	2,5	0,98	2,5	0,05	более 5
Отвод	219	10,0	8,0	4,0	14	13ХФА	2,5	1,88	2,5	0,15	более 5
Труба	219	10,0	8,1	4,0	14	13ХФА	2,5	1,35	2,5	0,14	более 5

Таким образом, по результатам расчетов скорость коррозии не превышает 0,15 мм/год.

### 3.4 Анализ трубопровода «Вр.к.53 – к.53», рег №708

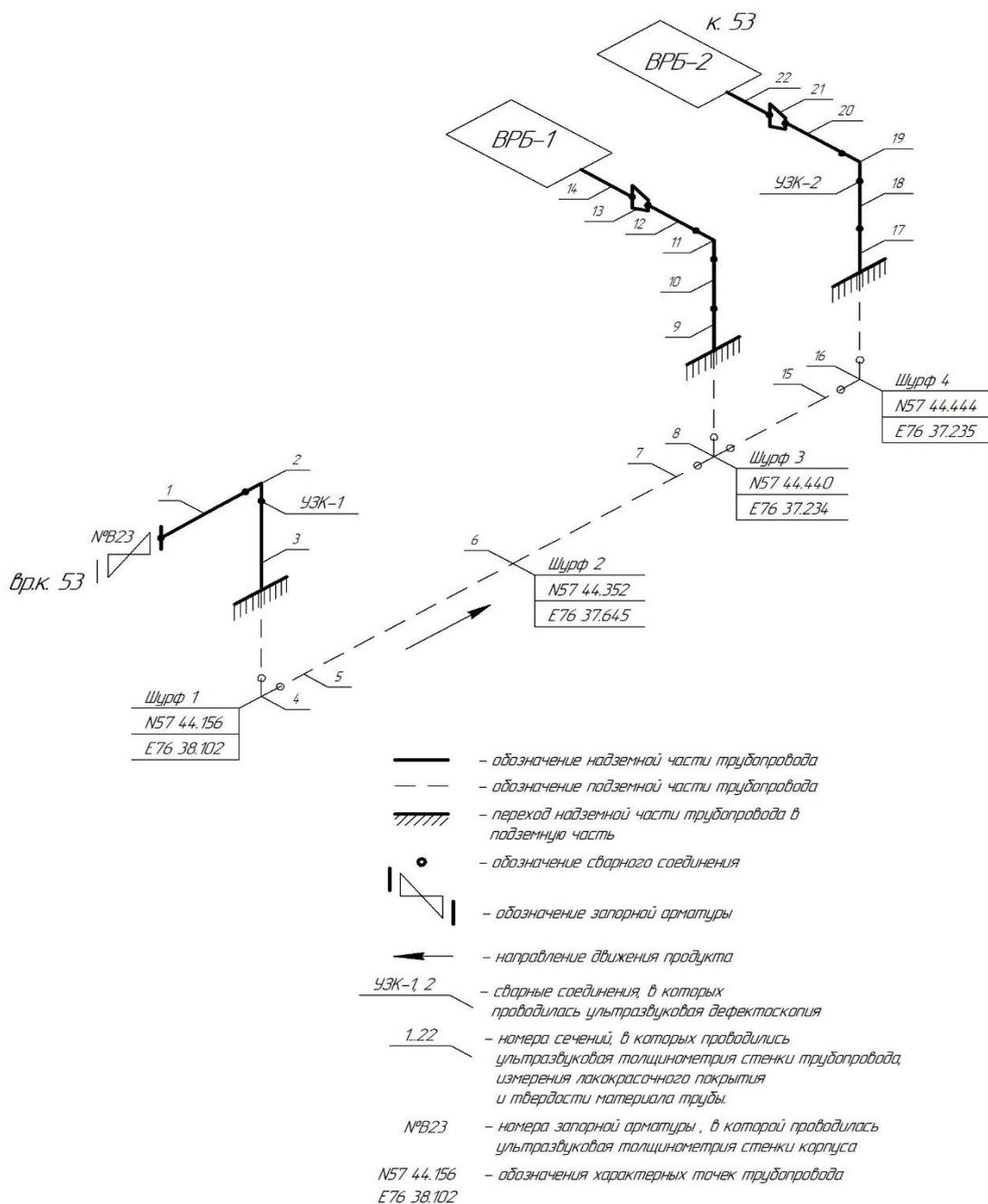


Рисунок 14 – План трассы трубопровода «Водовод высокого давления «вр.к.53 – к. 53»»

Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода представлены в Таблице 11.

Таблица 12 – Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода

№ сечения по схеме	Тип элемента трубопровода	Диаметр и номинальная толщина, мм	Обозначение сечения	Результаты замеров толщины стенки в точках сечения (мм)									Угловое положение продольного шва	Толщина стенки, мм	
				3ч	5ч	6ч	7ч	8ч	9ч	10ч	11ч	12ч		Минимальная	Отбраковочная
1	Труба	Ø168×16,0	А	15,2	11,6	9,1	9,1	-	14,7	-	-	10,6	Бесшовная	10,4	2,5
			Б	11,9	14,4	10,9	10,8	-	12,5	-	-	12,3	Бесшовная		
			В	11,0	14,5	13,6	11,8	-	17,3	-	-	13,7	Бесшовная		
2	Отвод	Ø168×16,0	А	18,5	18,6	18,1	18,4	-	18,4	-	-	18,2	Бесшовная	15,1	2,5
			Б	15,9	16,2	16,1	16,0	-	15,8	-	-	16,0	Бесшовная		
			В	16,0	-	16,1	15,7	16,1	16,4	15,8	15,9	16,5	Бесшовная		
			Г	15,8	-	16,0	16,1	16,2	15,8	15,1	16,2	16,0	Бесшовная		
			Д	16,1	-	16,1	16,1	16,1	16,2	16,2	16,4	16,5	Бесшовная		
			Е	16,5	15,7	16,1	16,1	-	16,3	-	-	15,6	Бесшовная		
3	Труба	Ø168×16,0	А	14,4	13,5	15,1	11,2	-	14,8	-	-	12,0	Бесшовная	10,5	2,5
			Б	12,7	15,4	10,5	15,8	-	12,8	-	-	12,8	Бесшовная		
			В	13,2	11,2	15,9	14,7	-	16,5	-	-	12,4	Бесшовная		
4	Отвод	Ø168×16,0	А	18,2	18,6	18,6	18,0	-	18,1	-	-	18,5	Бесшовная	15,4	2,5
			Б	15,8	16,0	16,1	16,4	-	15,4	-	-	16,0	Бесшовная		
			В	15,7	-	16,4	16,6	15,7	15,9	16,2	16,2	16,2	Бесшовная		
			Г	16,0	-	16,1	16,4	16,0	16,3	16,8	15,8	15,8	Бесшовная		
			Д	15,7	-	16,1	16,4	16,0	15,9	15,9	16,4	16,6	Бесшовная		
			Е	16,0	16,1	16,1	15,9	-	16,2	-	-	16,5	Бесшовная		
5	Труба	Ø168×16,0	А	18,3	16,6	13,0	15,0	-	15,7	-	-	12,8	Бесшовная	10,7	2,5
			Б	15,8	11,6	14,3	13,2	-	14,2	-	-	12,4	Бесшовная		
			В	10,7	17,2	11,6	12,1	-	16,2	-	-	12,1	Бесшовная		
6	Труба	Ø168×16,0	А	11,8	15,4	13,9	13,6	-	10,8	-	-	12,6	Бесшовная	10,8	2,5
			Б	17,2	12,9	13,3	13,7	-	15,7	-	-	13,2	Бесшовная		
			В	18,5	13,9	16,2	13,1	-	16,3	-	-	14,7	Бесшовная		
7	Труба	Ø168×16,0	А	16,5	17,0	11,8	12,5	-	11,8	-	-	11,9	Бесшовная	11,8	2,5
			Б	13,5	12,6	12,2	13,3	-	14,7	-	-	12,0	Бесшовная		
			В	13,9	12,4	12,7	12,3	-	15,4	-	-	13,4	Бесшовная		
8	Тройник	Ø168×16,0- 168*16	А	16,0	15,1	15,6	15,7	-	15,2	-	-	16,1	Бесшовная	15,2	2,5
			Б	15,7	15,4	15,8	15,2	-	15,9	-	-	15,2	Бесшовная		
			В	15,9	15,6	15,5	15,9	-	15,5	-	-	16,0	Бесшовная		
9	Труба	Ø168×16,0	А	11,1	13,0	16,3	12,1	-	10,9	-	-	15,6	Бесшовная	10,7	2,5

			Б	10,7	12,8	13,4	16,9	-	10,7	-	-	11,3	Бесшовная		
			В	12,8	11,1	13,8	13,4	-	13,5	-	-	10,8	Бесшовная		
10	Труба	Ø168×16,0	А	13,3	14,4	15,3	17,0	-	12,8	-	-	14,7	Бесшовная	10,4	2,5
			Б	13,4	13,4	13,6	10,9	-	16,1	-	-	16,1	Бесшовная		
			В	14,4	10,4	16,4	11,0	-	13,2	-	-	12,7	Бесшовная		
11	Отвод	Ø168×16,0	А	18,4	18,5	18,4	17,9	-	18,7	-	-	17,8	Бесшовная	15,3	2,5
			Б	15,8	15,9	15,5	16,0	-	16,4	-	-	15,8	Бесшовная		
			В	15,7	-	15,8	15,8	16,3	15,9	16,0	15,3	16,5	Бесшовная		
			Г	16,5	-	16,1	16,0	15,8	15,8	16,1	16,4	16,4	Бесшовная		
			Д	16,0	-	16,2	16,0	15,8	16,4	16,2	16,0	16,3	Бесшовная		
			Е	15,6	16,0	16,4	15,9	-	16,1	-	-	16,1	Бесшовная		
12	Труба	Ø168×16,0	Ж	17,9	18,4	18,8	18,6	-	18,6	-	-	18,1	Бесшовная	12,1	2,5
			А	12,6	12,1	12,6	12,8	-	12,8	-	-	12,8	Бесшовная		
			Б	14,5	16,1	15,0	12,1	-	13,3	-	-	12,7	Бесшовная		
13	Переход	Ø219×23,0- 168*16	В	13,7	15,3	17,6	13,2	-	12,4	-	-	12,2	Бесшовная	21,7	2,5
			А	22,3	22,4	22,2	21,8	-	22,2	-	-	22,5	Бесшовная		
			Б	22,3	22,9	22,8	22,9	-	23,1	-	-	22,7	Бесшовная		
			В	22,9	22,4	23,0	21,7	-	22,8	-	-	23,1	Бесшовная		
			Г	22,5	22,1	22,3	22,7	-	22,6	-	-	22,9	Бесшовная		
14	Труба	Ø219×23,0	Д	23,1	22,7	22,9	23,0	-	23,1	-	-	23,5	Бесшовная	19,7	2,5
			А	20,0	19,9	20,8	20,2	-	19,7	-	-	22,7	Бесшовная		
			Б	22,3	20,8	21,6	23,3	-	22,8	-	-	22,6	Бесшовная		
15	Труба	Ø168×16,0	В	21,2	21,4	22,0	20,8	-	21,2	-	-	21,9	Бесшовная	11,5	2,5
			А	12,5	10,4	16,4	13,3	-	12,4	-	-	16,0	Бесшовная		
			Б	11,5	12,5	14,6	12,8	-	12,5	-	-	14,7	Бесшовная		
16	Отвод	Ø168×16,0	В	13,0	14,5	16,1	14,3	-	12,7	-	-	6,2	Бесшовная	15,4	2,5
			А	18,6	17,7	18,1	18,1	-	18,5	-	-	18,1	Бесшовная		
			Б	16,2	16,1	16,5	16,3	-	15,7	-	-	16,3	Бесшовная		
			В	15,9	-	16,3	16,4	15,7	15,6	16,0	16,2	16,3	Бесшовная		
			Г	15,9	-	15,7	16,4	16,1	15,4	16,1	15,7	16,4	Бесшовная		
			Д	16,4	-	16,2	15,5	15,7	15,9	16,1	16,2	16,5	Бесшовная		
17	Труба	Ø168×16,0	Е	16,1	16,1	15,9	16,1	-	16,0	-	-	16,0	Бесшовная	11,9	2,5
			Ж	17,8	18,2	17,7	18,0	-	18,7	-	-	18,0	Бесшовная		
			А	11,9	12,6	13,8	12,6	-	13,8	-	-	14,0	Бесшовная		
18	Труба	Ø168×16,0	Б	12,9	11,9	14,6	11,4	-	12,3	-	-	14,6	Бесшовная	10,8	2,5
			В	12,1	13,1	11,9	12,0	-	12,5	-	-	14,0	Бесшовная		
			А	14,8	13,7	10,8	17,9	-	12,8	-	-	10,9	Бесшовная		
			Б	13,7	13,4	14,7	13,2	-	12,2	-	-	11,8	Бесшовная		
			В	12,8	13,8	13,8	11,5	-	12,7	-	-	14,7	Бесшовная		

19	Отвод	Ø168×16,0	А	18,2	17,9	19,2	18,1	-	18,0	-	-	18,2	Бесшовная	15,4	2,5
			Б	16,1	16,3	15,8	15,4	-	16,0	-	-	16,7	Бесшовная		
			В	15,9	-	16,1	16,6	16,2	15,9	15,9	16,0	15,6	Бесшовная		
			Г	15,9	-	16,3	16,1	16,0	16,5	15,6	15,7	15,5	Бесшовная		
			Д	15,6	-	16,3	15,5	16,1	16,3	16,2	15,8	15,9	Бесшовная		
			Ж	16,2	16,3	16,1	16,1	-	16,1	-	-	16,1	Бесшовная		
20	Труба	Ø168×16,0	А	17,2	12,7	12,4	13,7	-	13,5	-	-	12,8	Бесшовная	10,6	2,5
			Б	10,6	11,6	13,9	14,6	-	10,7	-	-	13,8	Бесшовная		
			В	13,8	14,1	14,8	14,0	-	13,3	-	-	13,7	Бесшовная		
21	Переход	Ø219×23,0- 168*16	А	21,4	21,6	21,4	21,8	-	21,5	-	-	22,0	Бесшовная	21,4	2,5
			Б	22,5	22,7	22,9	22,6	-	22,4	-	-	22,2	Бесшовная		
			В	22,3	22,8	22,7	22,6	-	22,6	-	-	22,6	Бесшовная		
			Г	22,7	22,8	22,3	22,9	-	22,5	-	-	23,2	Бесшовная		
22	Труба	Ø219×23,0	А	20,3	20,5	20,4	21,5	-	20,8	-	-	20,6	Бесшовная	20,0	2,5
			Б	21,3	21,6	20,2	21,8	-	22,1	-	-	23,0	Бесшовная		
			В	21,5	20,5	20,7	21,8	-	22,6	-	-	20,0	Бесшовная		

Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода приведены в Таблице 13.

Таблица 13 – Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода

Группа однотипных элементов	Диаметр элемента трубопровода, мм	Номинальная толщина, мм	Марка стали	Минимальная измеренная толщина стенки, мм	Минимальная допустимая толщина стенки*, мм
Отвод	168	16,0	20А	12,9	2,5
Тройник	168	16,0	20А	15,2	2,5
Труба	168	16	13ХФА	10,4	2,5
Переход	219	23	20А	21,3	2,5
Труба	219	23	13ХФА	20,0	2,5

### 3.4.1 Расчет остаточного ресурса

Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода приведена на Рисунке 10.

Остаточный ресурс определяется по формуле 1. Скорость коррозии определяется по формуле 2.

Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода представлены в Таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода

Группа однотипных элементов трубопровода	Исходные данные						Результаты расчета				
	Д <sub>н</sub> , мм	t <sub>ном</sub> , мм	t <sub>мин.изм.</sub> , мм	Р, МПа	T <sub>экс</sub> , лет	Марка стали	t <sub>рек.отб.</sub> , мм	t <sub>отб.расч.</sub> , мм	t <sub>отбр.</sub> , мм	V <sub>ср.</sub> , мм/год	T <sub>ост.</sub> , лет
Отвод	168	16,0	12,9	25,0	15	20А	2,5	8,75	8,75	0,23	более 5
Тройник	168	16,0	15,2	25,0	15	20А	2,5	12,17	12,17	0,07	более 5
Труба	168	16,0	10,4	25,0	15	13ХФА	2,5	7,61	7,61	0,37	более 5
Переход	219	23,0	21,3	25,0	15	20А	2,5	9,92	9,92	0,12	более 5
Труба	219	23,0	20	25,0	15	13ХФА	2,5	9,92	9,92	0,24	более 5

Таким образом, по результатам расчетов скорость коррозии не превышает 0,37 мм/год.

### 3.5 Анализ трубопровода «Вр.к.54 – к.54», рег №673

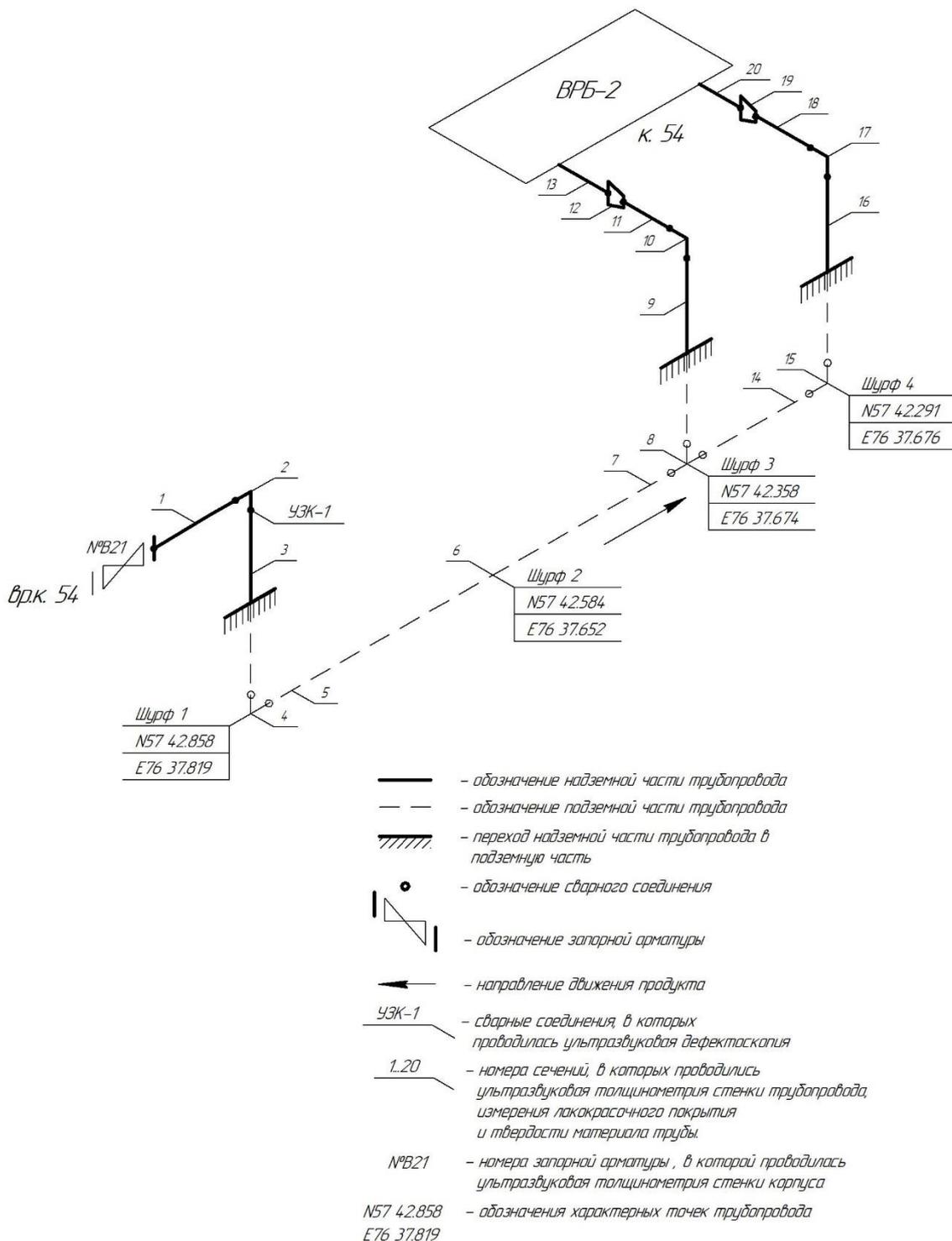


Рисунок 15 – План трассы трубопровода «Водовод высокого давления «вр.к.54 – к. 54»»

Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода представлены в Таблице 14

Таблица 15 – Результаты измерения толщины стенок труб и фасонных деталей трубопровода

№ сечения по схеме	Тип элемента трубопровода	Диаметр и номинальная толщина, мм	Обозначение сечения	Результаты замеров толщины стенки в точках сечения (мм)									Угловое положение продольного шва	Толщина стенки, мм	
				3ч	5ч	6ч	7ч	8ч	9ч	10ч	11ч	12ч		Минимальная	Отбраковочная
1	Труба	Ø168×16,0	А	15,1	15,6	14,6	15,0	-	15,0	-	-	14,7	Бесшовная	14,5	2,5
			Б	15,0	15,0	14,5	15,0	-	15,4	-	-	15,1	Бесшовная		
			В	14,6	15,5	15,6	15,1	-	15,4	-	-	14,6	Бесшовная		
2	Отвод	Ø168×16,0	А	15,5	16,2	15,6	15,9	-	15,6	-	-	15,8	Бесшовная	12,7	2,5
			Б	16,0	16,1	16,0	16,4	-	16,3	-	-	16,2	Бесшовная		
			В	15,7	-	15,7	16,0	16,1	16,4	15,5	16,3	16,3	Бесшовная		
			Г	16,3	-	15,9	16,1	15,8	12,7	16,4	16,4	16,8	Бесшовная		
			Д	15,9	-	16,1	16,3	16,3	15,6	16,2	16,2	16,4	Бесшовная		
			Ж	15,8	15,7	15,2	15,9	-	16,0	-	-	15,7	Бесшовная		
3	Труба	Ø168×16,0	А	16,3	15,8	15,0	14,5	-	15,2	-	-	16,5	Бесшовная	14,7	2,5
			Б	14,7	15,3	15,8	15,0	-	15,7	-	-	15,9	Бесшовная		
			В	15,8	15,0	15,7	15,9	-	15,9	-	-	14,9	Бесшовная		
4	Отвод	Ø168×16,0	А	15,5	15,9	15,3	15,6	-	15,4	-	-	15,4	Бесшовная	15,1	2,5
			Б	16,4	16,2	16,3	16,4	-	16,1	-	-	16,2	Бесшовная		
			В	16,1	-	16,4	15,4	16,0	15,1	16,1	16,0	16,4	Бесшовная		
			Г	15,9	-	16,4	16,2	16,2	15,8	15,9	16,0	16,3	Бесшовная		
			Д	16,4	-	15,7	16,4	16,1	15,9	15,7	15,9	16,2	Бесшовная		
			Ж	15,5	15,7	15,1	15,3	-	15,8	-	-	15,6	Бесшовная		
5	Труба	Ø168×16,0	А	14,5	16,0	14,5	14,5	-	14,8	-	-	15,1	Бесшовная	14,5	2,5
			Б	14,9	15,5	15,4	14,9	-	14,8	-	-	15,7	Бесшовная		
			В	14,4	14,4	16,4	14,7	-	16,5	-	-	15,0	Бесшовная		
6	Труба	Ø168×16,0	А	15,4	17,1	15,8	16,6	-	15,3	-	-	15,8	Бесшовная	14,6	2,5
			Б	14,9	15,4	15,8	15,5	-	15,7	-	-	15,7	Бесшовная		
			В	15,5	15,9	15,5	14,7	-	15,1	-	-	14,6	Бесшовная		
7	Труба	Ø168×16,0	А	15,0	15,7	15,7	15,0	-	15,7	-	-	15,0	Бесшовная	14,5	2,5
			Б	14,8	15,9	15,2	15,0	-	14,5	-	-	15,5	Бесшовная		
			В	15,0	15,5	15,1	15,3	-	15,1	-	-	15,6	Бесшовная		
8	Тройник	Ø168×16,0- 168×16,0	А	15,7	14,9	14,8	14,7	-	15,8	-	-	14,7	Бесшовная	14,7	2,5
			Б	15,1	14,9	15,4	15,9	-	15,1	-	-	16,2	Бесшовная		
			В	15,2	15,0	15,3	14,9	-	15,5	-	-	16,1	Бесшовная		
9	Труба	Ø168×16,0	А	16,2	14,9	15,8	15,3	-	14,9	-	-	16,3	Бесшовная	14,5	2,5

			Б	15,3	14,8	14,6	16,0	-	14,7	-	-	14,5	Бесшовная		
			В	15,5	15,4	14,9	15,1	-	15,6	-	-	16,3	Бесшовная		
10	Отвод	Ø168×16,0	А	15,4	15,9	15,8	16,4	-	15,8	-	-	15,9	Бесшовная	15,2	2,5
			Б	16,5	16,3	16,4	15,5	-	16,2	-	-	15,4	Бесшовная		
			В	16,8	-	16,0	16,4	15,9	16,6	16,1	16,9	16,1	Бесшовная		
			Г	16,5	-	16,0	16,3	15,5	16,5	16,2	16,4	16,2	Бесшовная		
			Д	16,3	-	16,3	16,2	16,0	16,2	16,7	15,6	15,8	Бесшовная		
			Е	16,0	16,1	16,2	15,7	-	16,3	-	-	16,1	Бесшовная		
			Ж	15,2	16,0	15,7	15,7	-	16,1	-	-	15,6	Бесшовная		
11	Труба	Ø168×16,0	А	14,6	16,2	14,9	14,5	-	15,8	-	-	15,5	Бесшовная	14,5	2,5
			Б	14,5	16,6	14,9	15,7	-	15,6	-	-	16,1	Бесшовная		
			В	15,5	14,8	15,1	16,0	-	15,6	-	-	15,3	Бесшовная		
12	Переход	Ø219×23,0- 168×16,0	А	15,8	15,3	15,8	15,6	-	15,5	-	-	15,7	Бесшовная	21,3	2,5
			Б	22,8	22,6	22,9	22,8	-	22,8	-	-	22,7	Бесшовная		
			В	23,2	22,5	22,9	21,3	-	22,6	-	-	22,8	Бесшовная		
			Г	22,7	22,6	22,9	23,0	-	22,5	-	-	22,8	Бесшовная		
13	Труба	Ø219×20,0	А	20,0	19,5	19,2	19,1	-	19,5	-	-	19,3	Бесшовная	18,4	2,5
			Б	19,8	19,4	19,4	19,6	-	20,1	-	-	19,4	Бесшовная		
			В	19,7	20,6	19,1	18,4	-	19,0	-	-	18,5	Бесшовная		
14	Труба	Ø168×16,0	А	16,5	14,9	15,2	14,7	-	16,2	-	-	15,6	Бесшовная	14,6	2,5
			Б	15,6	15,6	15,9	15,7	-	15,9	-	-	16,1	Бесшовная		
			В	16,5	14,8	15,8	15,0	-	14,7	-	-	14,6	Бесшовная		
15	Отвод	Ø168×16,0	А	15,7	16,0	15,7	15,8	-	16,1	-	-	15,8	Бесшовная	15,3	2,5
			Б	15,9	16,3	16,3	15,9	-	16,0	-	-	15,8	Бесшовная		
			В	15,8	-	16,4	16,2	16,3	16,0	15,9	16,2	16,3	Бесшовная		
			Г	16,2	-	16,3	16,3	15,9	16,0	15,8	16,9	16,4	Бесшовная		
			Д	15,9	-	16,1	16,5	15,9	16,5	16,7	15,9	16,2	Бесшовная		
			Е	16,4	16,2	16,5	16,2	-	15,8	-	-	16,3	Бесшовная		
16	Труба	Ø168×16,0	А	15,5	15,3	15,3	14,6	-	15,6	-	-	15,6	Бесшовная	14,3	2,5
			Б	15,5	14,7	14,9	14,8	-	16,0	-	-	14,3	Бесшовная		
			В	15,2	15,5	15,3	15,6	-	15,2	-	-	15,3	Бесшовная		
17	Отвод	Ø168×16,0	А	16,0	16,1	15,6	15,4	-	15,9	-	-	15,4	Бесшовная	15,4	2,5
			Б	16,2	16,2	16,2	16,0	-	16,2	-	-	16,2	Бесшовная		
			В	15,8	-	16,2	15,4	16,1	15,8	16,0	16,8	15,9	Бесшовная		
			Г	16,1	-	16,0	16,2	15,7	15,7	16,6	16,2	16,0	Бесшовная		
			Д	15,9	-	16,2	16,2	16,1	16,0	16,8	16,3	16,4	Бесшовная		
			Е	15,7	15,8	15,9	16,5	-	16,4	-	-	16,4	Бесшовная		

			Ж	15,7	15,3	15,5	15,8	-	15,9	-	-	15,9	Бесшовная		
18	Труба	Ø168×16,0	А	15,1	14,6	14,6	15,7	-	16,1	-	-	14,8	Бесшовная	14,4	2,5
			Б	15,0	14,4	14,8	15,9	-	14,8	-	-	15,8	Бесшовная		
			В	15,9	15,4	15,4	15,9	-	15,2	-	-	16,1	Бесшовная		
			А	15,7	15,8	15,8	15,5	-	15,8	-	-	16,0	Бесшовная		
19	Переход	Ø219×23,0- 168×16,0	Б	21,5	22,4	22,3	22,4	-	23,2	-	-	22,1	Бесшовная	21,5	2,5
			В	22,7	22,5	23,1	22,5	-	22,9	-	-	22,6	Бесшовная		
			Г	22,4	23,0	22,4	23,0	-	22,7	-	-	23,0	Бесшовная		
			Д	20,0	22,4	20,0	20,3	-	19,4	-	-	19,6	Бесшовная		
20	Труба	Ø219×20,0	А	18,7	18,6	19,2	20,8	-	20,3	-	-	18,0	Бесшовная	18	2,5
			Б	19,5	19,5	19,9	18,4	-	18,6	-	-	20,5	Бесшовная		
			В	19,1	19,6	20,4	20,2	-	18,7	-	-	19,8	Бесшовная		

Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода приведены в Таблице 16.

Таблица 16 – Минимальные измеренные значения толщины стенки для группы однотипных элементов трубопровода

Группа однотипных элементов	Диаметр элемента трубопровода, мм	Номинальная толщина, мм	Марка стали	Минимальная измеренная толщина стенки, мм	Минимальная допустимая толщина стенки*, мм
Отвод	168	16	20А	12,7	2,5
Тройник	168	16	20А	14,7	2,5
Труба	168	16	13ХФА	14,5	2,5
Переход	219	23	20А	21,3	2,5
Труба	219	20	13ХФА	18,4	2,5

### 3.5.1 Расчет остаточного ресурса

Схема измерения толщины стенки элементов трубопровода приведена на Рисунке 10.

Остаточный ресурс определяется по формуле 1. Скорость коррозии определяется по формуле 2.

Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода представлены в Таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные и результаты расчета остаточного ресурса элементов трубопровода

Группа однотипных элементов трубопровода	Исходные данные						Результаты расчета				
	D <sub>н</sub> , мм	t <sub>ном</sub> , мм	t <sub>мин.изм</sub> , мм	P, МПа	T <sub>экс</sub> , лет	Марка стали	t <sub>рек.отб.</sub> , мм	t <sub>отб.расч.</sub> , мм	t <sub>отбр</sub> , мм	V <sub>ср.</sub> , мм/год	T <sub>ост</sub> , лет
Отвод	168	16,0	12,7	25,0	15	13ХФА	2,5	8,75	8,75	0,22	более 5
Тройник	168	16,0	14,7	25,0	15	13ХФА	2,5	7,76	7,76	0,1	более 5
Труба	168	16,0	14,5	25,0	15	13ХФА	2,5	7,61	7,61	0,1	более 5
Переход	219	23,0	21,3	25,0	15	13ХФА	2,5	9,92	9,92	0,13	более 5
Труба	219	20,0	18,4	25,0	15	13ХФА	2,5	9,92	9,92	0,12	более 5

Таким образом, по результатам расчетов скорость коррозии не превышает 0,22 мм/год.

### 3.6 Сравнение рассматриваемых трубопроводов

На рисунке 16 изображена схема расположения рассматриваемых трубопроводов на территории одного месторождения.

Схема расположения рассматриваемых трубопроводов  
Таловой площади Изгальско-талового месторождения

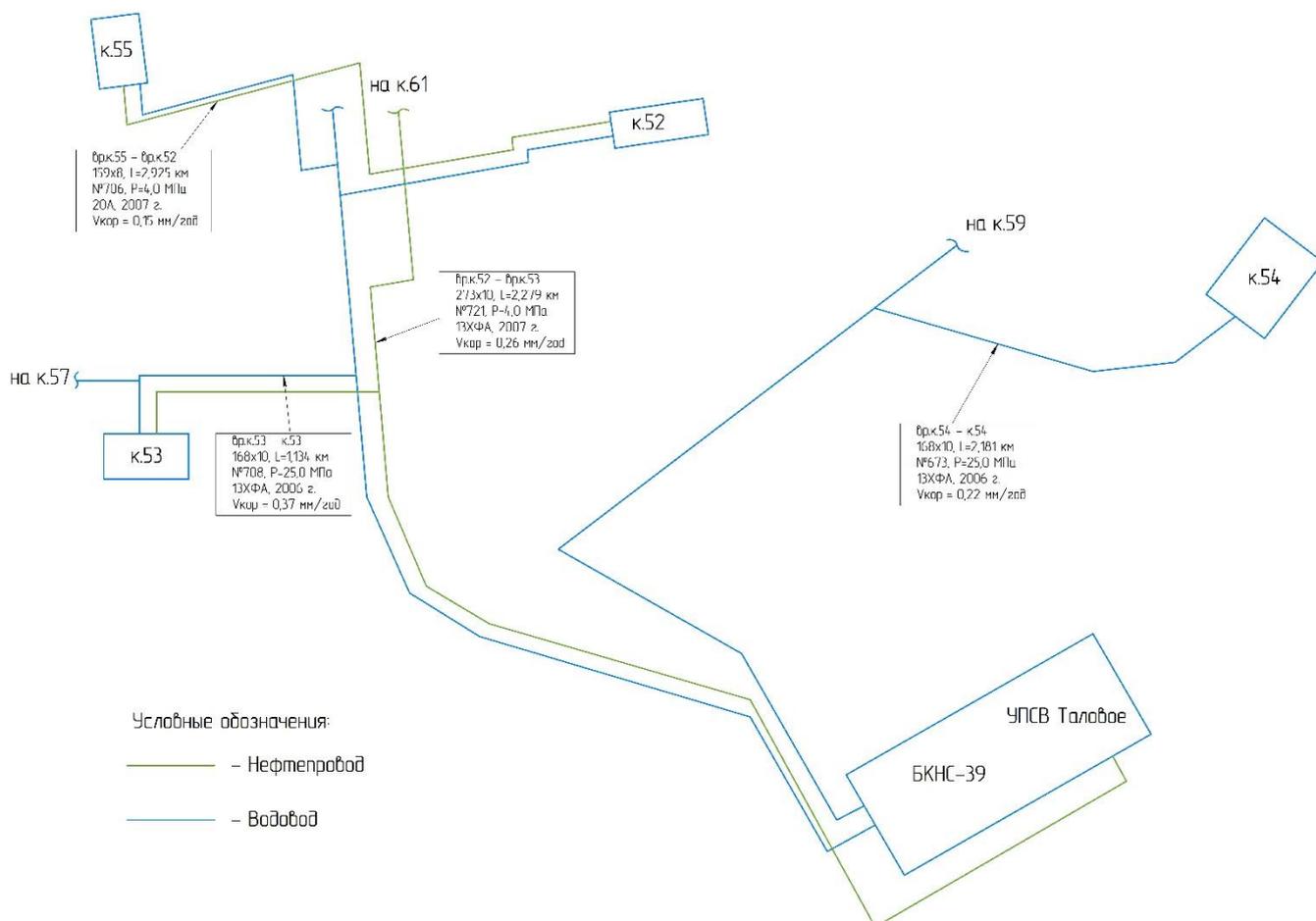


Рисунок 16 – Схема расположения рассматриваемых трубопроводов  
месторождения I

В таблице 18 представлены скорости коррозии для всех трубопроводов на лето 2021 года.

Таблица 18 – Данные по скорости коррозии для рассматриваемых трубопроводов

Наименование трубопровода	вр.к.52– вр.к.53	вр.к.55– вр.к.52	вр.к.53–к.53	вр.к.54–к.54
V кор, мм/год	0,20	0,15	0,37	0,22

Проанализировав различия и сходства трубопроводов наблюдаются некоторые закономерности. Таким образом, можно утверждать, что скорость коррозии зависит в первую очередь от транспортируемой среды, от температуры, от давления, а также от применения ингибиторной защиты и целостности изоляционного и лакокрасочного покрытия.

### **3.6.1 Влияние транспортируемой среды на скорость коррозии**

По имеющимся данным видно, что наибольшую скорость коррозии имеют трубопроводы, транспортирующие воду. В нефтесборных коллекторах скорость коррозии ниже.

Это можно объяснить тем фактом, что органические молекулы в нефтяной эмульсии создают препятствие образованию гальванических пар и, как следствие, возникновению коррозионного участка.

### **3.6.2 Влияние температуры на скорость коррозии**

Что касается внешних данных по температуре, то для всех трубопроводов сезонные значения были одинаковы, так как рассматриваемые линии расположены в пределах одной области. Таким образом, максимальная температура достигает плюс 30°C, а минимальная минус 45°C.

Температура транспортируемой среды различна в случаях водоводов и нефтесборных коллекторов. Так, вода транспортируется при температуре от 5°C до 60°C. Показатели температуры нефти составляют от 10°C до 50°C. Следовательно, максимальная температура продукта в случае, когда транспортируемой средой является вода, выше на 10°C, чем в случае транспортировки нефти.

Если учитывать усредненные данные по скорости коррозии для водоводов и нефтесборных коллекторов, то полученные значения равны 0,295 мм/год и 0,175 мм/год соответственно.

Таким образом, можно утверждать, что с повышением температуры процессы окисления металлов протекают быстрее.

### **3.6.3 Влияние давления в трубопроводе на скорость коррозии**

Большую скорость коррозии у водоводов можно объяснить тем, что увеличение давления приводит к повышению скорости коррозии вследствие увеличения растворимости газов в коррозионной среде и возникновения внутренних напряжений в металле.

### **3.6.4 Влияние ингибирования трубопровода на скорость коррозии**

На данном месторождении ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы (нефть, воду, газ), а также транспортирующие эмульсию типа " нефть в воде " и газопроводы.

Таким образом, можно говорить об эффективности применения данного метода защиты от коррозии, так как скорость коррозии в нефтесборных коллекторах значительно ниже, чем в водоводах высокого давления, где ингибиторная защита не применялась.

### **3.6.5 Влияние целостности защитного покрытия трубопровода на скорость коррозии**

Наибольшую скорость коррозии равную 0,37 мм/год по результатам расчетов имеет водовод высокого давления «Вр.к.53 – к.53». Изучив фотографии объекта, можно говорить о таком визуальном дефекте, как нарушение целостности изоляционного покрытия (Приложение В). Таким образом, участок трубопровода оказывается незащищен от факторов внешней среды.

Что касается остальных трубопроводов, то после анализа фотографий наземных частей трубопровода, а также шурфов, можно увидеть еще один дефект. Дефект в виде нарушения, а местами и отсутствия, лакокрасочного покрытия имеет нефтесборный коллектор «вр.к.52 – вр.к.53». По скорости коррозии данный трубопровод расположен на втором месте после вышеуказанного и имеет значение 0,26 мм/год.

Оставшиеся два трубопровода видимых нарушений изоляции и лакокрасочного покрытия не имеют.

На наружной поверхности труб и фасонных деталей всех рассмотренных трубопроводов дефектов в виде трещин, отслоений, деформаций (вмятин, вздутий), механических повреждений не обнаружено.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8Г	Куприковой Алене Юрьевне

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение Школа</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

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

1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3.Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.

**Перечень графического материала**

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8Г	Куприкова Алена Юрьевна		

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

Основная цель данного раздела – разработать более эффективный метод обнаружения возникновения и развития коррозионных дефектов в процессе длительной эксплуатации трубопроводов на примере ОАО «Томскнефть» ВНК с соответствующими экономическими обоснованиями разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

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

#### **4.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

В процессе проведения исследования были рассмотрены две конкурирующие разработки (технологии):

1. Контроль с применением ЭМА-преобразователей
2. Метод Remote Field Eddy Current (RFEC)

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты с использованием технических критериев оценки ресурсоэффективности и экономических критериев оценки эффективности. В таблице 19 показано сравнение конкурирующих разработок с разработкой данного научного исследования.

Таблица 19 - Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,14	4	3	3	0,56	0,42	0,42
2. Энергоэкономичность	0,12	5	5	3	0,6	0,6	0,36
3. Надежность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
4. Уровень шума	0,09	4	4	3	0,36	0,36	0,27
5. Безопасность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
6. Функциональная мощность	0,12	5	3	4	0,6	0,36	0,48
7. Простота эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Наличие сертификации разработки	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>45</b>	<b>40</b>	<b>36</b>	<b>4,49</b>	<b>3,93</b>	<b>3,57</b>

Для сравнения и анализа конкурентных разработок были использованы экспертные оценки и вес показателя в долях.

Расчет конкурентоспособности определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

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

$B_i$  – балл показателя.

Как видно из результатов анализа, данная разработка имеет ряд преимуществ перед конкурентами, такие как функциональная мощность и цена, так как применяются бюджетные, но долговечные материалы.

Такие позиции, как безопасность и надежность находятся на одном уровне с конкурентами. Данные позиции в дальнейшем нуждаются в повышении уровня конкурентоспособности.

Проведенный анализ конкурентных разработок и технических решений показал, что разработка данного научного исследования является актуальной и перспективной, имеет достаточный уровень конкурентоспособности.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

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

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
С1. Экологическая целесообразность метода.	Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки.
С2. Более эффективен по сравнению с другими методами.	Сл2. Нехватка данных для большей достоверности методики.
С3. Актуальность и высокая технологичность метода	Сл3 Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
В1. Разработка нового эффективного и экологичного метода обнаружения возникновения коррозионных дефектов в процессе длительной эксплуатации трубопроводов.	У1. Введение дополнительных требований к сертификации продукции
В2. Продолжение научных исследований с целью внедрения и усовершенствования метода В3. Большой потенциал применения в России и других странах	У2. Введение дополнительных технических требований заказчика к модели метода У3 Появление аналогов и конкурентов

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта,

а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 21 и 22.

Таблица 21 – Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

Возможности проекта	Сильные стороны			Слабые стороны		
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2
B1	+	+	+	+	-	-
B2	-	+	0	-	+	0
B3	+	+	+	+	-	-

Таблица 22 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Угрозы проекта	Сильные стороны			Слабые стороны		
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2
У1	-	-	+	-	0	+
У2	0	+	+	0	+	+
У3	-	-	0	-	+	-

Проанализировав таблицы 21 и 22 можно сделать вывод, что преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Недостатки относятся к такому виду, что на данный момент на практике еще не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

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

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

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение

исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
Введение	2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Инженер Научный руководитель
Литературный обзор	3	Подбор и изучение литературы по выбранной теме	Инженер
Экспериментальная часть	4	Проведение расчетов по определению остаточного ресурса трубопровода	Инженер
	5	Выявление наиболее подверженных коррозии участков	Инженер
	6	Проведение эксперимента	Инженер, Научный руководитель
Результаты и обсуждения	7	Обработка полученных данных	Инженер
	8	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	9	Оформление пояснительной записки	Инженер

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

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (4)$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (5)$$

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

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

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (6):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (6)$$

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

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

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (7)$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчеты временных показателей проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожид}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	5	-	3,2	-	3,2	5
2. Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	1	2	2	5	1,4	3,2	2,3	3
3. Подбор и изучение литературы по выбранной теме	-	7	-	14	-	9,8	9,8	15
4. Проведение расчетов по определению остаточного ресурса трубопровода	-	4	-	10	-	6,4	6,4	10
5. Выявление наиболее подверженных коррозии участков	-	2	-	6	-	-	3,6	6
6. Проведение эксперимента	2	15	5	35	3,2	23	13,1	20
7. Обработка полученных данных	-	5	-	10	-	7	7	11
8. Оценка правильности полученных результатов	2	5	4	8	2,8	6,2	4,5	7
9. Оформление пояснительной записки	-	7	-	14	-	9,8	9,8	15
<b>Итого:</b>	7	47	16	102	10,6	65,4	59,7	92

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 25).

Таблица 25 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T <sub>кi</sub> кал. дн.	Продолжительность работ													
				февр			март			апр			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	5	█													
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Исп1 Исп2	3	█													
3	Подбор и изучение литературы по выбранной теме	Исп2	15		█												
4	Проведение расчетов по определению остаточного ресурса трубопровода	Исп2	10				█										
5	Выявление наиболее подверженных коррозии участков	Исп2	6					█									
6	Проведение эксперимента	Исп1 Исп2	20					█	█								
7	Обработка полученных данных	Исп2	11									█					
8	Оценка правильности полученных результатов	Исп1 Исп2	7											█			
9	Оформление пояснительной записки	Исп2	15													█	█

Примечание:

█ – Исп. 1 (научный руководитель), █ – Исп. 2 (инженер)

#### 4.2.3 Бюджет научного исследования

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

- материальные затраты исследовательской работы;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;

- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### **4.2.4 Расчет материальных затрат научного исследования**

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Многие из материалов уже находились в лаборатории, поэтому в расчетах отражены малые расходы. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты расчета затрат представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование затрат	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Итого затраты, руб.
Индикатор (датчик) наводороживания ДН-1	шт	1	6952	6952
Индикатор коррозионных процессов ИКП 10-012М	шт	1	9440	9440
Блок пластилин-индикаторов БПИ-2	шт	5	944	4720
<b>Итого:</b>				21112

Итого затраты на сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты составили 21 112 руб.

##### **4.2.4.1 Расчет амортизации специального оборудования**

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (8)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{360} \cdot m, \quad (9)$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;  $m$  – время использования, дни.

Таблица 27– Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, дни.	$H_A$ , %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Ноутбук Lenovo	1	2	60	50	49000	8166
2	Толщиномер ультразвуковой	1	5	14	20	28000	218
3	Микроамперметр	1	15	14	7	1000	3
<b>Итого:</b>						78000 руб.	8387

#### 4.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (10)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 27).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{52954 * 10,3}{246} = 2217,2 \text{ руб.}, \quad (11)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{36591 * 11,2}{213} = 1924 \text{ руб.} \quad (12)$$

Должностной оклад работника за месяц рассчитывается по формуле 13.

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}} \quad (13)$$

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = 27156 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 52954 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$Z_{\text{м}} = 18765 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 36591 \text{ руб.}$$

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

Таблица 28 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		

Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 29 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{\partial}$	$k_p$	$Z_m, руб$	$Z_{\partialн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	27156	0,3	0,2	1,3	52954	2217,2	10,6	23502,3
Инженер	18765	0,3	0,2	1,3	36591	1924	65,4	125829,6
Итого:								149331,9

Дополнительная заработная плата определяется по формуле 14.

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн}, \quad (14)$$

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,15 * 23502,3 = 3525,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,15 * 125829,6 = 18874,4 \text{ руб.,}$$

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

#### 4.2.4.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле 15:

$$Z_{внеб} = K_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (15)$$

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

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (23502,3 + 3525,3) = 8108,3 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (125829,6 + 18874,4) = 43411,2 \text{ руб.}$$

#### 4.2.4.4 Накладные расходы

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

Таблица 30 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8387	21112	149331,9	22399,7	51519,5	252750,1

Величина накладных расходов определяется по формуле 16:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (16)$$

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

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 31. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 31 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	21112	24074,7	37815	Пункт 4.2.4.1
2	Затраты на специальное оборудование	8387	12215	57621	Пункт 4.2.4.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	149331,9	149331,9	149331,9	Пункт 4.2.4.3
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22399,7	22399,7	22399,7	Пункт 4.2.4.4
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51519,5	51519,5	51519,5	Пункт 4.2.4.5
6	Накладные расходы	40440	41526,5	50990	16 % от суммы ст. 1-5
Бюджет затрат НИР		293190,1	301067,3	369677,1	Сумма ст. 1-6

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

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) Контроль с применением ЭМА-преобразователей;

2) Метод Remote Field Eddy Curent (RFEC).

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (17)$$

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

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

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

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 293190,1$  руб,  $\Phi_{\text{исп.1}} = 301067,3$ руб,  $\Phi_{\text{исп.2}} = 369677,1$  руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{293190,1}{369677,1} = 0,8;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.1}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{301067,3}{369677,1} = 0,82;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{369677,1}{369677,1} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{ri}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 32).

Таблица 32 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	3
2. Энергосбережение	0,25	5	5	3
3. Надежность	0,3	5	4	4
4. Безопасность	0,3	4	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,1	3,6

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p\text{-тек.пр.}} = 0,15 * 4 + 0,25 * 5 + 0,3 * 5 + 0,3 * 4 = 4,6;$$

$$I_{p\text{-тек.пр.}} = 0,15 * 3 + 0,25 * 5 + 0,3 * 4 + 0,3 * 4 = 4,1;$$

$$I_{p\text{-тек.пр.}} = 0,15 * 3 + 0,25 * 3 + 0,3 * 4 + 0,3 * 4 = 3,6.$$

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

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p\text{-исп.i}}}{I_{финр}^{исп.i}} \quad (18)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,6}{0,8} = 5,75$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,1}{0,82} = 5$$

$$I_{исп.1} = \frac{3,6}{1} = 3,6$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 33).

Таблица 33 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	0,82	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,1	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	5,75	5	3,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,89	0,74

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

## **Выводы по разделу**

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 92 дня; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 88 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 18 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 293190,1 руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,8, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,6, по сравнению с 4,1 и 3,6;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,75 по сравнению с 5,0 и 3,6, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2Б8Г		Куприковой Алене Юрьевне	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ влияния скорости коррозии на остаточный ресурс трубопроводов на примере месторождений Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования</p>	<p>Объектом исследования данной работы является станция катодной защиты на месторождении I.</p> <p>Область применения: нефтегазовая промышленность</p> <p>Назначение объекта исследования: применение электрохимической защиты.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b></p> <p>.</p>	<p>1.ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования;</p> <p>2.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;</p> <p>3.ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности;</p> <p>4.ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования;</p> <p>5.ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;</p> <p>6.ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля;</p> <p>7.ГОСТ 12.1.009-2017 Электробезопасность. Термины и определения;</p> <p>8.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих;</p> <p>9.Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>10.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p> <p>– Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы на месторождении I:</b></p> <p>1.Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</p> <p>2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>3.Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p><b>Опасные факторы на месторождении I:</b></p> <p>1. Пожаробезопасность и взрывобезопасность;</p> <p>2. Производственные факторы, связанные с электрическим током.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p>1. Защита селитебной зоны;</p> <p>2. Анализ воздействия на атмосферу (выбросы);</p>

	3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</b>	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации последствий.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Куприкова Алена Юрьевна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии, которая наносит значительный ущерб. Коррозия приводит к износу агрегатов, разрушению металлов трубопроводов, вызывает потери транспортируемого продукта. Срок эксплуатации объектов определяется степенью их противокоррозионной защиты. В настоящий момент, по причине коррозии трубопроводов остаются большие экономические потери, поэтому борьба с коррозией металлов является очень важной задачей. Решение этих задач позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечит экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа. Из-за присутствия влаги, солей и сероводорода, содержащихся в сырье происходит внутренняя коррозия. На месторождении I коррозия протекает по углекислотному механизму.

За счет своевременного обнаружения коррозионных разрушений, определения их типа, выбора защиты, можно надолго продлить срок службы используемых трубопроводов.

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

#### **5.1.1 Организационные мероприятия**

Допуск бригады к работе и подготовка рабочего места осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала. Изменять предусмотренные меры по подготовке рабочих мест нельзя.

В подготовку рабочего места входит выполнение техмероприятий для предотвращения воздействий производственных факторов на рабочих до начала работ.

Специалист, который допускает к работе людей, должен убедиться в выполнении техмероприятий по подготовке рабочего места. Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить у допускающего специалиста, какие меры безопасности были приняты при подготовке рабочего места, и вместе с допускающим проверить подготовку рабочего места.

Допуск к работе по распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться на рабочем месте, допускающий обязан проверить соответствие состава бригады указаниям наряда по удостоверениям, а также показать, что напряжение отсутствует, проверить при этом заземления.

До начала работ должен быть осуществлен целевой инструктаж, а именно ознакомиться с указаниями по безопасному выполнению работы в электроустановке. Допуск к работе не разрешается, если такой инструктаж не проведен.

Целевой инструктаж обязаны провести:

- Выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
- Допускающий – ответственному руководителю работы, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- Ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- Производитель работ – членам бригады.

Если в состав бригады включают нового члена бригады, то инструктаж проводит производитель работ.

Выдающий наряд, ответственный руководитель работ, производитель работ так же обязаны дать четкие указания по технологии безопасности проведения работ, по использованию грузоподъемных машин, инструмента.

Наблюдающий проводит инструктаж о мерах по безопасности ведения работ и о порядке перемещения бригады на территории электроустановки.

Допускающий указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие токоведущие части и оборудование, к которому запрещается приближаться.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После того, как работа окончена, производитель работ обязан удалить бригаду с рабочего места, снять временные ограждения, заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после выполнения работы производителя работ, так же оформляет полное окончание работ.

После того, как производитель работ и ответственный руководитель оформили наряд, он сдается допускающему, который должен проверить рабочие места и сообщить вышестоящему оперативному персоналу о полном окончании работ. Затем оперативный персонал вносит запись о полном окончании работ в «Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативный журнал.

Перед тем, как включить электроустановки после полного окончания работ, оперативный персонал должен убедиться о том, что электроустановка готова к включению. Готовность к включению электроустановки заключается в проверке чистоты рабочего места, отсутствия инструмента и т.п.).

### **5.1.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени.

К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте

до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

## 5.2 Производственная безопасность

Нефтяное месторождение – сложная многофункциональная система с объектами различного производственного назначения, обеспечивающая хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую теплоту испарения, способны электризоваться, пожаро- и взрывоопасны. В связи с этим работающие на нефтебазах могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;	1. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования;
2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;	2. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.	3. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности;
4. Пожаробезопасность и взрывобезопасность;	4. ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования;

5. Производственные факторы, связанные с электрическим током Поражение электрическим током.	5. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля; 6. ГОСТ 12.1.009-2017 Электробезопасность. Термины и определения;
--	--

### **5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды**

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями. В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

В рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТ 12.1.005-88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение двенадцатичасовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 34, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Таблица 34 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	21 - 23	20 - 24	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 - 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 - 40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1
	Iб (140 - 174)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
	IIa (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 - 40	0,2
	IIб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 - 40	0,2
	III (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 - 40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:

- при категориях работ Ia и Ib – 4° С;
- при категориях работ IIa и IIб – 5° С;
- при категории работ III – 6° С.

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

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

Различают следующие виды освещения:

- естественное, создаваемое прямыми солнечными лучами и рассеянным светом небосвода;
- искусственное, создаваемое электрическими источниками света;
- совмещённое, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняется искусственным.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м<sup>2</sup>.

## **5.2.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте**

При капремонте на станции катодной защиты рабочие подвержены постоянному шуму. Поэтому, специалисты, работающие на станции, имеют индивидуальные средства защиты – наушники. Также для улучшения условий труда, желательно обустроить кабины со звукоизоляцией.

Если, рабочий должен повысить голос, чтобы его услышали, то это значит, что он находится в таком месте, где необходимо применение

предохранительных слуховых средств. Постоянный шум высокого уровня может привести к печальным последствиям, а именно – к потере слуха. Механические колебания частиц любой упругой среды передаются по воздуху. Если эти колебания достаточно сильны, не успевают погаснуть в воздухе и имеют определенную частоту, то они, воздействуя на орган слуха человека, вызывают ощущение звука.

Рекомендуемые мероприятия:

- Технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые);
- Строительно-акустические;
- Дистанционное управление шумными машинами;
- Использование средств индивидуальной защиты;
- Организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические).

При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (Таблица 35).

Таблица 35 – Предельно допустимые уровни звукового давления [11]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

на территории предприятий										
------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

#### 5.2.4 Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [7]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112 [17].

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
------------------------	--

<p style="text-align: center;">А</p> <p style="text-align: center;">повышенная взрывопожаро- опасность</p>	<p>Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа</p>
--	---

### 5.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017 [16].

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на ИТНМ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖ и другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;

- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).
- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи [12].

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация в нефтяной промышленности - разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию катодной установки, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно- измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек нефтепродуктов, неполадок в работе оборудования;

- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;

- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей.

Факторы отказа элементов на объектах нефтегазового комплекса:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;

- разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;

- серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;

- скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;

- воспламенение веществ и оборудования;

- стихийные бедствия.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;

- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;

- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;

- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;
- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами СГГ-4М, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы СГМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную [19].

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены основные сведения о коррозии: классификация, методы борьбы на промышленных трубопроводах, а также факторы, влияющие на скорость коррозии.

Проведен анализ состояния существующего фонда промышленных трубопроводов на предмет коррозионной устойчивости на месторождении I Томской области, эксплуатируемом АО «Томскнефть» ВНК.

Для анализа выбраны два водовода высокого давления и два нефтесборных коллектора. По имеющимся данным толщинометрии рассчитан остаточный ресурс трубопроводов и максимальная скорость коррозии для каждой линии. Так, скорость коррозии нефтесборных коллекторов вр.к.52 – вр.к.53 и вр.к.55 – вр.к.52 равна 0,20 мм/год и 0,15 мм/год, соответственно. Для водовода высокого давления вр.к.53 – к.53 скорость коррозии равна 0,37 мм/год, для вр.к.54 – к.54 скорость равна 0,22 мм/год.

Проанализировав полученные результаты скоростей, отметили закономерности, сделали вывод о том, что скорость коррозии выше у водоводов высокого давления, чем у нефтесборных коллекторов.

После анализа исходных данных и полученных результатов, выделили факторы, которые повлияли на такую разницу в скорости коррозии и остаточном ресурсе. К таким факторам отнесли применение ингибиторов коррозии, целостность изоляционных и лакокрасочных покрытий, тип транспортируемой среды, температуру транспортируемой среды, а также давление в трубопроводе.

Таким образом, можно говорить о том, что скорость коррозии обратно пропорциональна остаточному ресурсу. Чем больше скорость коррозии, тем меньше срок остаточного ресурса.

Также были рассчитаны затраты на разработку метода обнаружения возникновения и развития коррозионных дефектов на промышленных трубопроводах и произведена оценка мер по охране труда, промышленной и экологической безопасности на нефтяном месторождении.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коррозия металлов. Виды коррозии металлов/ [Электронный ресурс] / URL: <http://zadachi-po-khimii.ru/obshaya-himiya/korroziya-metallov.html> . (дата обращения 18.04.2022).
2. Авдеенко А.П., Поляков А.Е. Коррозия и защита металлов: Краткий курс лекций. – Краматорск: ДГМА, 2003. - 104 – ISBN 5-7763-2074-7 — Текст: электронный // Лань : электронно-библиотечная система URL: <http://www.dgma.donetsk.ua/metod/chemist/kor/2.pdf> (дата обращения: 20.04.2022).
3. Факторы коррозионного разрушения трубопроводов. / [Электронный ресурс] / URL: [https://studopedia.ru/12\\_161972\\_faktori-korrozionnogo-razrusheniya-truboprovodov.html](https://studopedia.ru/12_161972_faktori-korrozionnogo-razrusheniya-truboprovodov.html). (дата обращения 22.04.2022).
4. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004;
5. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976
6. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006
7. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. - 288 с.
8. Иванов В.Г., Зуев В.А., Горюхин Е.Я., и др. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод палеогеновых отложений на месторождении I. Отчет по договору N ИЦЮ-1407/31(429Н) 991/2. ТФ ФГУП СНИИГГиМС, ТомскНИПИнефть ВНК. – Томск , 2005 г. – 223л.
9. Ландшафтная карта СССР, м-б 1:2 500 000 / Ред. И. С. Гудилин. — М., 1987.
10. Технологический регламент. Система промысловых (межпромысловых) трубопроводов месторождения I. №П1-01.05 ТР-1209 ЮЛ-098. Версия 1.01
11. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности;
12. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.

13. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.

14. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.

15. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

16. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда Электробезопасность. Термины и определения.

17. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

18. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

19. ГОСТ 12.0.003-15 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

## Приложение А

Фото участка трубопровода «Вр.к.52 – вр.к.53»



## Приложение Б

Фото участка трубопровода «Вр.к.55 – вр.к.52»



## Приложение В

Фото участка трубопровода «Вр.к.53 – к.53»



## Приложение Г

Фото участка трубопровода «Вр.к.54 – к.54»

