

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты»

УДК 622.692.4.053:620.197.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Кривошеин С.Д.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Забродина И.К.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2019г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров

по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов.

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффек-</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23;

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сто- рон</i>
	<i>тивность</i>	<i>(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Кривошеину Сергею Дмитриевичу

Тема работы:

«Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)

--	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Информационный отчет обслуживания станций катодной защиты магистрального нефтепровода «ЦППН-4 – НПС Раскино»; нормативно-техническая документация, список используемой литературы.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке;</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Современные методы защиты нефтегазового оборудования и трубопроводов от коррозии; 2. Методы контроля и управления защищённостью средствами противокоррозионной защиты на магистральных трубопроводах; 3. Методы оптимизации работы станции ка-

<i>заключение по работе).</i>	тодной защиты; 4. Определение возможности отключения (вывода в резерв) станции катодной защиты на магистральном трубопроводе «ЦППН-4 – НПС Раскино».
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Corrosion and cathodic protection in Petroleum Industry»	Забродина Ирина Константиновна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Corrosion and cathodic protection in Petroleum Industry	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Кривошеин Сергей Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Кривошеин Сергей Дмитриевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газо- нефтепроводов и храни- лищ»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности при использовании системы ингибиторной защиты на трубопроводе</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ График динамики и сравнения показателей</i>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Кривошеин Сергей Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ72	Кривошеин Сергей Дмитриевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», «Надежность газопроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочим местом полевого этапа работ является магистральный нефтепровод, работающей под избыточным давлением. Рабочим местом камерального этапа работ является офисное помещение. Работы по анализу выполнялись на ПЭВМ.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ Р ИСО 26000-2012, ГОСТ 12.1.005–88, ГОСТ 12.1.019-79, ПБ 03-585-03, СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, ГОСТ 12.1.038-82, НПБ 105-03, ГОСТ 12.0.003–74, ГОСТ Р 8.563-2009, НПБ 105-03</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Отклонение показателей микроклимата в помещении; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне; – Нервно-психические перегрузки
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<ul style="list-style-type: none"> – Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением); – Давление (разрушение систем, работающих под давлением); – Пожаровзрывоопасность
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<ul style="list-style-type: none"> – Охрана атмосферного воздуха; – Охрана водного бассейна; – Решение проблем утилизации отходов про-

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>изводства и потребления;</p> <ul style="list-style-type: none"> – Охрана земельных ресурсов
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; – «О пожарной безопасности»; – «Об охране окружающей среды» <p>Основопологающим законом, регламентирующим организацию работ по профилактике ЧС, порядку действий в ЧС и ликвидации их последствий, является:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> – Правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия коллективного договора
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	-

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Кривошеин Сергей Дмитриевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года) _____

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2018	<i>Литературный обзор</i>	10
21.02.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.03.2018	<i>Расчёт параметров катодной защиты</i>	15
02.03.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
11.03.2018	<i>Социальная ответственность</i>	15
20.04.2018	<i>Приложение на иностранном языке</i>	15
28.04.2018	<i>Заключение</i>	5
07.05.2018	<i>Презентация</i>	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ИШПР	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 141 с., 19 рис., 32 табл., 51 источник, 1 прил.

Коррозия, магистральный трубопровод, отказ трубопровода, электрохимическая защита, станция катодной защиты, минимальный и максимальный защитный потенциал, анодный заземлитель.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «ЦППН-4 – НПС Раскино»

Цель работы – изучение методов оптимального регулирования режимов работы станций катодной защиты и доказательство соблюдения критериев безопасности и надёжности при оптимизации режима работы станций катодной защиты на магистральном нефтепроводе.

В процессе исследования проводились расчеты параметров катодной защиты магистрального нефтепровода, применение метода оптимизации работы станции катодной защиты. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности проведения работ по обслуживанию станций катодной защиты, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведён расчёт плеча защиты соседних станций катодной защиты с отключаемой станцией на участке магистрального трубопровода. На основании полученных результатов было выявлено, что отключение (вывод в резерв) станции катодной защиты на трубопроводе не нарушает безопасную эксплуатацию на рассматриваемом участке, а также экономически эффективно.

Область применения: магистральные трубопроводы с применением активной электрохимической защиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВКО - высокая коррозионная опасность;
- КЗП - катодно-защищаемая поверхность;
- КИП - контрольно-измерительный пункт;
- КПД - коэффициент полезного действия;
- ЛЭП - линия электропередач;
- НТД - нормативно-техническая документация;
- НИИ - научно-исследовательский институт;
- НПС - нефтеперекачивающая станция;
- МН - магистральный нефтепровод;
- МТ - магистральный трубопровод;
- ООО - общество с ограниченной ответственностью;
- ОАО - открытое акционерное общество;
- ПАО - публичное акционерное общество;
- ПКО - повышенная коррозионная опасность;
- ПП - промышленная площадка;
- СКЗ - станция катодной защиты;
- ТНН - транспорт нефти и нефтепродуктов;
- УКЗ - установка катодной защиты;
- УКО - умеренная коррозионная опасность;
- ЦППН - цех подготовки и перекачки нефти;
- ЭС - электрод сравнения;
- ЭХЗ - электрохимическая защита.

Содержание

Введение.....	14
Глава 1. Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии.....	16
1.1. Актуальность темы диссертации.....	16
1.2. Анализ нормативно-технической документации	18
1.3. Литературный обзор	24
1.4. Патентный обзор	28
1.5. Заключение по разделу.....	33
Глава 2. Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии.....	34
2.1. Классификация коррозионных процессов.....	34
2.2. Статистика аварий магистральных нефтепроводов в России и за рубежом из-за коррозионных дефектов.....	38
2.3. Существующие методы борьбы с коррозией нефтепроводов.....	43
2.4. Условия эксплуатации и коррозионное состояние магистральных нефтепроводов.....	54
2.5. Методы контроля и управления защищенностью средствами противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов	57
2.6. Обзор существующих методик оптимизации работы средств ЭХЗ.....	61
2.7. Заключение по разделу.....	67
Глава 3. Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода.....	68
3.1. Характеристика магистрального нефтепровода «Цех подготовки и перекачки нефти-4 - Нефтеперекачивающая станция Раскино»	68
3.2. Анализ полученных данных с катодных станций магистрального нефтепровода «ЦППН-4 - НПС Раскино»	70
3.3. Возможность применения метода оптимального регулирования режимов станций катодной защиты от коррозии	76
3.4. Анализ системы оптимизации станций катодной защиты и основных алгоритмов оптимизации	76
3.5. Определение возможности отключения (вывода в резерв) станций катодной защиты	78
3.6. Заключение по разделу.....	83

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	84
4.1. Расчёт затрат времени, оборудования и материалов, заработной платы	85
4.1.1 Расчёт затрат времени	85
4.1.2 Оборудование	85
4.1.3 Материалы	87
4.1.4 Затраты на оплату труда.....	89
4.1.5 Затраты на страховые взносы	91
4.2 Затраты на замену трубопровода	94
Глава 5. Социальная ответственность.....	96
5.1. Профессиональная социальная безопасность	97
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	97
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	106
5.2. Экологическая безопасность.....	110
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	112
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	114
Заключение	115
Список использованных источников	117
Приложение I.....	123

Введение

Магистральные нефтепроводы эксплуатируются в различных климатических условиях, грунтах различной коррозионной активности, а также в морской воде.

Коррозия металла труб происходит как снаружи под воздействием почвенного электролита, так и внутри, вследствие примесей влаги, сероводорода и солей, содержащихся в транспортируемом углеводородном сырье. Коррозия металлических сооружений наносит большой материальный и экономический ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает межремонтные сроки оборудования, вызывает дополнительные потери транспортируемого продукта.

Для обеспечения антикоррозионной защиты нефтепроводов используется комплексное сочетание пассивной (изоляционные покрытия) и активной (электрохимической) защиты. Критерием оценки эффективности ЭХЗ является защитный потенциал и защитная плотность тока, которые зависят от физико-химических свойств коррозионной среды и могут меняться в широких пределах.

Защита трубопроводов осуществляется за счет поддержания минимального (отрицательного) защитного потенциала на концах зоны защиты. Завышение защитных потенциалов относительно значений, необходимых для оптимальной степени защиты магистральных нефтепроводов от коррозии, приводит к отрицательному эффекту «перезащиты», перерасходу электроэнергии и в целом значительно удорожает эксплуатацию системы катодной защиты.

					<i>Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кривошеин С.Д.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					14	141
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ72		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

В свою очередь «недозащита» нефтепроводов приводит к повышению скорости коррозионного поражения стенки трубопровода и как результат, к преждевременному выходу его из строя.

Существующие системы управления станциями катодной защиты работают по одному заданному параметру без адаптации к изменяющимся условиям нагрузки, что в целом снижает эффективность применения устройств ЭХЗ. Основными параметрами работы станций катодной защиты являются напряжение «труба-земля» и поляризационный потенциал. При этом контроль защитного потенциала ведется только в точке дренажа, что не позволяет системе реагировать на изменения параметров нагрузки по трассе трубопровода. Кроме того, на ряде объектов, степень защищенности которых составляет 100%, тем не менее, обнаруживаются коррозионные дефекты.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

Глава 1. Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии

1.1. Актуальность темы диссертации

Магистральные нефтепроводы в процессе эксплуатации испытывают воздействие переменных механических нагрузок, что, в частности, обусловлено нестационарным характером нагружения этих металлоконструкций внутренним давлением. Кроме того, металл труб из углеродистых и низколегированных сталей, контактирует с агрессивными средами различных составов. В этих условиях эксплуатации происходит ускоренное накопление повреждений структуры металла, что влечет за собой ухудшение механических свойств трубных сталей, а также образование трещин, которые в дальнейшем способствуют разрушению конструкции в целом.

В современных условиях защита от коррозии подземных стальных трубопроводов является одним из важнейших способов обеспечения их безотказной работы. Анализ результатов коррозионных обследований и внутритрубной диагностики показывает, что вследствие подготовки нефти и газа к транспортировке по магистральным трубопроводам, доля коррозионных дефектов на внутренней поверхности не превышает 6% от доли коррозионных дефектов, обнаруживаемых на внешней катоднозащищаемой поверхности, где: 31,7% - коррозионные язвы и питтинги; 68,3% - стресс-коррозионные трещины. Это свидетельствует о низкой эффективности электрохимической защиты трубопроводов [1].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты</i>		
Разраб.		Кривошеин С.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				16	141
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ72		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					

До настоящего времени нет методов, позволяющих количественно контролировать остаточную скорость коррозии и степень электролитического наводороживания стенки трубопроводов при различных потенциалах катодной защиты.

Ситуация на сегодняшний день такова, что значительная часть трубопроводных систем (до 65 %) исчерпала установленный ресурс и вступает в период интенсификации потока отказов. При этом следует отметить, что основными причинами высокой аварийности технологических трубопроводных систем являются коррозионные повреждения (по литературным данным до 30 % от общего количества аварий). Проблема усугубляется еще и тем, что по условиям эксплуатации трубопровод, как правило, воспринимает одновременное воздействие механических нагрузок (деформаций), износа и коррозионно-активных сред. Такое совместное воздействие может вызвать ускоренное коррозионно-механическое разрушение трубопроводов за счет общей механохимической коррозии, коррозионного растрескивания, коррозионной усталости и др., которые значительно интенсифицируются под влиянием полей блуждающих токов. Следует отметить, что большинство трубопроводов, подверженных интенсивному внутреннему износу, эксплуатируются без наружной изоляции и методов электрохимической защиты [2].

Исследования, проведенные учеными, показывают, что потери нефти в результате аварийных проливов составляют около 3% от годовой добычи нефти [3].

Ущерб связан с порчей и выходом из строя различных готовых изделий, имеющих стоимость существенно выше стоимости металла, затраченного на их изготовление, а также затратами, связанными с их ремонтом, простоем, нарушением технологического процесса и потерей продукции.

Кроме прямых затрат и косвенных потерь (снижение производительности и к.п.д. оборудования, загрязнение и снижение качества продукции и т.п.) существуют не поддающиеся оценке последствия коррозии: загрязнение окружающей среды, связанное с утечками нефтепродуктов, газов, хими-

					<i>Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i> 17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ческих веществ, а также ухудшение условий труда и возникновение аварийных ситуаций в связи с вынужденным выходом из строя оборудования.

Потери от коррозии огромны и сопоставимы с затратами на развитие крупнейших отраслей промышленности и непрерывно возрастают, т.к. по мере развития экономики стран и интенсификации технологических процессов возрастает металлический фонд, подлежащий защите, осваиваются новые производства, использующие металлы в условиях повышенной агрессивности среды и более сложных параметров эксплуатации [1].

Указанные проблемы трубопроводного транспорта определяют актуальность темы научно - исследовательской работы, связанной с изучением методов защиты от коррозии современных трубопроводных систем.

1.2. Анализ нормативно-технической документации

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации.

Согласно [4] можно выделить основные положения антикоррозионных покрытий.

При всех способах прокладки (кроме надземной) газопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации

Тип, конструкция и материал защитного покрытия и средства электрохимической защиты трубопроводов от коррозии должны быть определены в проекте защиты, который разрабатывается одновременно с проектом нового или реконструируемого трубопровода.

Противокоррозионную защиту трубопроводов осуществляют:

					<i>Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i> 18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- покрытиями на основе полимерных материалов (полиэтилена, термоусаживающихся и терморезистивных полимеров и др.), наносимыми в заводских и базовых условиях по соответствующей НТД;
- покрытиями на основе термоусаживающихся материалов, липких полимерных лент, битумных и асфальтосмолистых мастик, наносимыми в базовых и трассовых условиях по соответствующей НТД;
- стеклоэмалевыми покрытиями, наносимыми шликерным или порошковым способами в заводских условиях [4].

Допускается применять защитные покрытия (грунтовочные, изоляционные и оберточные материалы), НТД на которые устанавливает соответствие этих покрытий и материалов требованиям настоящего стандарта.

В проекте должны учитываться возможные изменения условий коррозии трубопровода.

Допускается применять покрытия:

- на основе липких полимерных лент на трубопроводах диаметром не более 820 мм;
- на основе битумов на трубопроводах диаметром не более 820 мм;
- стеклоэмалевые покрытия на трубопроводах диаметром не более 530 мм [4].

Защиту от коррозии следует проектировать в соответствии с [4] или признанными международными стандартами.

Для изоляции сварных стыков труб с заводской полиэтиленовой изоляцией следует применять термоусаживающиеся материалы.

Изоляционное покрытие на законченных строительством участках трубопроводов подлежит контролю на соответствие [4] и ведомственной документации на соответствующий вид защитного покрытия [5].

Для подземных стальных технологических трубопроводов и их элементов должна быть предусмотрена комплексная защита от коррозии изоляционным покрытием (пассивная защита) и средствами электрохимической

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист 19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

защиты (активная защита) независимо от коррозионной агрессивности грунтов.

В проектах запрещается предусматривать:

- пленочную изоляцию подземных трубопроводов;
- стекловату, шлаковату и стеклоткань для теплошумоизоляции надземных трубопроводов.

На трубопроводах с любым видом покрытия, прокладываемых под автомобильными или железными дорогами, на подводных переходах, а также в скальных грунтах, помимо защитной обертки следует применять жесткую футеровку из негниющих материалов, обетонирование, опорные или фиксирующие элементы в соответствии с НТД, обеспечивающие требуемую защиту покрытий от механических повреждений.

Технические решения проекта, строительство и эксплуатация комплексной защиты трубопроводов от коррозии не должны оказывать вредного влияния на окружающую среду [4].

В таблице 1.1 представлен обзор нормативно-технической документации.

Таблица 1.1 - Обзор нормативно-технической документации

Обозначение НТД	Наименование НТД	Организация разработчик	Дата утверждения	Дата начала действия
РД-29.035.00-КТН-080-10	Инструкция по контролю состояния изоляции магистральных нефтепроводов методом катодной поляризации	ПАО «Транснефть»	26.03.2010	01.04.2010

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СТТ- 29.020.00- КТН-088-10	Трубопроводная система "Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО). Защита станций катодной защиты от несанкционированного доступа. Специальные технические требования	ПАО «Транснефть»	31.03.2010	12.04.2010
РД- 91.200.00- КТН-102-10	Инструкция по определению сплошности изоляции трубопровода методом катодной поляризации на многолетнемерзлых и скальных грунтах	ПАО «Транснефть»	30.03.2010	04.05.2010
РД- 23.020.00- КТН-184-10	Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов	ПАО «Транснефть»	02.08.2010	03.08.2010
РД- 29.100.99- КТН-193-12	Методика оценки эффективности противокоррозионной защиты объектов трубопроводного транспорта	ООО "НИИ ТНН"	25.10.2012	01.12.2012
РД- 29.100.99- КТН-194-12	Методика расчета оптимальных режимов работы станций катодной защиты системы электрохимической защиты магистральных и технологических трубопроводов с учетом фактического состояния антикоррозионных покрытий трубопроводов	ООО "НИИ ТНН"	25.10.2012	01.12.2012

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист 21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РД-29.100.99-КТН-195-12	Методика определения мест рационального расположения станций катодной защиты и точек дренажа с учетом фактического состояния антикоррозионных покрытий магистральных трубопроводов	ООО "НИИ ТНН"	25.10.2012	01.12.2012
РД-29.240.00-КТН-197-13	Порядок организации работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдоль трассовых линий электропередачи и средств электрохимической защиты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	ООО "НИИ ТНН"	05.12.2013	03.03.2014
РД-29.100.00-КТН-038-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Протяженные анодные заземлители. Методы диагностирования и определение мест повреждений	ООО "НИИ ТНН"	17.02.2014	31.03.2014
РД-23.040.00-КТН-088-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионная защита надземных трубопроводов, конструкций и оборудования. Требования к нанесению	ООО "НИИ ТНН"	30.06.2014	01.09.2014

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист 22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РД-25.220.01-КТН-112-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионная защита подземных трубопроводов и оборудования. Требования к нанесению	ООО "НИИ ТНН"	29.07.2014	01.11.2014
РД-25.220.01-КТН-212-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионная защита сварных стыков трубопроводов. Требования к нанесению	ООО "НИИ ТНН"	19.12.2014	01.02.2015
РД-25.220.01-КТН-243-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Антикоррозионная защита портовых сооружений. Требования к нанесению	ООО "НИИ ТНН"	19.12.2014	01.02.2015
РД-29.200.00-КТН-047-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Обследование коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	ООО "НИИ ТНН"	10.04.2014	21.04.2014
РД-25.220.01-КТН-065-14	Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оценка антикоррозионных покрытий резервуаров.	ООО "НИИ ТНН"	30.01.2014	15.05.2014

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

1.3. Литературный обзор

В таблице 1.2 представлен обзор литературы по исследуемой теме. Исследуемая литература описывает виды, основные сведения и процесс коррозии, основные признаки и особенности коррозионного разрушения способы защиты от коррозии (активная и пассивная защита трубопроводов), характеристики противокоррозионных защитных материалов, и многие другие вопросы противокоррозионной защиты трубопроводов и вспомогательного оборудования для перекачки нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.2 - Список литературы по противокоррозионной защите

Наименование	Авторы	Аннотация	Год выпуска
Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии	Зиневич А.М.	В книге излагаются основные сведения о коррозии трубопроводов и резервуаров, освещаются методы защиты от коррозии изоляционными покрытиями, протекторами, катодными станциями и электродренажными установками.	1975
Защита от коррозии резервуаров, цистерн, тары и трубопроводов.	Лыков М.В.	В книге изложены методы защиты от коррозии внутренней поверхности емкостей и трубопроводов (используемых для хранения и транспортирования нефтепродуктов) бензостойкими лакокрасочными, полимерными, металлическими, а также комбинированными покрытиями.	1978
Катодная защита от коррозии.	Бэкман В., Швенк В.	В книге представлен материал об электрохимических методах катодной защиты от коррозии. Приведены методы пассивной и катодной защиты, данные о гальваническом влиянии высокого напряжения.	1984

					Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии	Лист 24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров.	Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И.	В книге приведены основные понятия о коррозионных процессах, происходящих при эксплуатации металлических сооружений и оборудования для транспортировки и хранения нефти, нефтепродуктов и газа в условиях взаимодействия с агрессивной окружающей средой.	1978
Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем.	Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В.	В книге обобщен комплекс вопросов, посвященных повышению коррозионно-механической стойкости нефтегазовых трубопроводных систем. Приводятся современные представления о механизмах протекания наиболее распространенных видов коррозионного разрушения.	1997
Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии.	Гутман Э.М., Низамов К.Р.	Даны методика коррозионных измерений и необходимые сведения об измерительной технике. Приведены данные о локальной катодной защите. Рассмотрены вопросы диагностики и прогнозирования долговечности трубопроводов.	1983
Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии.	Саакиян Л.С.	Условия протекания коррозионных процессов и характер разрушения газонефтепромыслового оборудования. Конструкционные материалы для нефтяной и газовой промышленности. Влияние конструктивных особенностей на коррозионное разрушение узлов оборудования.	1985
Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров.	Кузнецов М.В., Тугунов П.И.	Общие сведения о защите трубопроводов от коррозии. Активная и пассивная защита трубопроводов от коррозии. Противокоррозионные защитные материалы.	1992
Коррозия и защита от коррозии.	Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В.	Настоящая книга является первым полномасштабным учебным изданием по коррозии для химических и машиностроительных специальностей высших учебных заведений. В основу учебного пособия положены программы дисциплин "Коррозия и защита металлов" и "Химическое сопротивление материалов»	2002

Новые противокоррозионные материалы в строительстве.	Войтович В.А.	Описано сочетание протекторной защиты с лакокрасочной; биокоррозия и борьба с ней, а также некоторые советы по технике безопасности при работе с противокоррозионными материалами.	1980
Электрохимическая коррозия.	Маттссон Э.	Приведены сведения о видах коррозии, о средах, ее вызывающих, а также о мерах защиты и предотвращения коррозии. Рассмотрены коррозионные характеристики наиболее часто используемых металлов.	1991
Коррозия отступает: Обеспечение надёжности подземных сооружений.	Бутырский А. П., Аитов И. Л., Тугунов П. И.	Задача книги - ознакомить инженерно-технических работников, проектировщиков, мастеров с положительными аспектами и недостатками существующих схем, а также с новыми средствами электрохимической защиты подземных металлических сооружений.	1983
Сооружение трубопроводов. Защита от коррозии.	Мустафин, Ф.М., М.В. Кузнецов, Л.И. Быков.	Рассмотрены вопросы капитального ремонта газопроводов и нефтепроводов с заменой наружного защитного покрытия. Уделено внимание эксплуатации систем ЭХЗ, безопасности труда и охране окружающей среды при работах по защите трубопроводов от коррозии.	2004
Прочность газопромышленных труб в условиях коррозионного износа.	Гутман Э. М., Зайнуллин Р. С., Шаталов А. Т., Зарипов Р. А.	Расчет предельной несущей способности и долговечности труб. Исследование коррозионных процессов пластически деформированного металла. Деформированное состояние и несущая способность труб при статическом нагружении.	1984
Коррозионная стойкость оборудования химических производств.	Строкан Б.В., Сухотин А.М.	Описаны методы коррозионных испытаний применительно к условиям эксплуатации химической аппаратуры, технология основных видов противокоррозионных работ.	1988
Защита трубопроводов от коррозии.	Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров.	Приведены основные сведения по защите трубопроводов от коррозии, в том числе рассмотрены способы защиты от внутренней коррозии, применяемые защитные материалы и покрытия, способы электрохимической защиты.	2007

Повышение коррозионной стойкости нефтегазопромыслового оборудования.	Саакиян Л.С.	Коррозия и защита оборудования для добычи газа. Характеристика конструкционных материалов для оборудования добычи газа. Коррозия и защита оборудования для поддержания пластового давления.	1988
Механохимия металлов и защита от коррозии.	Гутман Э.М.	Изложены основы механохимии твердого тела применительно к проблеме защиты деформированных металлов от коррозии. Предпринята попытка количественного анализа механохимических явлений на границе фаз твердое тело - жидкость.	1981
Ингибиторы коррозии металлов.	Антропов Л.И.	В книге описан опыт применения ингибиторов - веществ, введение которых в небольших количествах в коррозионную среду или в упаковочные материалы обеспечивает надежную антикоррозионную защиту в любых агрессивных средах.	1981
Коррозия под напряжением.	Петров Л.Н., Сопрунюк Н.Г.	В монографии освещены основные признаки и особенности коррозионно-механического разрушения, коррозионного растрескивания, коррозионной усталости, фреттинг-коррозии и коррозионной кавитации.	1986
Курс теории коррозии и защиты металлов.	Жук Н.П.	Учебное пособие для студентов металлургических вузов и факультетов. Может быть полезно техническим работникам проектных организаций, исследовательских институтов, металлургических заводов, предприятий химической промышленности, занимающимся защитой металлов от коррозии.	1976
Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов	Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С. Рафиков	Рассмотрен комплекс вопросов, связанных со строительством, обслуживанием и ремонтом систем трубопроводного транспорта углеводородных продуктов. Уделено внимание конструктивным решениям, выбору трассы магистрального трубопровода, технологическим расчетам трубопроводов различного назначения.	2008

1.4. Патентный обзор

Были найдены и рассмотрены патенты на изобретения, касающиеся защиты нефтепроводов от коррозии (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Патентный обзор

Название и краткое описание патента	Дата публикации	Преимущества	Недостатки
Металлическая труба с внутренней пластмассовой трубой. Металлическая труба, содержащая внутри концов трубы защитные втулки, которыми закреплены концы пластмассовой трубы, концы металлической трубы изнутри плакированы оболочками коррозионно-стойкой стали, где их внутренние концы перекрывает пластмассовая труба, закрепленная защитными втулками к внутренней поверхности концов металлической трубы через оболочки из коррозионно-стойкой стали (рисунок 1.1) [6].	10.11.2014	Защитные втулки изготовлены из коррозионно-стойкой стали	Угроза повреждения диагностическим прибором, сужение сечения трубопровода в местах установки втулки
Сварное соединение труб с внутренним покрытием. Сварное соединение труб с внутренним покрытием содержит втулку подкладную и герметик. Втулка подкладная выполнена составной, состоящей из двух втулок. Втулка внутренняя изготовлена из коррозионно-стойкой стали, а втулка наружная - из углеродистой или низколегированной марки стали. Втулка подкладная закреплена через втулку наружную к трубопроводу сварным соединением труб, а втулка внутренняя имеет большую длину, чем втулка наружная, и выступающие концы втулки внутренней перекрывают внутреннее покрытие труб (рисунок 1.3) [7].	08.02.2014	Повышение надежности защиты сварного шва и околшовной зоны соединенных труб в трубопроводе от коррозии.	Угроза повреждения диагностическим прибором, сужение сечения трубопровода в местах установки втулки

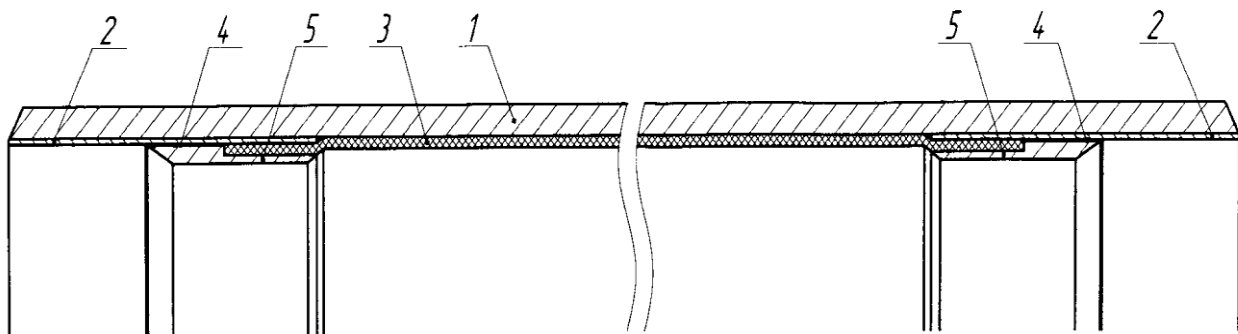
<p>Способ защиты от коррозии зоны сварного соединения трубопровода с внутренним защитным покрытием. Способ защиты от коррозии зоны сварного соединения трубопровода с внутренним защитным покрытием, содержит втулку подкладную, установленную в зоне соединения трубопровода, при этом длина втулки внутренней больше, чем наружной, и на выступающие концы втулки внутренней наносят герметик, а втулку подкладную приваривают через втулку наружную к трубопроводу [78] (рисунок 1.2).</p>	<p>20.11.2014</p>	<p>Повышение качества защиты от коррозии сварных соединений трубопроводов с внутренним покрытием и упрощение технологии сборки соединения.</p>	<p>Угроза повреждения диагностическим прибором, сужение сечения трубопровода в местах установки втулки</p>
<p>Способ защиты стали от коррозии в минерализованных водно-нефтяных средах, содержащих диоксид углерода Изобретение относится к области защиты металлов от коррозии и может быть использовано при защите от коррозии трубопроводов.Способ включает добавление в минерализованную водно-нефтяную среду, содержащую диоксид углерода [9].</p>	<p>27.07.2014</p>	<p>Степень защиты стали составляет 93,7 - 96,0%, снижение скорости коррозии стали в 15-25 раз.</p>	<p>Сложность получения состава</p>
<p>Способ определения скорости коррозии металлических сооружений и устройство для реализации. Способ определения скорости коррозии подземных сооружений, включающий размещение устройства для оценки скорости коррозии в коррозионной среде, возбуждение ультразвуковых колебаний в образце-свидетеле, прием отраженных от поврежденной коррозией поверхности образца-свидетеля эхо-сигналов, анализ эхо-сигналов, расчет толщины образца по времени прихода эхо-сигналов, определение скорости и вида коррозии по изменению значений текущей толщины образца-свидетеля относительно начальной [10].</p>	<p>27.12.2014</p>	<p>Определение скорости и вида коррозии</p>	<p>Сложность установки</p>

<p>Труба с внутренним защитным покрытием и втулками из коррозионно-стойкой стали. В трубе с внутренним защитным покрытием и втулками из коррозионно-стойкой стали последние перекрывают часть внутреннего защитного покрытия трубы и закреплены внутри концов трубы путем их раздачи или обжима концов трубы. Соединение внутренних концов втулок из коррозионно-стойкой стали с концами трубы герметизировано путем склеивания их между собой или размещения между ними упругого эластичного уплотнительного материала [11].</p>	<p>10.02.2015</p>	<p>Повышение надежности защиты от коррозии околошовной зоны соединений труб в трубопроводе</p>	<p>Угроза повреждения диагностическим прибором, сужение сечения трубопровода в местах установки втулки</p>
<p>Устройство для предотвращения коррозии. Устройство для защиты от коррозии металлического объекта содержит узел для создания магнитного поля и магнитопроводы, при этом узел для создания магнитного поля содержит электромагнит, выполненный, по меньшей мере, в виде одного соленоида с возможностью подключения к источнику постоянного или переменного тока, а магнитопровод выполнен с возможностью образования на участке защищаемого объекта замкнутого сердечника[12]. (Рисунок 1.4)</p>	<p>10.04.2015</p>	<p>Рациональное ориентирование магнитного поля на всем протяжении защищаемого объекта и повышение эффективности защиты от коррозии</p>	<p>-</p>

Патенты, которые предлагают использование втулок для защиты сварных швов, не нашли применения в нашей стране, так как у них имеется несколько недостатков:

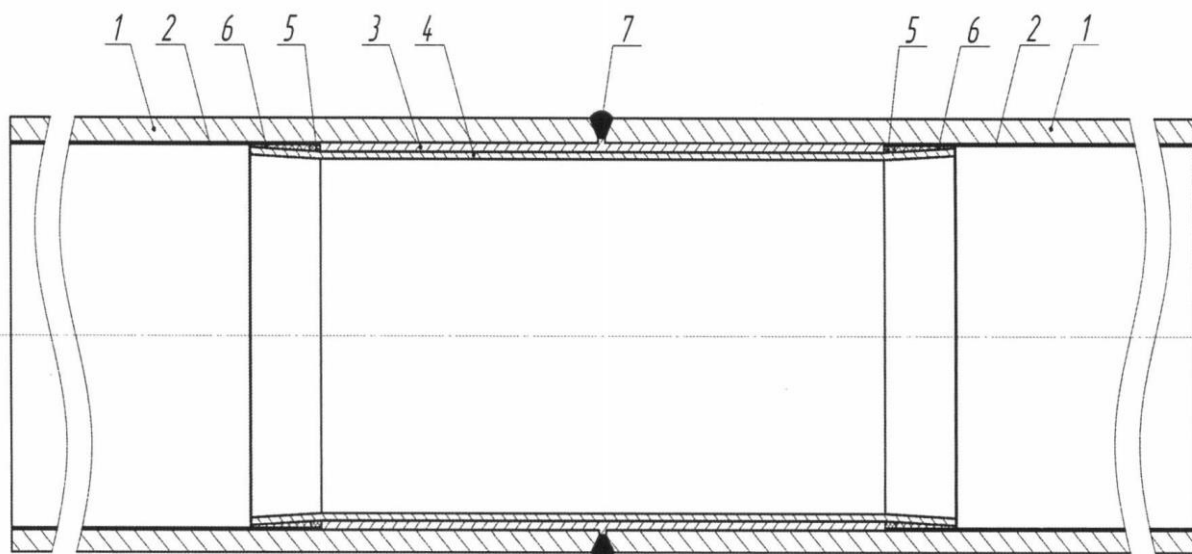
- угроза повреждения диагностическим прибором;
- сужение сечения трубопровода в местах установки втулки;
- сложность установки и закрепления внутренних втулок;
- дополнительные затраты, связанные с доставкой втулок на место

укладки трубопровода.



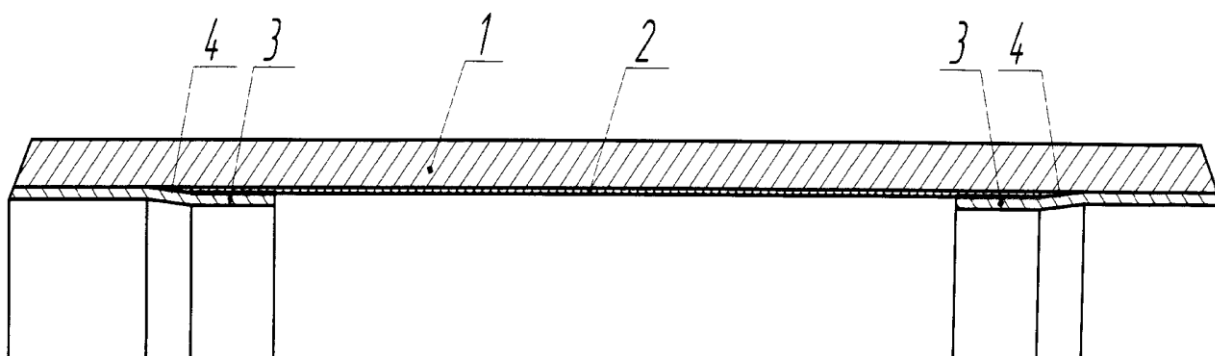
1 - труба; 2 - оболочка из коррозионно-стойкой стали;
3 - пластмассовая труба; 4 - герметик; 5 - защитная втулка

Рисунок 1.1 - Общий вид трубы с внутренней пластмассовой трубой в разрезе



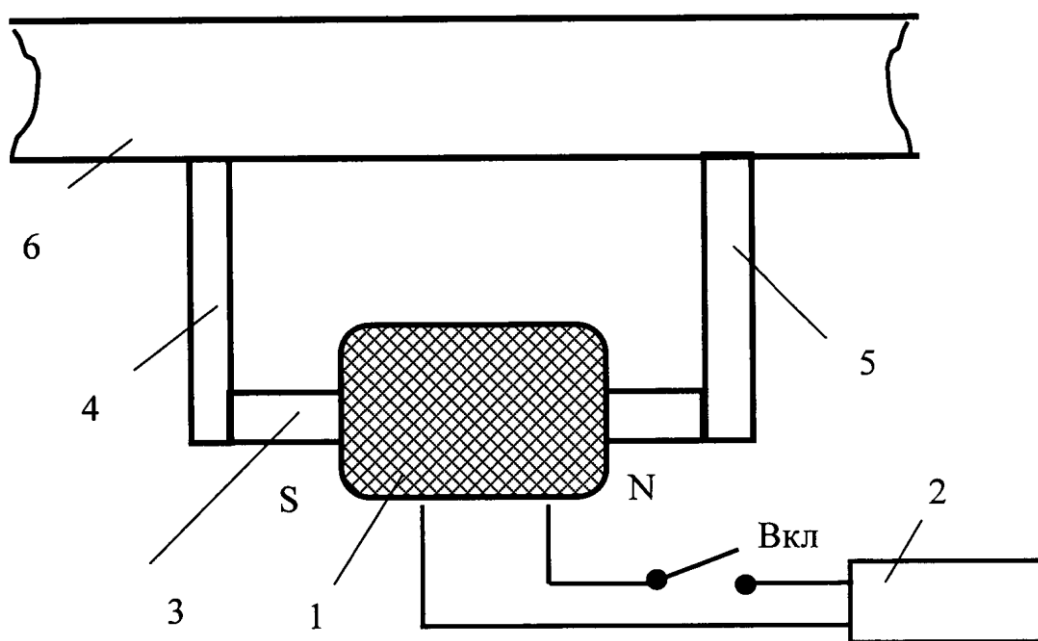
1 - труба; 2- внутреннее покрытие; 3 - внутренняя втулка;
4 - наружная втулка; 5 - кольцо; 6 - герметик; 7 - сварной шов

Рисунок 1.2 - Разрез общего вида трубы со сварным соединением трубопровода с внутренним покрытием



1 - труба; 2 - защитное покрытие; 3 - втулки из коррозионно-стойкой стали;
4 - клей на основе эпоксидных смол

Рисунок 1.3 - Разрез общего вида трубы с внутренним защитным покрытием и втулками из коррозионно-стойкой стали



1 - соленоид; 2 - источник тока; 3 - сердечник; 4,5 - перемычки;
6 - защищаемый объект

Рисунок 1.4 - Общая схема устройства для предотвращения коррозии на основе одного соленоида

1.5. Заключение по разделу

После литературного и патентного обзора можно сделать следующие выводы:

– коррозия трубопроводов занимает первое место по количеству отказов в сфере транспорта нефти и газа (70%), на втором месте брак строительно-монтажных работ (15%), третье и четвертое место занимают механические повреждения и нарушения режима эксплуатации - 10% и 3% соответственно;

– несмотря на все меры, принятые человечеством, в современном мире невозможно остановить процесс коррозии, поэтому необходимо разрабатывать и изучать новые методы защиты трубопроводов от коррозии.

Выделим актуальные направления исследования в области защиты магистральных трубопроводов от коррозии:

– разработка и реализация новых критериев эффективности электрохимической защиты, в том числе совершенствование системы катодной защиты подземных трубопроводов в различных грунтах;

– защита внешней стенки трубы антикоррозионными покрытиями;

– защита внутренней стенки трубы от коррозии;

– повышение ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов на основе применения ингибиторной защиты.

					<i>Актуальность темы и обзор существующей литературы по защите трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

Глава 2. Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии

2.1. Классификация коррозионных процессов

Коррозией (от лат. «corrosio» - «разъедание») металлов называется разрушение их поверхности в результате окисляющего воздействия окружающей среды. В процессе эксплуатации металлических магистральных и промышленных трубопроводов всегда происходит коррозия с образованием и развитием дефектов под воздействием внешних и внутренних факторов (воздействие коррозионной среды, статических и динамических напряжений, температуры и т.д.) и, как следствие, их разрушение. Коррозионное состояние трубопроводов определяется степенью коррозионного влияния на них окружающей среды и уровнем защиты от этого влияния [13].

2.1.1 По виду коррозионных разрушений.

Коррозию, захватившая всю поверхность металла, называется сплошной. Её делят на равномерную и неравномерную в зависимости от того, одинакова ли глубина коррозионного разрушения на разных участках. При местной коррозии поражения локальны и оставляют практически незатронутой значительную (иногда подавляющую) часть поверхности. В зависимости от степени локализации различают коррозионные пятна, язвы и точки (питтинг). Точечные поражения могут дать начало подповерхностной коррозии, распространяющейся в стороны под очень тонким (например, наклёпанным) слоем металла, который затем вздувается пузырями или шелушится. Наиболее опасные виды местной коррозии - межкристаллитная (интеркристаллитная), которая, не разрушая зёрен металла, продвигается вглубь по их менее стойким границам, и транскристаллитная, рассекающая металл трещиной прямо через зёрна.

					<i>Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кривошеин С.Д.</i>				<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Медведев В.В.</i>						34	141
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ72		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

Почти не оставляя видимых следов на поверхности, эти поражения могут приводить к полной потере прочности и разрушению детали или конструкции. Близка к ним по характеру ножевая коррозия, словно ножом разрезающая металл вдоль сварного шва при эксплуатации некоторых сплавов в особо агрессивных растворах. Иногда специально выделяют поверхностную нитевидную коррозию, развивающуюся, например, под неметаллическими покрытиями, и послойную коррозию, идущую преимущественно в направлении пластической деформации. Специфична избирательная коррозия, при которой в сплаве могут избирательно растворяться даже отдельные компоненты твёрдых растворов (например, обесцинкование латуней) [14].

2.1.2 По механизму реакций взаимодействия металла со средой.

Коррозия является химической, если после разрыва металлической связи атомы металла непосредственно соединяются химической связью с теми атомами или группами атомов, которые входят в состав окислителей, отнимающих валентные электроны металла. Химическая коррозия возможна в любой коррозионной среде, однако чаще всего она наблюдается в тех случаях, когда коррозионная среда не является электролитом (газовая коррозия, коррозия в неэлектропроводных органических жидкостях). Скорость её чаще всего определяется диффузией частиц металла и окислителя через поверхностную плёнку продуктов коррозии (высокотемпературное окисление большинства металлов газами), иногда - растворением или испарением этой плёнки, её растрескиванием, и изредка - конвективной доставкой окислителя из внешней среды (при очень малых его концентрациях) [15].

Коррозия является электрохимической, если при выходе из металлической решётки образующийся катион вступает в связь не с окислителем, а с другими компонентами коррозионной среды; окислителю же передаются электроны, освобождающиеся при образовании катиона. Такой процесс возможен в тех случаях, когда в окружающей среде существуют два типа реагентов, из которых одни (сольватирующие или комплексообразующие) способны соединяться устойчивыми связями с катионом металла без участия его

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

валентных электронов, а другие (окислители) могут присоединять валентные электроны металла, не удерживая около себя катионы. Подобными свойствами обладают растворы или расплавы электролитов, где сольватированные катионы сохраняют значительную подвижность. Таким образом, при электрохимической коррозии удаление атома из металлической решётки (что составляет суть любого коррозионного процесса) осуществляется в результате двух независимых, но сопряжённых, связанных между собой электрическим балансом, электрохимических процессов: анодного - переход сольватируемых катионов металла в раствор, и катодного - связывание окислителем освобождающихся электронов. Отсюда следует, что процесс электрохимической коррозии можно замедлить не только путём непосредственного торможения анодного процесса, но также воздействуя на скорость катодного. Наиболее распространены два катодных процесса: разряд водородных ионов и восстановление растворённого кислорода, которые часто называют соответственно водородной и кислородной деполяризацией [16].

Анодный и катодный процессы с той или иной вероятностью и в той или иной последовательности протекают в любых точках металлической поверхности, где катионы и электроны могут взаимодействовать с компонентами коррозионной среды. Если поверхность однородна, то катодные и анодные процессы равновероятны по всей её площади; в таком идеальном случае коррозию называют гомогенно-электрохимической. В действительности на металлических поверхностях существуют участки с различными условиями доставки реагирующих компонентов, с разным энергетическим состоянием атомов или с различными примесями. На таких участках возможно более энергичное протекание либо анодного, либо катодного процессов, и коррозия становится гетерогенно-электрохимической [13].

2.1.3 По типу коррозионной среды.

Некоторые коррозионные среды и вызываемые ими разрушения столь характерны, что по названию этих сред классифицируются и протекающие в них коррозионные процессы.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Как правило, металлические изделия и конструкции подвергаются действию многих видов коррозии - в этих случаях говорят о действии так называемой смешанной коррозии.

Газовая коррозия - коррозия в газовой среде при высоких температурах.

Атмосферная коррозия - коррозия металла в условиях атмосферы при влажности, достаточной для образования на поверхности металла пленки электролита (особенно в присутствии агрессивных газов или аэрозолей кислот, солей и т.д.). Особенностью атмосферной коррозии является сильная зависимость ее скорости и механизма от толщины слоя влаги на поверхности металла или степени увлажнения образовавшихся продуктов коррозии [14].

Жидкостная коррозия - коррозия в жидких средах. По условиям воздействия жидкой среды на металл этот тип коррозии также характеризуется как коррозия при полном погружении, при неполном погружении, при переменном погружении, имеющие свои характерные особенности.

Подземная коррозия - коррозия металла в грунтах и почвах. Характерной особенностью подземной коррозии является большое различие в скорости доставки кислорода (основной деполяризатор) к поверхности подземных конструкций в разных почвах (в десятки тысяч раз) [17].

2.1.4 По характеру дополнительных воздействий.

Коррозия под напряжением развивается в зоне действия растягивающих или изгибающих механических нагрузок, а также остаточных деформаций или термических напряжений и, как правило, ведёт к транскристаллитному коррозионному растрескиванию, которому подвержены, например, стальные тросы и пружины в атмосферных условиях, углеродистые и нержавеющие стали в паросиловых установках, высокопрочные титановые сплавы в морской воде и т. д. При знакопеременных нагрузках может проявляться коррозионная усталость, выражающаяся в более или менее резком понижении предела усталости металла в присутствии коррозионной среды. Коррозионная эрозия (или коррозия при трении) представляет собой ускоренный

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

износ металла при одновременном воздействии взаимно усиливающих друг друга коррозионных и абразивных факторов (трение скольжения, поток абразивных частиц и т. п.). Родственная ей кавитационная коррозия возникает при кавитационных режимах обтекания металла агрессивной средой, когда непрерывное возникновение и «захлопывание» мелких вакуумных пузырьков создаёт поток разрушающих микрогидравлических ударов, воздействующих на поверхность металла. Близкой разновидностью можно считать и фреттинг-коррозию, наблюдаемую в местах контакта плотно сжатых или катящихся одна по другой деталей, если в результате вибраций между их поверхностями возникают микроскопические смещения сдвига [2].

Утечка электрического тока через границу металла с агрессивной средой вызывает в зависимости от характера и направления утечки дополнительные анодные и катодные реакции, могущие прямо или косвенно вести к ускоренному местному или общему разрушению металла (коррозия блуждающим током). Сходные разрушения, локализуемые вблизи контакта, может вызвать соприкосновение в электролите двух разнородных металлов, образующих замкнутый гальванический элемент, - контактная коррозия.

Принято выделять также биологическую коррозию, идущую под влиянием продуктов жизнедеятельности бактерий и других организмов, и радиационную коррозию - при воздействии радиоактивного излучения [1].

2.2. Статистика аварий магистральных нефтепроводов в России и за рубежом из-за коррозионных дефектов

В системе ПАО «Транснефть» эксплуатируется около 73 тыс. км. трубопроводов, перекачивающих нефть и нефтепродукты. С учетом показателя добычи нефти на территории Российской Федерации в 2017 году, который составил 505,10 млн. т., по системе магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» было перекачано более 466 млн. т. сырья, что определяет доминирующее положение компании в области транспорта нефти.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						38
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Единая система МН ПАО «Транснефть» является крупнейшей в мире и непрерывно расширяется, охватывая новые регионы на территории России.

Основная часть МН (73 %) была построена более 20 лет назад. Поэтому технологическая политика компании связана со стратегической установкой на сохранение долговременного потенциала действующей системы МН. Сравнение данных об авариях за 1999–2014 годы показывает, что значительно снизилось количество аварий вследствие коррозии металла труб, заводского дефекта труб, по причине допущения ошибок со стороны эксплуатационного персонала. За эти годы подавляющее число аварий и инцидентов произошло в результате хозяйственной деятельности сторонних предприятий, организаций и отдельных лиц. Обострилась проблема криминальных действий преступных групп с целью хищения нефти из трубопроводов, материалов и оборудования на линейной части МН.

Задача обеспечения надежности стареющих трубопроводов является важнейшей для ПАО «Транснефть». Ее решение – это для компании каждодневная работа, которая велась всегда и продолжает выполняться с учетом новых, более жестких требований к экологической безопасности [8].

Большая часть МН имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций на МН [4].

Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий - минимизирована.

Как правило, большинство дефектов на нефтепроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами (рисунок 2.1).

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Рисунок 2.1 - Суммарное распределение причин аварий на магистральных нефтепроводах по данным Ростехнадзора на 2006-2016 год

Одной из основных причин отказов протяженных подземных трубопроводных систем является коррозионное растрескивание под напряжением, называемое в отечественной терминологии стресс-коррозией, развивающиеся на внешней, катодно-защищенной поверхности подземных нефтепроводов [4].

Совершенно очевидно, что вскрытие нефтепровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность объекта. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилия специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлены на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, МТ без их вскрытия. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, но при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

Анализ результатов расследования аварийных ситуаций, произошедших за последние годы на магистральных нефтепроводах, позволил выявить основные причины их появления (рисунок 2.2).

					Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

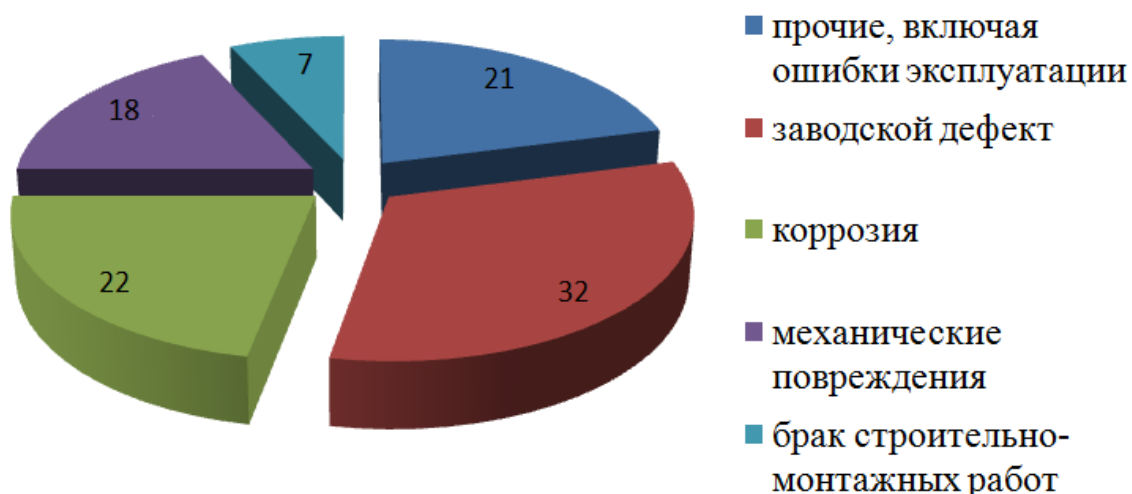


Рисунок 2.2 - Распределение аварий на линейной части нефтепроводов разных диаметров

В последнее время на магистральных нефтепроводах увеличилось число аварий, возникающих в результате внешнего механического воздействия на линейную часть нефтепровода, включающего силовое воздействие механическими средствами, несанкционированное и преднамеренное действие с целью хищения нефти.

По протяженности подземных трубопроводов для транспортировки нефти, газа, воды и сточных вод Россия занимает второе место в мире после США. Однако нет другой страны, где эти трубопроводные магистрали были бы так изношены.

Утечки из трубопроводов приносят стране огромный экономический и экологический ущерб. Группы факторов аварийности магистральных нефтепроводов изображены на рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 - Группы факторов аварийности магистральных нефтепроводов

В каждой группе имеется различное число факторов влияния. К наиболее значимым факторам относятся глубина заложения подземного магистрального нефтепроводов, уровень антропогенной активности, степень защищенности наземного оборудования, технология изготовления и марка стали труб, категория участка по сложности производства работ, природные факторы и т.д.

С определенной точностью можно отметить, что в период 1999–2016 годов на российских трубопроводах среднее число инцидентов и аварий, приходящихся на 1 тыс. км, составило 0,06 отказов в год, что значительно меньше, чем на трубопроводах европейских и американских компаний.

Соотношение причин отказов на отечественных и американских трубопроводах в общем идентично (без учета несанкционированных врезок в России, число которых резко возросло с 2000 года). Однако в России существенно выше (почти в два раза) отказы из-за заводских дефектов и брака при строительно-монтажных работах. В США в полтора раза больше отказов из-за внешних воздействий. В Европе три наиболее важных причины возник-

новения аварийных ситуаций и утечек – внешние воздействия на трубопроводы (36 %), коррозия (29 %) и механические повреждения на западноевропейских нефтепроводах среднее число на 1 тыс. км составило 0,32 отказа в год, на североамериканских - 0,48 отказа в год (24 %) [8].

2.3. Существующие методы борьбы с коррозией нефтепроводов

Продлить срок службы трубопроводов можно, применяя следующие способы защиты:

- изоляцию поверхности металла трубы от агрессивной среды (пассивная защита), т.е. нанесение на поверхность металла слоя химически инертного, относительно металла и агрессивной среды, вещества с высокими диэлектрическими свойствами;

- воздействие на металл с целью повышения его коррозионной устойчивости, т.е. обработка его окислителями, вследствие чего на его поверхности образуется плёнка из продуктов коррозии, например, травление стали персульфатом аммония (NH_4SO_8) при этом на поверхности стали образуется продукт коррозии - магнетит, что увеличивает сопротивление высокопрочных сталей коррозионному растрескиванию (в щелочных средах);

- нанесение на металл конструкции из малостойкого металлического тонкого слоя другого металла, которые обладают меньшей скоростью коррозии в данной среде, например, горячее алюминирование, оцинкование, хромирование;

- воздействие на окружающую среду с целью снижения её агрессивности, т.е. введение в среду ингибитора (замедлителей) коррозии. К этому способу можно отнести очистку воздуха от примесей и осушку его, обработку почвы ядохимикатами, снижают интенсивность жизнедеятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии и т.д.

- активные способы электрохимической защиты применяются для защиты от электрохимической коррозии. Активные способы защиты тру-

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

бопроводов от наружной коррозии предусматривают создание такого электрического тока, в котором весь металл трубопровода, несмотря на неоднородность его включений, становится катодом, а анодом является дополнительно размещенный в грунте металл. Существуют два вида активной защиты трубопроводов от наружной коррозии - протекторная и катодная защита [18].

2.3.1. Пассивная защита труб от коррозии.

Изоляционные покрытия обеспечивают первичную, пассивную защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию «диффузионного барьера», через который затрудняется доступ к металлу коррозионно активных агентов (воды, кислорода воздуха и др.) [19].

Для того чтобы защитное покрытие эффективно выполняло свои функции, оно должно удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются: низкая влаго-кислородо-проницаемость, высокие механические характеристики, высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали, стойкость к катодному отслаиванию, хорошие диэлектрические характеристики, устойчивость покрытия к ультрафиолетовому и тепловому старению. Изоляционные покрытия должны выполнять свои функции в широком интервале температур строительства и эксплуатации трубопроводов, обеспечивая их защиту от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации [20].

Для изоляции нефтепроводов в трассовых условиях в настоящее время наиболее широко применяют три типа защитных покрытий: битумно-мастичные покрытия; полимерные ленточные покрытия; полиэтиленовое покрытие заводского нанесения [21].

Более эффективным наружным антикоррозионным покрытием является заводское трехслойное полиэтиленовое покрытие труб, конструкция которого состоит из двухслойного полиэтиленового покрытия наличием еще одного слоя - эпоксидного праймера. Трехслойное полиэтиленовое покрытие отвечает самым современным техническим требованиям и способно обес-

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

печить эффективную защиту трубопроводов от коррозии на продолжительный период их эксплуатации (до 40-50 лет и более) [21].

Конструкция заводского полипропиленового покрытия аналогична конструкции заводского трехслойного полиэтиленового покрытия труб. Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски, термоплавкие полимерные композиции и термо-свето-стабилизированные композиции полипропилена. Из-за высокой ударной прочности полипропиленового покрытия его толщина может быть на 20-25% меньше толщины полиэтиленового покрытия труб (от 1,8 мм до 2,5 мм).

Для противокоррозионной защиты трубопроводов малых и средних диаметров (до 530 мм) в последние годы довольно широко и успешно используется комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие. Конструктивно покрытие состоит из слоя адгезионной грунтовки, слоя дублированной полиэтиленовой ленты и наружного слоя на основе экструдированного полиэтилена. Общая толщина комбинированного ленточно-полиэтиленового покрытия составляет 2,2-3,0 мм [18].

2.3.2. Особенности и перспективы противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов.

В настоящее время при новом строительстве МН, а также при проведении работ по переизоляции действующих трубопроводов для их противокоррозионной защиты применяются различные изоляционные материалы и конструкции защитных покрытий, начиная от битумно-мастичных трассового нанесения и заканчивая многослойными полимерными покрытиями заводского нанесения. Но при всем имеющемся многообразии защитных покрытий практически невозможно сделать выбор в пользу только одного универсального покрытия, которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям и обеспечивало эффективную защиту трубопроводов от коррозии при различных условиях строительства и эксплуатации.

Выбор изоляционных материалов и оптимальных систем защитных покрытий определяется многими факторами, но в целом очевидно, что

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

наиболее высокими показателями обладают защитные покрытия труб, соединительных деталей и запорной арматуры трубопроводов заводского нанесения. Только в стационарных заводских или базовых условиях можно обеспечить высокое качество подготовки поверхности труб (очистку, технологический нагрев до требуемой температуры) и нанесение защитных покрытий с применением технологий, оборудования и материалов, которые невозможно использовать при трассовом способе изоляции трубопроводов [18].

На сегодняшний день при строительстве МН практически не применяются полимерные ленточные и битумно-мастичные покрытия трассового нанесения. Данные типы защитных покрытий используются лишь при проведении работ по ремонту и переизоляции нефтепроводов. Новое строительство МТ осуществляется с применением труб, фасонных соединительных деталей и задвижек трубопроводов, имеющих заводские покрытия на основе современных полимерных материалов. В трассовых условиях осуществляется только изоляция зоны сварных стыков трубопроводов покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных лент. Конструктивно такое защитное покрытие, наносимое по жидкому двухкомпонентному эпоксидному праймеру, аналогично заводскому полиэтиленовому покрытию и обладает достаточно высокими защитными эксплуатационными свойствами [22].

В последние 7-8 лет общий уровень противокоррозионной защиты трубопроводов значительно повысился за счет внедрения новых технологий, качественных изоляционных материалов, широкого использования при строительстве трубопроводов труб и фасонных деталей с заводскими покрытиями. Современные защитные покрытия при условии выполнения требований по строительству и укладке трубопроводов способны обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации.

Наружные покрытия, используемые для противокоррозионной защиты трубопроводов, должны отвечать определенным техническим требованиям. В Российской Федерации применение наружных покрытий для противокоррозионной защиты магистральных и промышленных трубопроводов

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

(нефтепроводы, газопроводы, продуктопроводы и отводы от них) регламентируется согласно [23]. Требования [23], особенно предъявляемые к заводским полиэтиленовым покрытиям труб, в значительной степени превышают требования аналогичных зарубежных стандартов.

Одновременно с повышением технических требований к защитным покрытиям трубопроводов стандарт предусматривает существенные ограничения на применение полимерных ленточных, битумно-мастичных эпоксидных покрытий труб. Вышеперечисленные защитные покрытия теперь можно использовать только для изоляции трубопроводов диаметром не выше 820 мм.

В качестве заводских покрытий труб при строительстве магистральных нефтепроводов за рубежом чаще всего применяются эпоксидные, полипропиленовые и полиэтиленовые защитные покрытия. В США, Канаде, Великобритании и в ряде других стран наиболее популярны заводские эпоксидные покрытия труб толщиной 350-400 мкм. Покрытия труб на основе порошковых эпоксидных красок обладают высокой адгезией к стали, стойкостью к катодному отслаиванию, повышенной (до 80-100°C) теплостойкостью. В то же время низкая ударная прочность эпоксидных покрытий, особенно при минусовых температурах, в значительной степени ограничивает область их применения. Именно по этой причине заводская изоляция труб порошковыми эпоксидными покрытиями, которая впервые была внедрена на Волжском трубном заводе более 20 лет назад, так и не нашла достаточно широкого применения в нашей стране. Эпоксидные покрытия не выдержали конкуренцию с заводскими полиэтиленовыми покрытиями труб [20].

В зарубежной практике в последние годы все большее предпочтение стали отдавать двухслойным эпоксидным покрытиям труб. Такие покрытия, состоящие из внутреннего изоляционного и наружного защитного слоя общей толщиной 750-1000 мкм, обладают высокой стойкостью к абразивному износу, к истиранию, имеют повышенную ударную прочность, которая

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

практически не изменяется при температурах окружающей среды от + 40°C до - 40°C [21].

Переход на заводскую изоляцию труб и элементов трубопроводов высокоэффективными полиэтиленовыми и полиуретановыми покрытиями в значительной степени повысил качество противокоррозионной защиты трубопроводов. В сложных климатических условиях при круглогодичном строительстве трубопроводов трудно обеспечить хорошее качество очистки зоны сварных стыков трубопроводов и нанесение на них защитного покрытия, близкого по конструкции и показателям свойств к заводскому полиэтиленовому покрытию труб. Не так давно для изоляции сварных стыков применялись в основном битумно-мастичные покрытия и покрытия на основе липких полимерных лент. Данные типы покрытий по своим характеристикам и температурному диапазону применения уступали полиэтиленовым покрытиям труб и имели недостаточно высокую адгезию в местах нахлеста на заводское покрытие. Ситуация улучшилась с началом применения для этой цели защитных покрытий на основе термоусаживающихся полимерных лент. Конструктивно покрытие на основе термоусаживающейся ленты состоит из адгезионного подслоя и наружного защитного слоя. Такая конструкция покрытия аналогична конструкции двухслойного полиэтиленового покрытия труб. Если же перед нанесением термоусаживающихся лент производить праймирование зоны сварного стыка труб жидким двухкомпонентным эпоксидным праймером, то конструкция защитного покрытия будет полностью соответствовать конструкции заводского трехслойного полиэтиленового покрытия труб. Технология очистки зоны сварных стыков и нанесения на них термоусаживающихся лент хорошо отработана и применяется при строительстве трубопроводов самого различного назначения. Долгое время для этой цели применялись исключительно импортные материалы поставки фирм Raychem (США), Canusa (Канада), UBE, Furukawa (Япония). Теперь же для изоляции сварных стыков трубопроводов предлагается целая серия отечественных термоусаживающихся полимерных лент: «ТИАЛ», «ТЕРМА», «ДОНРАД»,

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

по качеству ничем не уступающих импортным аналогам. Для подготовки поверхности зоны сварного стыка перед нанесением покрытия используется метод абразивной очистки с применением в качестве абразивов купрошлака или сухого просеянного песка [20].

В зарубежной практике для изоляции сварных стыков труб все чаще стали применяться быстро отверждающиеся двухкомпонентные полиуретановые покрытия трассового нанесения, аналогичные покрытиям, используемым для изоляции фитингов и задвижек трубопроводов [21].

2.3.3 Электрохимическая защита магистральных нефтепроводов от коррозии.

Высокая надежность работы МН может быть обеспечена за счет бездефектного изоляционного покрытия и ввода в эксплуатацию системы ЭХЗ в процессе строительства МН и не допускающей снижения защитного поляризованного потенциала ниже (по абсолютной величине) минимально допустимого значения на всем протяжении сооружения, в процессе всего периода эксплуатации [24].

Электрохимическая защита – метод защиты от коррозии, сущность которого заключается в замедлении коррозии сооружения под действием катодной поляризации при смещении его потенциала в отрицательную сторону под действием постоянного тока, проходящего через границу раздела «сооружение - окружающая среда».

В настоящее время имеется полная возможность обеспечить достаточно надежно функционирующую ЭХЗ, эффективность которой будет возрастать по мере внедрения новых разработок.

Основным критерием защищенности металла от коррозии является потенциал, достигаемый при его катодной поляризации. Особенностью процессов ЭХЗ является однозначная связь между степенью защиты (снижением скорости защиты) и потенциалом защищаемой поверхности.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Защитным потенциалом считается потенциал, при котором скорость растворения металла принимает предельно низкое значение, допустимое для данных условий эксплуатации [4].

Величина защитного потенциала стали зависит от физико-химических свойств коррозионной среды и может изменяться в широких интервалах.

При катодной защите железа и его сплавов следует строго ограничивать величину максимально допустимого защитного потенциала. Превышение максимально допустимого защитного потенциала (по абсолютной величине) оказывает отрицательное воздействие на стальную изолированную поверхность. При потенциале более отрицательном, чем минус 1,05 В относительно медносульфатного электрода, на защищаемой поверхности выделяется водород, который вызывает отслоение изоляционного покрытия и изменяет физические свойства металла.

Минимальный защитный потенциал определяют либо из термодинамических соотношений, определяющих возможность протекания рассматриваемых коррозионных процессов, либо экспериментально – путем непосредственных исследований зависимости скорости коррозии металла в данной среде [4].

Максимальный потенциал определяют из условий, ограничивающих допустимый уровень поляризации рассматриваемого металлического сооружения, например, из условий воздействия катодной поляризации на защитное покрытие.

При определении максимально допустимого потенциала для катодной защиты стальной конструкции необходимо учитывать возможные изменения сопротивления окружающей среды в течение всего расчетного времени ее эксплуатации.

Минимальный защитный потенциал может быть определен на основе теории многоэлектродных коррозионных систем. Согласно этой теории, для прекращения коррозии конструкцию необходимо поляризовать до потенциала наиболее отрицательной анодной составляющей ее поверхности [4].

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Металлы, находящиеся в равновесии с собственными ионами в растворе, называются электродами первого рода. Так как эти электроды обратимо обменивают катионы с раствором, то их потенциалы называют электродными потенциалами, обратимыми (или равновесными) относительно катиона.

В России, как и за рубежом, принят минимальный защитный потенциал для стальных сооружений, равный минус 0,55 В относительно нормального водородного электрода или минус 0,85 В относительно медносульфатного электрода сравнения [5].

Указанное в технической литературе стандартизированное значение защитного потенциала равно минус 0,85 В относительно медносульфатного электрода сравнения, во многих случаях оказывается завышенным (по абсолютной величине). Если катодную защиту технически грамотно контролируют по поляризационному потенциалу, то завышение минимального защитного потенциала (установлено, что, начиная с некоторого катодного потенциала, скорость коррозии железа и углеродистых сталей перестает зависеть от потенциала) приводит к неоправданному или бесполезному увеличению защитной плотности тока, количества катодных станций, анодных заземлений и так далее.

Критерий минимального защитного потенциала отрицательнее потенциала коррозии на 0,1 В применяется с 1969 года [4].

В соответствии с [23] для снижения скорости коррозии нефтепровода до допустимого значения 10-3 мм/год, достаточен катодный сдвиг потенциала на 70-85 мВ. Минимально необходимая величина катодного сдвига потенциала на 100 мВ рассматривается как приемлемый общий критерий защищенности стального сооружения катодной поляризацией от подземной коррозии, если потенциал коррозии находится в активной области.

Во всех случаях эффективность действия электрохимического метода защиты можно охарактеризовать степенью защиты P , % по формуле:

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

$$P = \frac{W_{кор} - W_{защ}}{W_{кор}} \cdot 100 = \frac{K_{кор} - K_{защ}}{K_{кор}} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где $W_{кор}$ - потеря массы металла за определенный период времени с единицы поверхности в условиях самопроизвольной коррозии г/(м²·ч);

$W_{защ}$ - потеря массы металла за определенный интервал времени с единицы поверхности при применении ЭХЗ г/(м²·ч);

$K_{кор}$ - скорость коррозии при стационарном потенциале, мм/год;

$K_{защ}$ - допустимая скорость коррозии при катодной защите, мм/год.

Если в качестве допустимой скорости коррозии принять величину потери массы 0,001 г/(м²·ч) [16], то необходимую степень защиты можно найти из следующей формулы:

$$P = \frac{K - 0,001}{K} \cdot 100, \quad (2.2)$$

где K – скорость коррозии, мм/год.

Соответствующую данному состоянию защитную плотность тока можно рассчитать по формуле:

$$i_{защ} = K_{кор} \cdot \frac{1000 - (100 - P) \cdot \sqrt{100 - P}}{100 \cdot \sqrt{100 - P}}, \frac{A}{м^2}, \quad (2.3)$$

где $i_{кор}$ - токовое выражение скорости коррозионного процесса.

Одним из критериев защиты принимается величина минимального защитного потенциала без омической составляющей, значения которой находятся в пределах от минус 0,65 до минус 0,95 В относительно неполяризуемого медносульфатного электрода сравнения. При этом, в случае повреждения участка нефтепровода коррозией более 10 % толщины стенки трубы, для замедления коррозионных процессов, минимальные защитные потенциалы должны быть на 0,05 В отрицательнее минимальных значений [4].

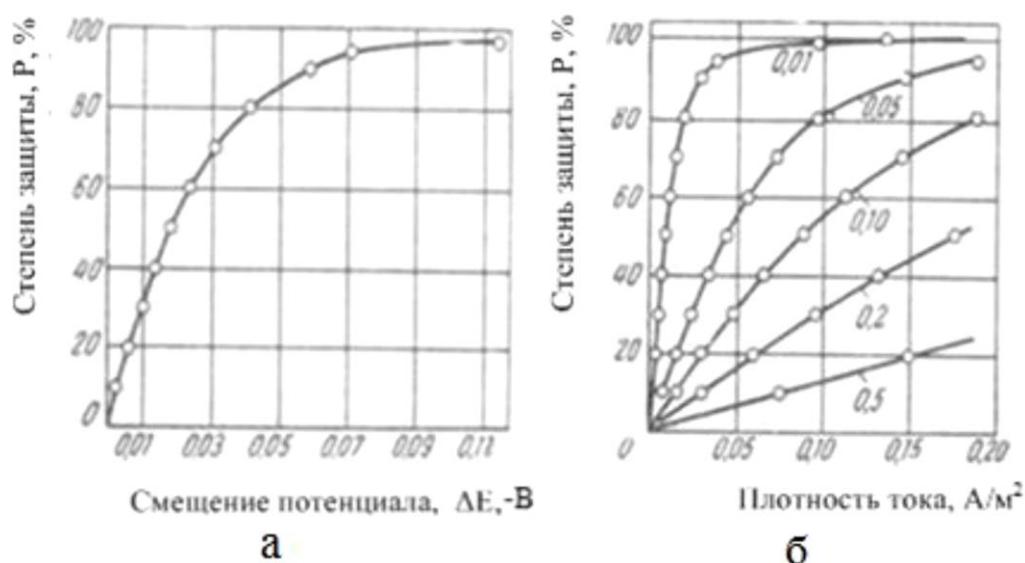
Авторы [12] в результате проведенных исследований скорости коррозии стали в различных грунтах, с различной аэрацией, при варьировании влажностного содержания в течение 30 суток, в качестве критерия достаточности ка-

					Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тодной защиты приняли, что средняя скорость коррозии не должна превышать 0,025 мм/год при отсутствии питтингов на поверхности стали.

При положительных температурах и отсутствии сульфатвосстанавливающих бактерий защитные величины составляли от 50 до 100 мВ. Показано, что в таких широко распространенных условиях ЭХЗ стали при смещении потенциала катодной поляризации от стационарного значения на 100 мВ столь же эффективна, как и при потенциале, равным минус 0,85 В относительно медносульфатного электрода, но намного более целесообразна с технико-экономической точки зрения.

Авторами работы [25] установлено (рисунок 2.4), что степень защиты от коррозии равной 98 % достигается смещением потенциала катодной защиты на 0,1 В, или при плотности тока около 0,10 А/м² (б).



- а) смещение потенциала от стационарного значения;
 б) изменение плотности тока катодной поляризации

Рисунок 2.4 – Зависимость изменения степени защиты и скорости коррозии стали от различных характеристик

В целом же в литературе отсутствуют данные, позволяющие определить параметры ЭХЗ стали в средах, характеризующих все разнообразие условий эксплуатации магистральных нефтепроводов.

2.4. Условия эксплуатации и коррозионное состояние магистральных нефтепроводов

В настоящее время общая протяженность магистральных нефтепроводов в нашей стране составляет более 80 тыс. км и продолжает увеличиваться. Магистральные нефтепроводы за долгие годы эксплуатации зарекомендовали себя как надежный и бесшумный трубопроводный транспорт, который способен перемещать на большие расстояния огромное количество газа.

МН работают в различных природно-климатических условиях. Они могут быть проложены под землей, в морской воде и горах. На их пути встречаются болота, озера и реки. При этом, нефтепроводы могут эксплуатироваться как при положительных так и при отрицательных температурах.

Как любой другой вид транспорта трубопроводный транспорт подвергнут естественному старению и коррозионному воздействию окружающей его среды [4].

В настоящее время коррозия остается основной причиной аварий на подземных магистральных трубопроводах, причем на наружную коррозию приходится 95% отказов и, только 5% – на внутреннюю коррозию.

Обеспечение длительности безаварийной эксплуатации трубопроводов и снижение общего количества отказов, связано с решением комплексной проблемы повышения качества проектирования, строительства и эксплуатации [8].

Одной из причин аварий является нарушение требований к противокоррозионной защите магистральных нефтепроводов и контролю ее эффективности.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						54
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Для обеспечения работоспособности МТ эксплуатирующим организациям необходимо проводить плановые проверки их коррозионного состояния, внедрять современные системы дистанционного коррозионного мониторинга, контролировать эффективность противокоррозионной защиты, устранять повреждения и неисправности в системе противокоррозионной защиты.

Защита от коррозии подземных и морских нефтепроводов независимо от коррозионной агрессивности коррозионной среды, осуществляется с помощью комплексной защиты, включающей защитные покрытия (пассивную защиту) и ЭХЗ (активную защиту).

Требуемый уровень противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов достигается совершенствованием существующих средств ЭХЗ, методов и устройств контроля защищенности и коррозионного состояния трубопроводов и оптимизацией параметров защиты [26].

Необходимым условием увеличения эффективности при управлении техническим состоянием и целостностью транспорта нефти является учет требований энергетической и экономической эффективности эксплуатации объектов транспортировки. В этой части автоматизация и интеллектуализация развиваемых процедур управления противокоррозионной защитой обеспечивает прямое сокращение затрат от внедрения на новых объектах за счет:

- уменьшения установленной мощности СКЗ;
- сокращения потребляемой электроэнергии;
- увеличения ресурса СКЗ и АЗ;
- сокращения трудозатрат на периодические измерения и оптимизацию режимов работы СКЗ;
- сокращения количества оборудования по трассе МТ для коррозионного мониторинга [8].

Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий - минимизирована.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						55
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основной задачей эксплуатирующих магистральные трубопроводы организаций является обеспечение безаварийной деятельности объектов в течение заявленного срока службы. Решение этой проблемы комплексное и зависит от повышения качества проектирования, строительства и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта [12].

Как правило, большинство дефектов на нефтепроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связаны с рядом трудностей и большими материальными затратами.

В последнее время на МН увеличилось число аварий, возникающих в результате внешнего механического воздействия на линейную часть нефтепровода, включающего силовое воздействие механическими средствами, не санкционированное и преднамеренное действие с целью хищения нефти.

Магистральные нефтепроводы работают в различных природно-климатических условиях. Прокладка трубопроводов осуществляется как под землей, так и над ее поверхностью, в морской воде и по дну рек, озер и болот. Температура эксплуатации трубопроводов также различна и может быть как отрицательной, так и положительной [27].

Коррозионные дефекты развиваются во времени с небольшой скоростью, но за продолжительное время эксплуатации достигают размеров, при которых возможна потеря механической прочности или герметичности трубы МН.

Основным материалом, из которого изготавливаются магистральные трубопроводы, является сталь, которая в процессе эксплуатации подвергается коррозионному воздействию окружающей трубопровод среды [12].

Основной причиной аварий на подземных магистральных трубопроводах является коррозия, при этом необходимо отметить, что на коррозию наружной стенки трубопроводов приходится около 95% отказов, и всего лишь 5% – на коррозию внутренней стенки трубопроводов.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

Одной из причин аварий является нарушение требований к противокоррозионной защите магистральных нефтепроводов и контролю ее эффективности.

Для обеспечения работоспособности магистральных трубопроводов эксплуатирующим организациям необходимо проводить плановые проверки их коррозионного состояния, внедрять современные системы дистанционного коррозионного мониторинга, контролировать эффективность противокоррозионной защиты, устранять повреждения и неисправности в системе противокоррозионной защиты.

Защита от коррозии подземных и морских нефтепроводов независимо от коррозионной агрессивности коррозионной среды, осуществляется с помощью комплексной защиты, включающей защитные покрытия (пассивную защиту) и ЭХЗ (активную защиту) [4].

Требуемый уровень противокоррозионной защиты МН достигается совершенствованием существующих средств ЭХЗ, методов и устройств контроля защищенности и коррозионного состояния трубопроводов и оптимизацией параметров защиты [10].

2.5. Методы контроля и управления защищенностью средствами противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов

Для повышения эффективности ЭХЗ магистральных нефтепроводов от коррозии необходимо в процессе эксплуатации осуществлять контроль защищенности от коррозии, причем результаты контроля должны отражать действительное состояние противокоррозионной защиты.

Основным критерием оценки уровня защищенности стального подземного сооружения служит защитная разность потенциалов катодной поляризации. В настоящее время существует множество методов контроля защитной разности потенциалов катодно защищаемого сооружения [4].

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Применяемые методы определения защищенности стальных подземных сооружений, как в нашей стране, так и в других странах приведены ниже.

1) Контроль защищенности по потенциалу:

- метод выносного электрода;
- метод выключения катодной поляризации;
- метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода;
- метод применения капилляра Габера-Луггина;
- метод определения поляризационного потенциала с применением электрохимической ячейки.

2) Контроль по смещению потенциала от его стационарного значения.

3) Контроль по плотности тока катодной защиты.

Наиболее распространенным методом контроля потенциала стального подземного сооружения является метод измерения разности потенциалов между стальным сооружением и неполяризуемым электродом сравнения, находящимся в период проведения измерения над измеряемым объектом [26].

Поддержание уровня защитной разности потенциалов катодной поляризации в рамках, установленных нормативной документацией не является единственно верным критерием. Необходимо отметить, что коррозионные разрушения возникают и на участках, разность потенциалов которых находится в установленных рамках.

Это связано со сложившейся совокупностью коррозионных факторов, которую также необходимо учитывать, принимая решения по выбору оптимального сочетания выходных параметров станций катодной защиты МТ [10]. Существующие в нормативно-технической документации подходы к ранжированию факторов не оценивают их совокупное влияние и не дают рекомендаций по поддержанию необходимых значений защитных потенциалов.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						58
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Также, необходимо выявлять и вводить новые влияющие на коррозию факторы, такие как влияние наведенных переменных токов [27].

В условиях отсутствия информации по всем факторам, влияющим на коррозию, в том числе и изменяющимся во времени (блуждающие токи, в том числе и индуцированные, плотность постоянного и переменного токов, режимы работы смежных СКЗ либо смежных объектов, включенных в совместную защиту или имеющих электрическую связь между собой, удельное сопротивление грунта, температура и т.д.) практически невозможно принять решение об оптимальных выходных режимах работы СКЗ, обеспечивающих 100% защищенность по протяженности и во времени на всех сооружениях одновременно с минимальными энергозатратами.

В настоящее время отслеживание степени защищенности, наличия и величин различных коррозионных факторов значительно упрощается в связи с внедрением на объекты магистрального нефтегазотранспорта систем коррозионного мониторинга.

Коррозионный мониторинг – это:

- систематический сбор, накопление и анализ данных об изменении во времени коррозионного состояния защищаемых объектов, средств и параметров, а так же условий интенсивности коррозионного воздействия внутренних и внешних факторов на металлические конструкции и сооружения [12];
- выявление тенденций зарождения и протекания коррозионных процессов;
- определение источников внешних факторов, влияющих на коррозию во времени и протяженности;
- прогнозирование коррозии, электрических характеристик сооружений, тенденций изменения работы оборудования.

Применительно к системам электрохимической защиты нефтепроводов внедрение эксплуатационного коррозионного мониторинга позволяет решать следующие практические задачи:

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						59
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- непрерывный контроль коррозионных процессов в коррозионно-опасных зонах;
- контроль параметров ПКЗ, оперативная их корректировка в соответствии с НТД;
- интеграция со смежными информационными системами для решения следующего комплекса задач:
 - расчет оптимизированных режимов работы средств ЭХЗ и ингибиторной защиты;
 - анализ коррозионного состояния сооружений и оборудования и выявление тенденций их коррозии на объектном или отраслевом уровне;
 - обеспечение аварийной сигнализация при отказах в работе средств и элементов защиты, систем электроснабжения.

Влияние на распределение потенциала вдоль защищаемого участка оказывают изменяющиеся, как во времени, так и по протяженности параметры защищаемого объекта, оборудования противокоррозионной защиты и окружающей среды, такие как: удельное сопротивление грунта, сопротивление изоляции, сопротивление анодных заземлений.

Проведя классификацию влияющих сопротивлений цепи УКЗ, было произведено их разделение на три группы в зависимости от изменения их величины во времени. Были выделены условно постоянные параметры (к ним отнесены сопротивление металла трубопровода и соединительных проводов), изменяющиеся во времени с постоянным трендом (сопротивления изоляции и анодных заземлений) и сезонно изменяющихся (удельное сопротивление грунта) (рисунок 2.5) [12].

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



$R_{тр}$ - продольное сопротивление трубопровода; $R_{пр}$ - сопротивление соединительных проводов; $R_{из}$ - сопротивление изоляционного покрытия; $R_{аз}$ - сопротивление анодных заземлений; $R_{гр}$ - удельное электрическое сопротивление грунта; t - время

Рисунок 2.5 - Графическое отображение классификаций, влияющих на защитный потенциал сопротивлений

Таким образом, анализ современной нормативно-технической документации в области мониторинга состояния МТ приводит к тому, что задача выбора оптимального режима работы элементов системы ЭХЗ, с учетом влияющих факторов и их совокупностей для каждого частного случая является актуальной, но при этом подходов к ее решению не предложено.

2.6. Обзор существующих методик оптимизации работы средств ЭХЗ

Существующие методики оптимального регулирования в основном направлены на конкретные локализованные объекты, такие как промышленные площадки. Поле токов катодной защиты коммуникаций промышленных площадок неоднородно, поэтому в существующих методиках защищаемые коммуникации рассматривают как система точек, в которых производится измерение защитного потенциала [27]. Для каждой определенной точки

					Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производится процедура нахождения коэффициента зависимости защитной разности потенциалов от величины силы тока влияющих станций катодной защиты. Нахождение коэффициентов влияния производится методами регрессионного анализа.

Результаты исследований проведенных на различных площадках, расположенных в различных почвенно-климатических условиях показали, что зависимости изменения защитной разности потенциалов в точках от величины силы тока СКЗ адекватно и с высокой предсказательной способностью, описываются системой линейных уравнений [10]:

$$\left. \begin{aligned} \varphi_1 &= A_{01} + A_{11} \cdot I_1 + A_{21} \cdot I_2 + \dots + A_{i1} \cdot I_n; \\ \varphi_2 &= A_{02} + A_{12} \cdot I_1 + A_{22} \cdot I_2 + \dots + A_{i2} \cdot I_n; \\ \varphi_k &= A_{0k} + A_{1k} \cdot I_1 + A_{2k} \cdot I_2 + \dots + A_{ik} \cdot I_n; \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

где φ_i - разность потенциалов i -ой точки промышленной площадки; $i = 1; 2; \dots; k$;

I_j - ток j -ой станции катодной защиты, $j = 1; 2; \dots; n$;

A_{ij} - коэффициент влияния n -ой СКЗ на суммарную разность потенциалов в точке измерения.

Система функций (2.4) для k шт. точек, представляющих промышленную площадку и n шт. СКЗ и позволяет решать задачи регулирования токов УКЗ с определением оптимального режима. Задача определения оптимальных режимов во всех существующих методиках сводится к минимизации выходной мощности всех СКЗ, используемых для защиты объекта [17].

Физический смысл сформулированной задачи сводится к следующему: определить такие значения силы тока на выходе УКЗ, при которых будет обеспечена полная защищенность всех коммуникаций промышленных площадок без перезащиты, при минимальном расходе на это электроэнергии.

Задача определения текущей защищенности и выявления незащищенных участков коммуникаций определяется подстановкой в систему (2.4) значений текущих токов СКЗ и расчетом разностей потенциалов каждой конкретной точки; по результатам этих расчетов можно определить незащи-

щенные участки коммуникаций или участки, потенциалы которых оказываются завышенными.

Рассмотрим пример нахождения коэффициентов влияния станций катодной защиты на величину защитного потенциала A_{ij} . Первоначально необходимо определить коэффициенты A_{0j} численно равные собственному потенциалу металла трубопровода при выключении всех влияющих станций и деполяризации потенциала. Коэффициенты A_{0j} зависят от металла и среды, в которую он помещен, т.е. от марки стали и химических свойств грунта (а также от электрода сравнения относительно которого проводили измерения) [1].

Далее включается одна из станций. Ступенчато повышают силу выходного тока на станции катодной защиты (на рисунке 2.6) показан пример с шагом 0,5 А) и определяют потенциал в i -ой точке.

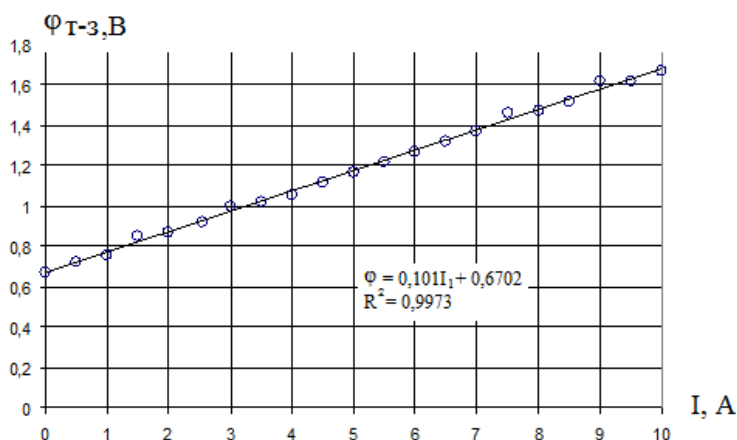


Рисунок 2.6 – График изменения потенциала при повышении силы защитного тока

В данном примере аппроксимацией с достоверностью $R^2=0,9973$ установлено, что зависимость между разностью потенциалов и силой тока описывается уравнением:

$$\varphi_1 = 0,1011 \cdot I_1 + 0,6702 \quad (2.5)$$

Таким образом, данными измерениями установлено что для первого уравнения системы (1) $A_{01}=0,6702$ В, $A_{11}=0,1011$ В. Аналогичным образом устанавливаются все последующие коэффициенты уравнения [12].

Далее задаются определенными значениями защитного потенциала, которым должен соответствовать потенциал в каждой точке измерения.

Например, согласно [4] для трубопроводов изолированных битумом, транспортирующих среду с температурой более 20°C , $\varphi_i \in (-1,05;-2,5)\text{В}$. После чего подбирают силы токов на каждой из станций защиты, которые удовлетворяют условию $\varphi_i \in (-1,05; -2,5)\text{В}$ [4].

Для анализа распределения тока в сетях произвольной конфигурации применяют различные методы компьютерного моделирования. Нефтепровод рассматривают, как множество элементов с дискретно заданными параметрами, постоянными в пределах каждого участка, и описывают связи между отдельными элементами. Расчет распределения тока и потенциала в сети сводится к решению системы уравнений, число которых соответствует числу элементарных участков [1]. В комплексе программ для решения системы уравнений использованы принципы матричной алгебры.

Рассмотренные ранее методы описывают процедуры оптимизации для объектов промышленных площадок. Что касается объектов линейной части магистрального трубопроводного транспорта, то согласно проведенному анализу процедуры оптимизации также строятся на уменьшении выходной мощности совокупности СКЗ, с определением системы уравнений распределения защитного потенциала от силы тока СКЗ [27].

Однако отмечается сложность определения коэффициентов A_{ij} , согласно методике проведения ряда измерений, предлагаемой для промышленных площадок.

Электрическое поле токов катодной защиты трубопроводов носит сложный характер [14]. На распределение поля влияет большое количество не учитываемых факторов, поэтому восстановление зависимостей необхо-

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						64
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

димо производить экспериментальным путем с периодической корректировкой коэффициентов влияния.

В работе М. Н. Башаева предлагается замена реального трубопровода математической моделью с вычислительной процедурой определения оптимальных режимов СКЗ. Дискретная модель токораспределения системы ЭХЗ представлена на рисунке 2.7.

Описанная выше модель применима для расчетов линейной части МТ. Но если точка дренажа СКЗ находится в поле защитного заземления системы электробезопасности, а тем более труб свайного фундамента, то для получения зависимости разности потенциалов «труба – земля» в точке дренажа – ϕ_d от токов СКЗ такая модель непригодна. Кроме того, недостатками данной модели можно выделить большой объем исходной информации, необходимой для создания модели, такой как: исходные данные по трубопроводу, данные периодических замеров защищенности, данные работы станций катодной защиты. Получение массива точных данных по продолжительному участку трубопровода значительно снижает степень достоверности модели [12].

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

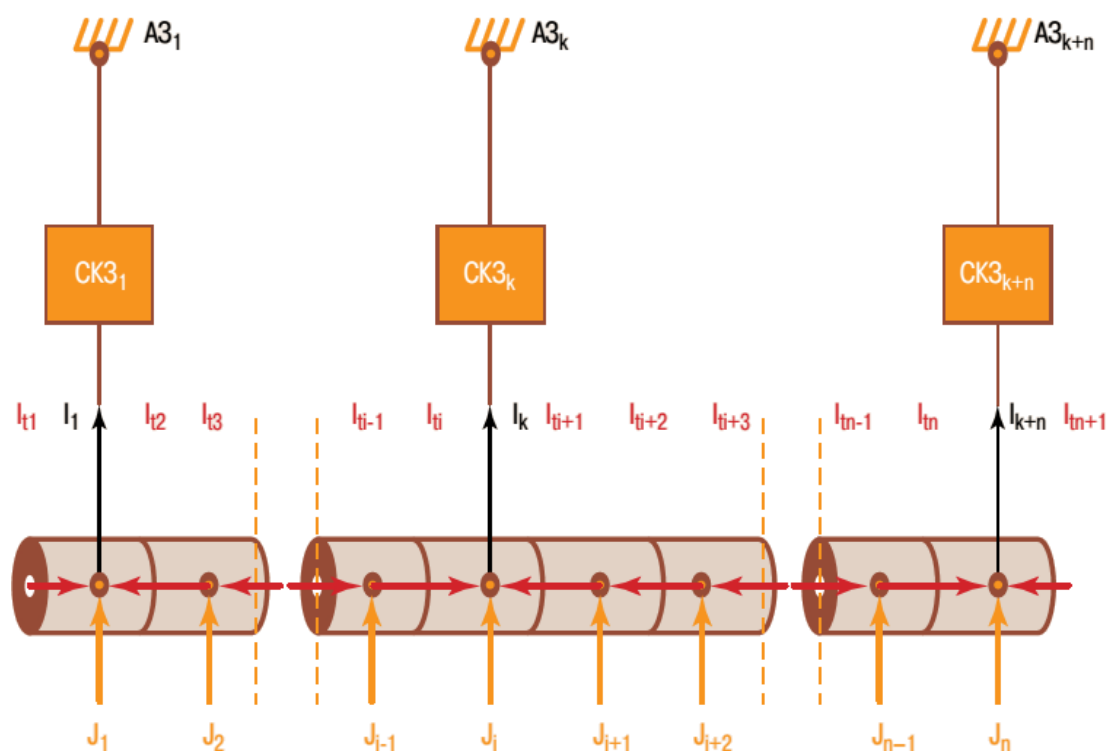


Рисунок 2.7 – Дискретная модель токораспределения системы ЭХЗ

Рассмотренным методикам присущи следующие особенности:

- аддитивный механизм совместного воздействия нескольких станций на каждую точку трубопровода, т.е. потенциал в любой точке определяется простым алгебраическим сложением потенциала наводимого каждой станцией [24].
- линейная зависимость потенциала от силы тока [25].
- при определении оптимальных режимов не учитываются коррозионные факторы и их совокупности на защищаемом участке.
- оптимальное регулирование производится по параметру выходная мощность СКЗ, при этом другие параметры не рассматриваются.
- в методиках с экспериментальным нахождением зависимостей силы тока СКЗ на распределение защитных разностей потенциалов необходимо определение стационарного потенциала, для определения которого требуется деполяризация трубопровода, что достаточно сложно осуществить на

действующем трубопроводе с хорошим состоянием изоляционного покрытия.

Анализ теоретических данных показывает, что повышение срока службы МН возможно при оптимальных значениях критериев ЭХЗ и повышении эффективности контроля защищенности от коррозии.

Для решения указанной задачи было определено следующее направление исследований, которое легло в основу настоящей работы: совершенствование методики проведения измерений на трассе магистрального трубопровода для выявления зависимостей влияния выходных параметров СКЗ на распределение защитных потенциалов.

2.7. Заключение по разделу

Во втором разделе была изучена классификация коррозионных процессов, а также приведена статистика аварий на магистральных нефтепроводах из-за коррозионных дефектов в России и за рубежом. Изучены методы контроля и управления защищенностью средствами противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов, проведен обзор существующих методик оптимизации работы средств ЭХЗ.

					<i>Изучение процесса защиты трубопроводов от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

Глава 3. Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода

3.1. Характеристика магистрального нефтепровода «ЦППН-4 - НПС Раскино» и перекачки нефти-4 - Нефтеперекачивающая станция Раскино»

Магистральный нефтепровод «ЦППН-4 - НПС Раскино» принадлежит Управлению эксплуатации трубопроводов Аппарата Главного инженера АО «Томскнефть». Находится в Каргасокском районе Томской области.

Климат района резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Средняя годовая температура воздуха минус 1,5 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха по метеостанции составляет минус 55 °С, абсолютный максимум составляет плюс 37 °С.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Средняя годовая сумма осадков составляет 515 мм. Максимальная высота снежного покрова достигает 72 см в поле, 81 см в лесу. Гололёд и изморозь наблюдаются с октября по май. Средняя годовая скорость ветра 2,6 м/с.

Основные характеристики трубопровода представлены в таблице 3.1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты		
Разраб.		Кривошеин С.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				68	141
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ72		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					

Таблица 3.1 - Общие сведения МН «ЦППН-4 - НПС Раскино»

Характеристика трубопровода	Численное значение
Пропускная способность, т/сут	32800
Плотность нефти, кг/м ³	850
Кинематический коэффициент вязкости, м ² /с	15,5
Наружный диаметр, мм	720
Толщина стенки, мм	9
Начальное переходное сопротивление «трубопровод-грунт» $R_{пн}$, Ом·м	9000
Показатель скорости старения покрытия, 1/год	0,125
Длина нефтепровода, км	172,2

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2. Анализ полученных данных с катодных станций магистрального нефтепровода «ЦППН-4 - НПС Раскино»

Работа системы ЭХЗ за август 2018 года представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Работа системы ЭХЗ за отчетный период

№ СКЗ	Сила тока I, А	Напряжение U, В	Потенциал в точке дренажа
1	17	22	-1,26
2	2	6	-1,23
3	2	5	-1,29
4	1	6	-1,18
5	1	8	-1,25
6	1	4	-1,15
7	1	5	-1,25
8	1	5	-1,3
9	1	2	-1,25
10	1	3	-1,23
11	1	3	-1,26
12	1	4	-1,25
13	1	4	-1,26
14	1	4	-1,26
15	2	5	-1,3
16	1	4	-1,32
17	2	5	-1,33

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Расположение СКЗ по трассе МН показано в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Расположение СКЗ по трассе нефтепровода

№ СКЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расположение, км	5,2	14,5	24,1	35,2	46,4	56,4	66,4	76,8	88,6
№ СКЗ	10	11	12	13	14	15	16	17	
Расположение, км	100,5	112,9	122,3	132,3	141,9	151,8	161,9	172	

При выполнении комплекса работ по контролю коррозионного состояния подземных металлических сооружений и эксплуатации установок ЭХЗ соблюдены требования [18].

По имеющимся значениям силы тока, напряжений и потенциала точек дренажа, была найдена мощность каждой СКЗ и удельное электрическое сопротивление (таблица 3.4). Все расчеты были проведены с использованием EXCEL 2007, без привлечения других программ.

Таблица 3.4 - Сводная таблица параметров СКЗ

Показатели	№ СКЗ	I, А	U, В	Потенциал в точке дренажа, В	P, Вт	Удельное электрическое сопротивление, Ом*м2	Расстояние, км
Численные значения	1	17	22	-1,26	374	1,29	5,2
	2	2	6	-1,23	12	3	14,5
	3	2	5	-1,29	10	2,5	24,1
	4	1	6	-1,18	6	6	35,2
	5	1	8	-1,25	8	8	46,4
	6	1	4	-1,15	4	4	56,4
	7	1	5	-1,25	5	5	66,4
	8	1	5	-1,3	5	5	76,8
	9	1	2	-1,25	2	2	88,6
	10	1	3	-1,23	3	3	100,5
	11	1	3	-1,26	3	3	112,9
	12	1	4	-1,25	4	4	122,3
	13	1	4	-1,26	4	4	132,3
	14	1	4	-1,26	4	4	141,9
	15	2	5	-1,3	10	2,5	151,8
	16	1	4	-1,32	4	4	161,9
	17	2	5	-1,33	10	2,5	172
Сумма		37			468		

Проведение испытаний осуществлялось приборами и техническими средствами, имеющими паспорта и прошедшими проверку в центре стандартизации и метрологии.

На рисунках 3.1 и 3.2 показаны зависимости потенциалов в точке дренажа и удельного электрического сопротивления от расположения каждой СКЗ по трассе магистрального нефтепровода «ЦППН 4 - НПС «Раскино».

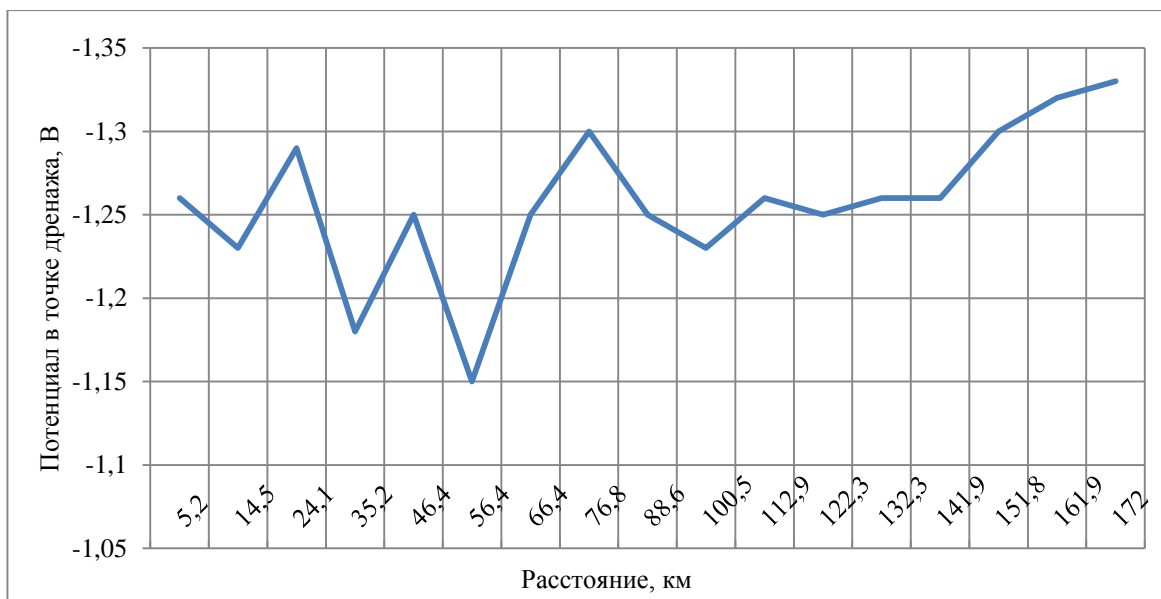


Рисунок 3.1 - Распределение защитных потенциалов по трассе МН

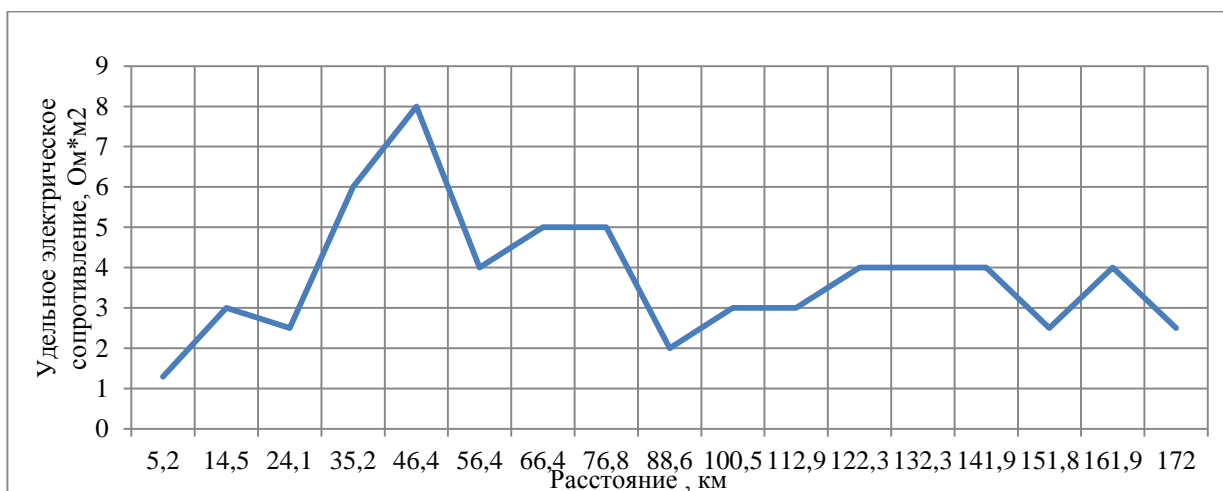


Рисунок 3.2 - Расчетные значения удельного электрического сопротивления

Таблица 3.5 - Распределение грунтов различного электросопротивления на трассе нефтепровода

Доля длины трубопровода	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,3
Удельное электросопротивление, Ом·м	170	180	70	40	20	10

Среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода вычисляется по формуле (1):

$$r_{\text{ср}} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^n r_{\text{гi}} \cdot l_i, \quad (1)$$

где $r_{\text{гi}}$ - удельное электросопротивление i -го типа грунта на трассе трубопровода;

L - длина трубопровода;

l_i - участок трубопровода.

$$r_{\text{ср}} = 170 \cdot 0,1 + 180 \cdot 0,1 + 70 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,1 + 20 \cdot 0,2 + 10 \cdot 0,3 =$$

60 Ом·м

Продольное сопротивление единицы длины трубопровода вычисляется по формуле (2):

$$R_{\text{T}} = \frac{\rho_{\text{T}}}{\pi \cdot \delta \cdot (D_{\text{н}} - \delta)}, \quad (2)$$

где ρ_{T} - удельное электросопротивление трубной стали, в среднем $\rho_{\text{T}} = 0,245 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубопровода;

δ - толщина стенки.

$$R_{\text{T}} = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{3,14 \cdot 0,009 \cdot (0,72 - 0,009)} = 12,02 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы совместной коррозионной защиты (СКЗ) вычисляется по формуле (3):

$$R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}}) = \frac{R_{\text{пн}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}} \cdot e^{-\beta \cdot \tau_{\text{нс}}}, \quad (3)$$

где $R_{\text{пн}}$ - переходное сопротивление «трубопровод-грунт» в начале эксплуатации, Ом·м²;

β - показатель скорости старения, 1/год;

$\tau_{\text{нс}}$ - нормативный срок службы СКЗ, около 9,5 лет;

$$R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}}) = \frac{9000}{3,14 \cdot 0,72} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1214,1 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

То же в среднем за нормативный срок службы (СКЗ) вычисляется по формуле (4):

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{R_{\text{пн}}}{\tau_{\text{нс}} \cdot \pi \cdot \beta \cdot D_{\text{н}}} \cdot (1 - e^{-\beta \cdot \tau_{\text{нс}}}) \quad (4)$$

$$R_{\text{из.ср.}} = \frac{9000}{9,5 \cdot 3,14 \cdot 0,125 \cdot 0,72} \cdot (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2329,9 \frac{\text{Ом}}{\text{м}^3}.$$

Среднее значение входного сопротивления трубопровода за нормативный срок эксплуатации катодных установок вычисляется по формуле (5):

$$Z_{\text{ср}} = 0,5 \cdot \sqrt{R_{\text{т}} \cdot R_{\text{из.ср.}}}, \quad (5)$$

$$Z_{\text{ср}} = 0,5 \cdot \sqrt{12,02 \cdot 10^{-6} \cdot 2329,9} = 83,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

То же к концу нормативного срока эксплуатации вычисляется по формуле (6):

$$Z_{\text{к}} = 0,5 \cdot \sqrt{R_{\text{т}} \cdot R_{\text{из}}(\tau_{\text{нс}})}, \quad (6)$$

$$Z_{\text{к}} = 0,5 \cdot \sqrt{12,02 \cdot 10^{-6} \cdot 1214,1} = 60,4 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок вычисляется по формуле (7):

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{из(тнс)}}}, \quad (7)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{12,02 \cdot 10^{-6}}{1214,1}} = 1 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}.$$

Задаем удаление анодного заземления от трубопровода $Y=300$ м и определяем параметр θ вычисляется по формуле (8):

$$\theta = \frac{\tau_{г.ср}}{Z_k \cdot 2 \cdot \pi \cdot y}, \quad (8)$$

где $\tau_{г.ср}$ - среднее удельное электросопротивление грунта;

Z_k - входное сопротивление изолированного трубопровода на конец нормативного срока службы;

y – удаление анодного заземления от трубопровода.

$$\theta = \frac{60}{3,14 \cdot 2 \cdot 60,4 \cdot 10^{-3} \cdot 300} = 0,527.$$

Коэффициент взаимного влияния СКЗ вычисляется по формуле (9):

$$K_B = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{min}}{E_{max}}\right)^2 \cdot (1 + \theta)}}, \quad (9)$$

Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ вычисляется по формуле (10):

$$l_{скз} = \frac{2}{\alpha} \cdot \ln \frac{E_{max}}{K_B \cdot E_{min} (1 + \theta)}, \quad (10)$$

где α – постоянная распределения потенциалов и токов вдоль защищаемого сооружения;

K_B - коэффициент, учитывающий влияние смежной СКЗ [28]

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3. Возможность применения метода оптимального регулирования режимов станций катодной защиты от коррозии

Перед проведением методики оптимального регулирования режимов работы СКЗ необходимо выделить коррозионные факторы, присутствующие на участках между станциями катодной защиты. Оценка количества влияющих факторов на участках дает возможность определения степени коррозионной опасности и очередности изменения режимов СКЗ.

Для обработки полученных данных и определения режимов работы СКЗ был предложен интегральный показатель степени влияния коррозионных факторов для участков между СКЗ.

Наличие на участках защиты СКЗ коррозионного фактора - блуждающих постоянных токов - приводит к тому, что согласно разработанному алгоритму определения возможности оптимизации режимов СКЗ, данная станция не может быть выведена в резерв [15]. Кроме того, ранее было отмечено, что если СКЗ работают в режиме поддержания защитного потенциала как на линейной части МН, так и на технологической части, то следовательно, изменение режимов данных СКЗ не представляется возможным.

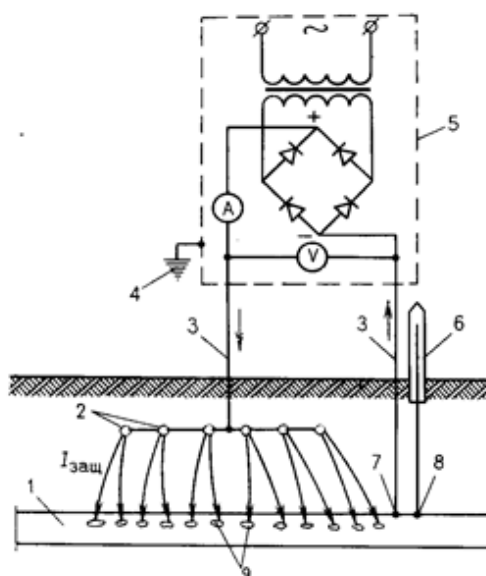
Отмеченные ограничения и интегральные показатели участков используются при нахождении оптимальной структуры [12].

3.4. Анализ системы оптимизации станций катодной защиты и основных алгоритмов оптимизации

Станция катодной защиты – это комплекс сооружений, предназначенных для катодной поляризации нефтепровода внешним током.

Основными конструктивными элементами СКЗ (рисунок 4.1) являются:

					<i>Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76



- 1-трубопровод; 2 - анодное заземление;
 3 - соединительные электролинии; 4 - защитное заземление;
 5 - источник постоянного (выпрямленного) тока (катодная станция);
 6 - контрольно-измерительный пункт; 7,8 - катодные выводы нефтепровода;
 9 - точки дренажа

Рисунок 3.3 - Принципиально-конструктивная схема станции катодной защиты

Потенциал трубопровода под действием входящего тока становится более электроотрицательным, оголенные участки нефтепровода (в местах повреждения изоляции) катодно поляризуются и в зависимости от величины установившегося потенциала становятся полностью или частично защищенными от коррозии. Одновременно на анодном заземлении под действием стекающего тока происходит процесс анодной поляризации, сопровождающийся постепенным разрушением анодного заземления.

Источники постоянного тока СКЗ разделяются на две группы. К первой группе относятся сетевые преобразующие устройства - выпрямители, питаемые от ЛЭП переменного тока промышленной частоты 50 Гц номинальным напряжением от 0,23 до 10 кВ. Ко второй группе относятся автономные источники – генераторы постоянного тока и электрохимические элементы,

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

которые вырабатывают электроэнергию непосредственно на трассе нефтепровода вблизи места, где необходимо установить СКЗ (ветроэлектрогенераторы, электрогенераторы с приводом от двигателя внутреннего сгорания, термоэлектрогенераторы, аккумуляторы).

Алгоритм оптимизации режимов СКЗ участка МТ включает следующие шаги:

- необходимо из данных обследования получить: распределение разности потенциалов «труба – земля» вдоль трассы, значения токов СКЗ, которые обеспечивают эти потенциалы, а также данные о распределении токов СКЗ между трубопроводом и защитным заземлением системы электробезопасности.

- на основании данных о распределении разности потенциалов и токов СКЗ рассчитать параметры катодной защиты и определить возможность отключения (вывода в резерв) станции катодной защиты.

3.5. Определение возможности отключения (вывода в резерв) станций катодной защиты

Отключение станции катодной защиты действующего магистрального нефтепровода на некоторое время, то есть вывод ее в резерв заключается в экономии средств обслуживающего предприятия и может не подходить для любого магистрального нефтепровода.

Чтобы убедиться, что отдельные СКЗ можно отключить, необходимо:

- определить находятся ли в смежных с предполагаемой для отключения СКЗ участках блуждающие токи;
- проверить находится ли защитный потенциал в допустимом коридоре;
- убедиться в том, что режимы СКЗ не превышают номинальных значений;

					<i>Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

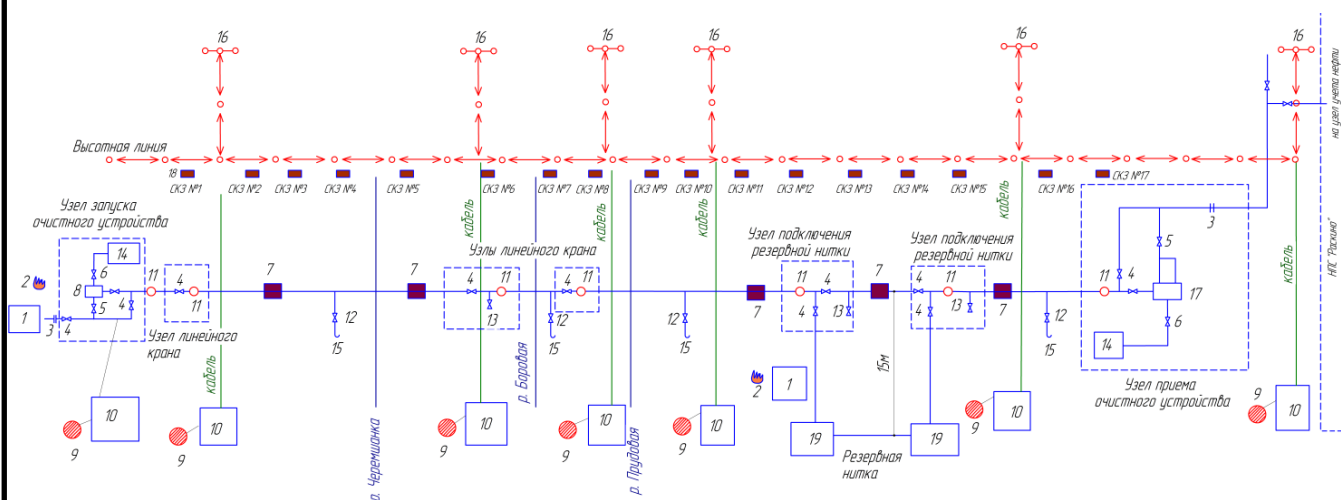
– убедиться, что срок эксплуатации нефтепровода не превышает нормативного (20 лет);

– убедиться в нормальном состоянии изоляционного покрытия.

Если расчетный защитный потенциал при виртуально отключенной j -ой СКЗ находится в допустимом коридоре и расчетные режимы работы СКЗ не превышают номинальные значения, то j -ую СКЗ можно отключить, при условии, что выполняются условия отсутствия блуждающих токов на смежных с j -ой СКЗ участках.

Если на соседних с рассматриваемой СКЗ участках нет блуждающих токов, а также при отключении рассматриваемой СКЗ сохраняется степень защищенности участка МН и режимы СКЗ отвечают номинальным значениям, то может быть принято решение об отключении данной СКЗ.

Магистральный нефтепровод «ЦППН-4 - НПС Раскино» (рисунок 4.2) включает 17 станций катодной защиты по всей трассе, согласно предложенной методике предлагается отключить (вывести в резерв) СКЗ №3.



- 1 - вертолетная площадка; 2 - пункт обогрева; 3 - электроизолирующая вставка;
- 4,5 - шаровой кран; 6, 12, 13 - клиновые задвижки; 7 - защитный кожух;
- 8 - камера пуска очистного устройства; 9 - подстанция комплектная трансформаторная; 10 - пункт коммерческого учета электроэнергии;
- 11 - колодец для контрольно-измерительных приборов; 14 - дренажная емкость;
- 15 - вантуз; 16 - АЗ; 17 - камера приема очистного устройства; 18 - СКЗ;
- 19 - узел запуска очистного устройства

Рисунок 4.2 - Схема нефтепровода «ЦППН-4 - НПС Раскино»

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эта станция находится на 24,1 км. трассы МН, а защитный потенциал в точке дренажа составляет минус 1,29 В, что находится в допустимом коридоре.

В соответствии с [4] определяются минимальные и максимальные защитные поляризационные потенциалы согласно таблицам 3.6 и 3.7 соответственно.

Таблица 3.6 – Минимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей не более 1 г на 1 кг грунта или при температуре транспортируемого продукта не более 293 К (20 °С)	-0,85	-0,90
Грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или содержанием водорастворимых солей более 1 г на 1 кг грунта, или опасном влиянии блуждающих токов промышленной частоты (50 Гц) и постоянных токов, или при возможной микробиологической коррозии, или при температуре транспортируемого продукта более 293 К (20 °С)	-0,95	-1,05

Примечания

1. Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не более 278 К (5 °С), минимальный поляризационный защитный потенциал равен минус 0,80 В относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения.
2. Минимальный защитный потенциал с омической составляющей при температуре транспортируемого продукта от 323 К (50 °С) до 343 К (70 °С) - минус 1,10 В; от 343 К (70 °С) до 373 К (100 °С) - минус 1,15 В.
3. Для грунтов с высоким удельным сопротивлением (более 100 Ом·м) значения минимального потенциала с омической составляющей должны быть определены экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 3.6 – Максимальные защитные потенциалы

Условия прокладки и эксплуатации трубопровода	Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В	
	Поляризационный	С омической составляющей
При прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 °С) в грунтах с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м или при подводной прокладке трубопровода с температурой транспортируемого продукта выше 333 К (60 °С)	-1,10	-1,50
При других условиях прокладки трубопроводов:		
с битумной изоляцией	-1,15	-2,50
с полимерной изоляцией	-1,15	-3,50
<p>Примечания</p> <p>1. Для трубопроводов из упрочненных сталей с пределом прочности 0,6 МПа (6 кгс/см²) и более не допускаются поляризационные потенциалы более отрицательные, чем минус 1,10 В.</p> <p>2. В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (более 100 Ом·м) допускаются более отрицательные потенциалы с омической составляющей, установленные экспериментально или расчетным путем в соответствии с НД.</p>		

Так как температура перекачиваемой среды 14 °С, удельное электрическое сопротивление грунта 60 Ом·м, а тип изоляции полимерный – диапазон безопасного защитного потенциала для данного трубопровода устанавливается от минус 0,9 В до минус 3,1 В (с учётом омической составляющей).

Расстояние от соседних станций катодной защиты до отключаемой (№2 и №4) составляет 9,6 и 11,1 км соответственно. Для того, чтобы обеспечивалась защита при отключении станции №3, необходимо, чтобы плечи защиты станций №2 и №4 были больше фактических расстояний.

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Из формулы (9):

$$K_{iB} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{E_{imin}}{E_{imax}}\right)^2 \cdot (1 + \theta)}}$$

Где $E_{imin(max)}$ – дополнительно накладываемый на сооружение потенциал в результате действия защиты i -ой станции.

Так как минимальный защитный потенциал трубопровода равен минус 0,9 В, минимальный наложенный потенциал для каждой станции одинаковый и вычисляется по формуле (11):

$$E_{imin} = |-0,9| - E_{ест}, \quad (11)$$

$$E_{imin} = |-0,9| - |0,55| = -0,35 \text{ В}$$

Максимальный наложенный потенциал станции катодной защиты рассчитывается как разность между естественным потенциалом и потенциалом, измеренным в точках дренажа (12):

$$E_{imax} = E_i - E_{ест}, \quad (12)$$

$$E_{2max} = |-1,23| - |-0,55| = -0,68 \text{ В}$$

$$E_{4max} = |-1,18| - |-0,55| = -0,63 \text{ В}$$

Тогда коэффициенты, учитывающие влияние смежных СКЗ этих станций:

$$K_{2B} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0,35}{0,68}\right)^2 \cdot (1 + 0,527)}} = 0,564$$

$$K_{4B} = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0,35}{0,63}\right)^2 \cdot (1 + 0,527)}} = 0,579$$

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

А протяженность зоны защиты трубопровода соседних СКЗ вычисляется по формуле (10):

$$l_{2-зскз} = \frac{2}{0,0001} \cdot \ln \frac{|-0,68|}{0,564 \cdot |-0,35|(1 + 0,527)} = 16255 \text{ м} > 9,6 \text{ км}$$

$$l_{4-зскз} = \frac{2}{0,0001} \cdot \ln \frac{|-0,63|}{0,579 \cdot |-0,35|(1 + 0,527)} = 14219 \text{ м} > 11,1 \text{ км}$$

Как видно из расчётов, получившиеся плечи защиты больше фактических расстояний между соседними с отключаемой станциями, а значит защита на данных участках будет обеспечена.

3.6. Заключение по разделу

В третьем разделе было проведено изучение режимов работы станций катодной защиты, а именно определена возможность применения метода оптимального регулирования режимов станций катодной защиты на МН, был проведен анализ системы оптимизации работы станций катодной защиты и основных ее алгоритмов. Также, рассчитав основные параметры катодной защиты, установлено, что станцию катодной защиты №3 можно отключить (вывести в резерв), обеспечив при этом электрохимическую безопасность трубопровода на всём рассматриваемом участке.

					Расчет показателей катодной защиты магистрального нефтепровода	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В диссертации проводится анализ современных методов защиты промысловых трубопроводов от коррозионных процессов; определяются механизмы коррозионных процессов, протекающих в промысловых трубопроводах; проводился анализ данных мониторинга коррозии и зависимости скорости коррозии от физико-химических характеристик перекачиваемой среды.

Для получения данных мониторинга, для анализа агрессивности среды, а также для защиты нефтепромысловых трубопроводов от влияния коррозионных процессов, производится монтаж систем ингибиторной защиты и мониторинга коррозии трубопроводов. В данном разделе работы приведён экономический расчет монтажа системы ингибиторной защиты нефтесборных промысловых трубопроводов. В соответствии с данными, предоставленными финансово-экономическим отделом и техотделом Управления эксплуатации трубопроводов АО «Томскнефть».

					<i>Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кривошеин С.Д.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Медведев В.В.</i>					84	141
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ72</i>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

4.1. Расчёт затрат времени, оборудования и материалов, заработной платы

4.1.1 Расчёт затрат времени

Время необходимое для проведения работ по монтажу системы ингибирования согласно отраслевым нормам численности, нормам времени и нормам выработки, утверждённым решением № 605 МинНефтегазПромома от 16.10.1996 г. составляет 10 часов, + 10% дополнительное время от основного времени, не учтённого нормативами.

$$\text{Дополнительное время} = 10 \cdot (10/100) = 1 \text{ час.}$$

$$\text{Общее время} = \text{основное время} + \text{время дополнительное};$$

$$10 + 1 = 11 \text{ часов.}$$

4.1.2 Оборудование

В соответствии с данными, предоставленными финансово-экономическим отделом и техотделом Управления эксплуатации трубопроводов АО «Томскнефть» ВНК.

В таблице 4.1 приведено, необходимое для монтажа системы ингибирования оборудование.

Таблица 4.1 – Оборудование

Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во	Цена, ед.	Сумма, руб.
Установка для дозирования химических реагентов УДР-01-01-НДГ 1,6/250-1/0,4-АП	шт	5	335500,00	1677500,00
Шлифмашина угловая HAMMER USM850A	шт	1	2657,00	2657,00
Сварочный агрегат Lincoln Electric Ranger 305D	шт	1	984330,00	984330,00
Итого:			2664487,00	

Затраты на амортизацию определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для дизельной электростанции, бульдозера, крана-манипулятора, автоцистерны и передвижной насосной установки выбираем согласно «ОК 013-2014 (СНС 2008). Общероссийский классификатор основных фондов» (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 №2018-ст) (ред. от 28.09.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с. 01.01.2017). Выбираем значения норм в процентах в зависимости от выходной мощности, грузоподъемности и мощности двигателя, в соответствии с данными, предоставленными финансово-экономическим отделом АО «Томскнефть» ВНК.

Расчёт амортизационных отчислений на оборудование представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Амортизационные отчисления на оборудование

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Время работы (час.)	Сумма амортизации (руб.)
Установки для дозирования химических реагентов	335500,00	10,00%	33550,00	3,83	11	42,13
Шлифмашина угловая	2657,00	50,00%	1328,50	0,15	11	1,67
Сварочный агрегат	984330,00	12,50%	123041,25	14,05	11	154,5
Итого:	198,3					

Необходимая для монтажа ингибиторной защиты спецтехника приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Спецтехника

Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во	Цена, ед.	Сумма, руб.
Дизельная электростанция	шт	1	487000,00	487000,00
Бульдозер Каматсу	шт	1	8500000,00	8500000,00
ИФ 300 на базе Авт. Камаз	шт	1	4020000,00	4020000,00
АКН на базе Авт. Камаз	шт	1	3635400,00	3635400,00
ПНУ-2 на базе Авт. Камаз	шт	1	9700000,00	9700000,00

Расчёт амортизационных отчислений на спецтехнику представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Амортизационные отчисления на спецтехнику

Объект	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Время работы (час.)	Сумма амортизации (руб.)
Дизельная электростанция	487000,00	12,50%	60875,00	6,95	11	76,44
Бульдозер Каматсу	8500000,00	10,00%	850000,00	97,03	11	1067,35
ИФ 300 на базе Авт. Камаз	4020000,00	10,00%	402000,00	45,89	11	504,79
АКН на базе Авт. Камаз	3635400,00	14,30%	519862,20	59,35	11	652,80
ПНУ-2 на базе Авт. Камаз	9700000,00	14,30%	1387100,00	158,34	11	1741,79
Итого:			4043,17			

4.1.3 Материалы

В соответствии с данными, предоставленными финансово-экономическим отделом и техотделом Управления эксплуатации трубопроводов АО «Томскнефть».

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимые для проведения монтажа ингибиторной защиты материалы приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материалы

Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во	Цена, ед.	Сумма, руб.
Тройник	шт	5	2250,00	11250
Электроды LB 52U d=4 mm	кг	35,9	151,60	5442,44
Электроды LB 52U d=3,2 mm	кг	4,2	152,50	640,50
Диск отрезной	шт	10	53,00	530,00
Диск шлифовальный	шт	25	45,00	1125,00
Пропан	балл	10	750,00	7500,00
Кислород	балл	15	250,00	3750,00
Образцы-свидетели	шт	60	265,00	15900,00
Фреза (сверло кольцевое)	шт	14	8800,00	123200,00
Кран шаровый	шт	5	28272,00	141360,00
Изоляция (обёртка-полилен)	кг	15	410,00	6150,00
Изоляция (праймер-транскор)	кг	13	120,00	1560,00
Изоляция (плёнка-литкор)	кг	100	146,05	14605,00
Итого:			333012,94	

Необходимые для монтажа ингибиторной защиты затраты на дизельное топливо приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Необходимое количество дизельного топлива

Наименование материала	Время работы, ч	Расход топлива, л	Цена, руб./л	Сумма, руб.
Эл.станции ДЭС 60	11	216,7	37	8017,90
Бульдозер Каматсу	11	264	37	9768,00
ИФ 300 на базе Авт. Ка-маз	11	396	37	14652,00
АКН на базе Авт. Ка-	11	374	37	13838,00
ПНУ-2 на базе Авт.	11	385	37	14245,00
Итого:			60520,9	

4.1.4 Затраты на оплату труда

Заработная плата при проведении монтажа системы ингибирования трубопроводов начисляется по тарифам. Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. Данные предоставленными финансово-экономическим отделом АО «Томскнефть» ВНК. Надбавки и доплаты к заработной плате работника приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 4.7, а также количеством техники в таблице 4.3, рассчитаем количество работников, необходимых для монтажа системы ингибирования и мониторинга и затраты на их заработную плату, занесем результаты в таблицы 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8 – Часовые тарифы и надбавки работникам

Вид работ	Разряд	Тариф, ставка	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Доплата за вредность, руб.	Время нахождения в пути, руб.	Вахтовый метод работы, руб.	Итого, руб./час
Машинист экскаватора	6	60,2	90,30	90,30	67,424	75,25	66,22	449,69
Электромонтер по обслуживанию передвижной электростанции	5	52,3	78,45	78,45	58,576	65,375	57,53	390,68
Машинист АКН	5	54,2	81,30	81,30	60,704	67,75	59,62	404,87
Машинист агрегата ПНУ-2	5	54,2	81,30	81,30	60,704	67,75	59,62	404,87
Машинист ИФ 300	5	54,2	81,30	81,30	60,704	67,75	59,62	404,87
Слесарь ремонтник	5	57,6	86,40	86,40	64,512	72,00	63,36	430,27
Линейный трубопроводчик	5	57,6	86,40	86,40	64,512	72,00	63,36	430,27
Линейный трубопроводчик	4	52,3	78,45	78,45	58,576	65,375	57,53	390,68
Сварщик	6	60,2	90,30	90,30	67,424	75,25	66,22	449,69

Таблица 4.9 – Расчет заработной платы за 11 часов рабочего времени

Вид работ	Разряд	Тариф, руб./час	Время работы, ч	Итого, руб.
Машинист экскава-	6	449,69	11	4946,63
Электромонтер по обслуживанию передвижной электростанции	5	390,68	11	4297,49
Машинист АКН	5	404,87	11	4453,61
Машинист агрегата ПНУ-2	5	404,87	11	4453,61
Машинист ИФ 300	5	404,87	11	4453,61
Слесарь ремонтник	5	430,27	11	4732,99
Линейный трубопроводчик	5	430,27	11	4732,99
Линейный трубопроводчик	4	390,68	11	4297,49
Сварщик	6	449,69	11	4946,63
Общая сумма ЗП, руб.:				41315,08

4.1.5 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и Обязательного социального страхования представлены в таблице 4.10. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс с тарифом 0,2 для транспортирования по трубопроводам нефти и нефтепродуктов (код по ОКВЭД - 60.30.1).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.10 – Расчет страховых взносов

Вид работ	ЗП, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,5%)	ПФР (22%)	Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2%)	Всего, руб
Машинист экскаватора	4946,63	143,45	252,28	1088,26	9,89	1493,88
Электромонер по обслуживанию передвижной электростанции	4297,49	124,63	219,17	945,45	8,59	1297,84
Машинист АКН	4453,61	129,15	227,13	979,8	8,91	1344,99
Машинист агрегата ПНУ-2	4453,61	129,15	227,13	979,8	8,91	1344,99
Машинист ИФ 300	4453,61	129,15	227,13	979,8	8,91	1344,99
Слесарь ремонтник	4732,99	137,26	241,38	1041,26	9,47	1429,36
Линейный трубопроводчик	4732,99	137,26	241,38	1041,26	9,47	1429,36
Линейный трубопроводчик	4297,49	124,63	219,17	945,45	8,59	1297,84
Сварщик	4946,63	143,45	252,28	1088,26	9,89	1493,88
Общая сумма страховых взносов, руб.	12477,15					

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:

$$41315,08 \cdot 0,1 = 4131,51 \text{ руб.}$$

Все рассчитанные показатели можно свести в общую таблицу расходов (таблица 4.11), согласно которой общая сумма затрат при монтаже ингибиторной защиты нефтесборной системы составит 3,736 млн. руб.

Таблица 4.11 – Общая сумма затрат

Расходы	Стоимость (руб.)
Материалы	2997499,94
Дизельное топливо	60520,9
Оплата труда	41315,08
Страховые взносы	12477,15
Амортизационные отчисления	4241,47
Прочие расходы	4131,51
Всего затрат	3113811,77
Накладные расходы (20%)	622762,35
Итого	3736574,12
Плановые накопления (5% от суммы затрат и накладных расходов)	186828,71

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 4.1.

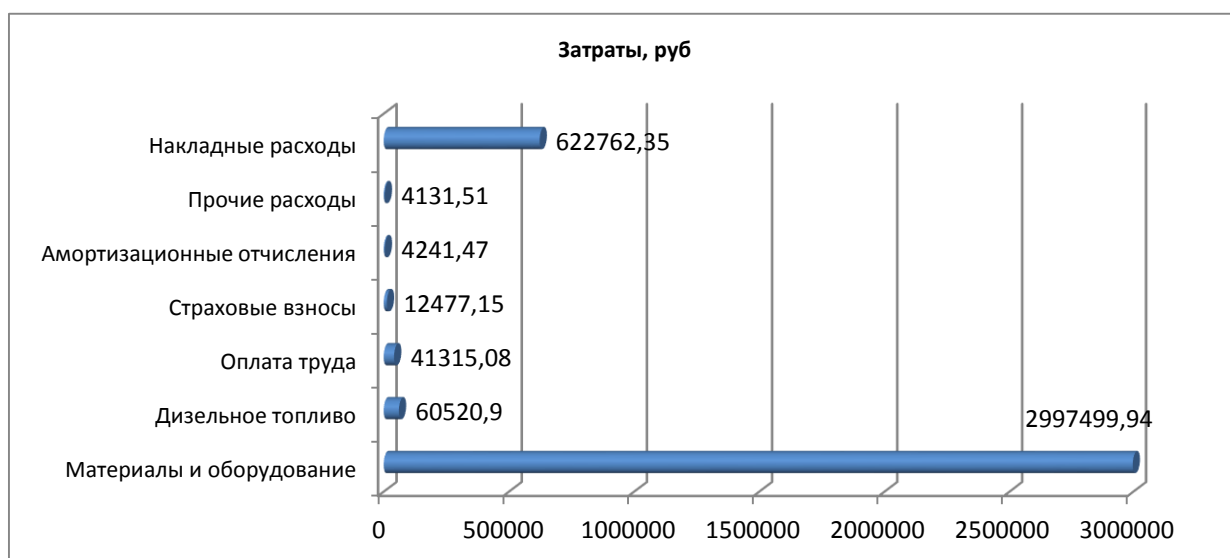


Рисунок 4.1 – Распределение затрат на монтаж ингибиторной защиты нефтесборной системы

4.2 Затраты на замену трубопровода

Далее приведем примерную стоимость строительства одного километра нового трубопровода. В соответствии с данными, предоставленными техотделом Управления эксплуатации трубопроводов АО «Томскнефть» ВНК.

Стоимость разработки типового проекта системы нефтесбора определяется уровнем в 700 000 – 1 200 000 рублей за проект.

Срок сооружения трубопровода может составить до двух недель, в зависимости от условий и времени года.

Строительство нефтесборных трубопроводов на объекте заказчика осуществляет специальная организация, работающая по этому направлению. Ориентировочная цена строительных работ составляет от 2 000 000 до 2 500 000 руб. за 1 км. Стоимость материала одного километра трубы диаметром 159, толщиной стенки 8 мм, материал изготовления 13ХФА составляет примерно 2 000 000 рублей.

В связи с быстрым коррозионным износом трубы, могут происходить частые аварии с разгерметизацией тела трубы и соответственно с разливом нефти. Эти происшествия оказывают непоправимый ущерб окружающей среде и облагается штрафными санкциями. В среднем штраф за загрязнение одного гектара земли составляет 37 000 000, а его рекультивация 1 600 000 рублей. Если учесть, что средняя авария приводит к загрязнению 100 м² земли, то штраф составляет 370 000, а его рекультивация 16 000 рублей. При отсутствии ингибиторной защиты, со временем частота таких аварий может увеличиться с 10 до 500 раз в год.

В таблице 4.12 представлены примерные расходы на замену 1 километра трубы и штрафные санкции за загрязнения территории 10×10 м. В соответствии с данными, предоставленными техотделом Управления эксплуатации трубопроводов АО «Томскнефть» ВНК.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Таблица 4.12 – Расходы

Строительство 1 км. трубы 159x8 13ХФА	4 000 000 ...4 500 000 руб.
Штраф и рекультивация 10 м ² земли	16 000...30 000 руб.

Из приведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- строительство 1 км трубы дороже покупки и монтажа ингибиторной защиты;
- при повышении частоты разгерметизации систем трубопроводов необходимо затрачивать большие средства на устранение последствий загрязнений и штрафные санкции.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

Глава 5. Социальная ответственность

Для обеспечения безопасности проведения работ, связанных с эксплуатацией трубопроводов и, в частности, проведением работ по исследованию влияния коррозионных процессов на промышленные трубопроводы необходимо выполнение на практике норм и принципов социальной ответственности.

Социальная или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [39].

Работы, связанные с эксплуатацией промышленных трубопроводов нефтегазовых месторождений, выполняются в соответствии с руководящей документацией, принятой в эксплуатирующей организации и строительными нормами и правилами, действующими на территории Российской Федерации.

Краткое содержание работ: обслуживание СКЗ, замена образцов-свидетелей коррозии на узлах контроля коррозии и отбор проб жидкости; передача проб жидкости и образцов-свидетелей в лабораторию для анализа; анализ полученных данных и составление отчёта с приведением рекомендаций.

Был рассмотрен магистральный нефтепровод ЦППН-4 – НПС Раскино протяжённостью 172,2 км. Работы выполнялись в два этапа: полевой и камеральный. Наружный диаметр трубопровода равен 720 мм, толщина стенки составляет 9 мм.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность		
					Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты		
Разраб.		Кривошеин С.Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				96	141
Консульт.					НИ ТПУ гр. 2БМ72		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					

5.1. Профессиональная социальная безопасность

В процессе оценки коррозионных процессов работник подвергается воздействию приведённых ниже вредных и опасных производственных факторов (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: 1) извлечение и замена образцов-свидетелей коррозии; 2) отбор проб жидкости перекачиваемой среды.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне.	1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением);	ГОСТ 12.1.005–88 [40] ПБ 03-585-03 [41] ГОСТ 12.1.019-79 [42] СанПиН 2.2.4.548-96 [43] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [44]
Камеральные работы: 1) обработка полученных данных.	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3. Нервно-психические перегрузки.	1. Электрический ток. 2. Пожаровзрывоопасность.	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [45] ГОСТ 12.1.038-82 [46] НПБ 105-03 [47]

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап работ

1. Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны

Работы по мониторингу коррозии внутренней стенки трубопроводу проводятся как в летнее, так и в зимнее время года на открытой площадке, в следствие чего на организм может оказываться температурное воздействие окружающей среды. Температура окружающего воздуха может иметь значения от минус 53 до плюс 36 °С. При длительном пребывании в условиях нагретого климата повышается температура тела, учащается пульс, пони-

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жается компенсаторная способность сердечно-сосудистой системы, функциональная активность желудочно-кишечного тракта и др.

Также при общем действии высокой температуры, которая вызывает перегревание организма наступает тепловой удар. Тепловой удар наблюдается в условиях, способствующих перегреванию организма и может вызвать тяжёлые последствия для людей, страдающих сердечно-сосудистыми заболеваниями, вплоть до остановки сердца.

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Работы по замене образцов-свидетелей коррозии и отбору проб жидкости относятся к категории Па и Пб. Это работы с интенсивностью энерготрат 151–250 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких изделий массой до 1 кг в положении стоя или сидя, а также тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. Место проведения работ находится в климатическом регионе II [42].

В холодное время года должна быть обеспечена защита работающих от возможного переохлаждения: помещения для отдыха и обогрева, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, регламентация времени работы и отдыха и т.п.

Показателями, характеризующими климат, являются [40]:

- 1) температура воздуха.
- 2) относительная влажность воздуха.
- 3) скорость движения воздуха.
- 4) интенсивность теплового излучения.

Работы на открытом воздухе должны приостанавливаться работодателями при погодных условиях, приведённых в таблице 5.2.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы должны быть остановлены

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Допустимая продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10-ти минутных перерывов на обогрев (за 4-х часовой период рабочей смены) применительно к выполнению работ категории Па-Пб следует определять по таблице 5.3 в соответствии с климатическим регионом.

Таблица 5.3 – Режим работ на открытой территории в климатическом регионе II (работа категории Па-Пб)

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤ 1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	б	б	а	б
-10	не регламентируется*						68	1	121	1	92	2
-15	200	1	170	1	127	1	07	1	85	2	70	2
-20	117	1	104	1	84	2	1	2	58	3	49	3
-25	82	2	76	2	64	3	4	3	47	3	40	4
-30	65	3	60	3	52	3	5	4	39	4	34	5
-35	52	3	49	3	43	4	8	4	33	5	29	5
-40	44	4	41	4	37	4	2	5	29	5	25	6
-45	38	4	36	4	32	5	9	5	26	6	20	7

* Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении

Примечание:
а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;
б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

2. *Повышенное содержание вредных веществ в рабочей зоне*

Вещества, применяемые в технологическом процессе оценке и мониторинге коррозии трубопроводов, при неправильной организации труда и несоблюдении определенных профилактических мероприятий, относятся к вредным веществам (промышленным ядам) и оказывают вредное воздействие на здоровье работающих, приводят к острым или хроническим отравлениям и профессиональным заболеваниям.

Вредные вещества могут поступать в организм человека через органы дыхания (пары, газы, пыль), кожу (жидкие, масляные, твердые вещества), желудочно-кишечный тракт (жидкие, твердые, и газы). Наиболее часто вредные вещества попадают в организм человека через органы дыхания и быстро проникают к жизненно важным центрам человека.

Таким образом, для обеспечения безопасной работы персонала при производстве работ необходимо осуществлять контроль воздушной среды рабочей зоны на предмет превышения предельно-допустимой концентрации вредных веществ в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88 [40].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции и, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих [40].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны подлежит систематическому контролю для предупреждения возможности превышения предельно допустимых концентраций – максимально разовых рабочей зоны (ПДК_{мр.рз}) и среднесменных рабочей зоны (ПДК_{сс.рз}).

Величины ПДК_{мр.рз} и ПДК_{сс.рз} веществ, наиболее часто встречающихся при проведении работ по замене антикоррозионного покрытия приведены в таблице 5.4 [40].

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При одновременном содержании в воздухе рабочей зоны нескольких вредных веществ однонаправленного действия (по заключению органов государственного санитарного надзора) отношений фактических концентраций каждого из них ($K_1, K_2 \dots K_n$) в воздухе к их ПДК ($ПДК_1, ПДК_2 \dots ПДК_n$) не должна превышать единицы [48]:

$$\frac{K_1}{ПДК_1} + \frac{K_2}{ПДК_2} + \dots + \frac{K_n}{ПДК_n} \leq 1.$$

Таблица 5.4 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [40]

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства	Класс опасности
1. Ацетон	200	п	IV
2. Бензин (растворитель, топливный)	100	п	IV
3. Аэрозоль нефти в воздухе	10	а	III
4. Смесь алкилпиридинов (ингибитор коррозии И-1-А) (по 2-метил-5-этилпиридину)	2	п	III
5. Спирт метиловый	5	п	III

Примечание:

- Если в графе "Величина ПДК" приведены две величины, то это означает, что в числителе максимальная, а в знаменателе – среднесменная ПДК.
- Условные обозначения:
 п – пары и/или газы;
 а – аэрозоль;
 а+п – смесь паров и аэрозоля;
 + – требуется специальная защита кожи и глаз;
 О – вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе;
 А – вещества, способные вызывать аллергические заболевания в производственных условиях;
 К – канцерогены;
 Ф – аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.

При перекачке и отборе проб нефти относят к 3-му классу опасности (ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/куб. м), при хранении и лабораторных испытаниях – к 4-му классу опасности (ПДК по легким углеводородам в пересчете на углерод – не более 300 мг/куб.м)

Структура, содержание и изложение методик выполнения измерений концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.563-2009 [49].

Необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов. Контроль воздушной среды должен проводиться на расстоянии 1-2 м от места установки узла контроля коррозии с подветренной стороны. Замер концентраций паров должен проводиться не реже 1 раза в смену.

При превышении уровня предельно допустимых концентраций вредных веществ, производство работ следует немедленно прекратить, работникам покинуть место проведения работ.

Камеральный этап

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Работы по анализу влияния коррозионных процессов на внутреннее состояние трубопровода проводятся как в летнее, так и в зимнее время года, в следствие чего на организм может оказываться температурное воздействие окружающей среды.

Для обеспечения безопасного производства работ необходимо соблюдать требования микроклимата рабочей зоны, определяемые ГОСТ 12.1.005–88 [40].

Показателями, характеризующими микроклимат, являются [40]:

- 1) температура воздуха;
- 2) относительная влажность воздуха;
- 3) скорость движения воздуха;
- 4) интенсивность теплового излучения.

Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям, указанным в табл. 5.5.

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативные показатели микроклимата в помещениях устанавливаются при помощи сквозного проветривания или систем кондиционирования воздуха.

Таблица 5.5 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне [43]

Период года	Категория работ	Температура, °С					Относительная влажность		Скорость движения, м/с	
		Оптимальная	Допустимая				Оптимальная	Допустимая на рабочих местах	Оптимальная, не более	Допустимая на рабочих местах постоянных и непостоянных*
			Верхняя граница		Нижняя граница					
			На рабочих местах							
Постоянных	Непостоянных	Постоянных	Непостоянных							
Холодный	Легкая - Ia	22-24	25	26	21	18	40-60	75	0,1	Не более 0,1
	Легкая - Ib	21-23	24	25	20	17	40-60	75	0,1	Не более 0,2
	Средней тяжести - IIб	18-20	23	24	17	15	40-60	75	0,2	Не более 0,3
Холодный	Средней тяжести - IIб	17-19	21	23	15	13	40-60	75	0,2	Не более 0,4
	Тяжелая - III	16-18	19	20	13	12	40-60	75	0,3	Не более 0,5

Продолжение Таблица 5.5 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне [43]

Теплый	Легкая - Ia	23-25	28	30	22	20	40-60	55 при (28°C)	0,1	0,1-0,2
	Легкая - Ib	22-24	28	30	21	19	40-60	60 при (27°C)	0,2	0,1-0,3
	Средней тяжести - IIб	21-23	27	29	18	17	40-60	65 при (26°C)	0,3	0,2-0,4
	Средней тяжести - IIб	20-22	27	29	16	15	40-60	70 при (25°C)	0,3	0,2-0,5
	Тяжелая - III	18-20	26	28	15	13	40-60	75 при (24°C и ниже)	0,4	0,2-0,6

*Большая скорость движения воздуха в теплый период года соответствует максимальной температуре воздуха, меньшая - минимальной температуре воздуха. Для промежуточных величин температуры воздуха скорость его движения допускается определять интерполяцией; при минимальной температуре воздуха скорость его движения может приниматься также ниже 0,1 м/с - при легкой работе и ниже 0,2 м/с - при работе средней тяжести и тяжелой.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нехватка освещения сказывается на работоспособности зрительного аппарата, то есть вызывает усталость центральной нервной системы, то есть влияет на эмоциональное состояние человека и на психику человека.

Оценка освещённости рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с [44].

Освещённость рабочего места осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть достаточным для работы без снижения производительности. В тёмное время суток освещённость рабочего места должна осуществляться искусственным освещением, светильники которого должны обеспечивать необходимую степень освещённости.

В рабочем помещении предусмотрено общее равномерное искусственное освещение. Для искусственного освещения предусмотрены встраиваемые офисные светильники. Естественное освещение предусмотрено через оконные панели. Для повышения освещённости оборудование окрашено в светлые тона, жесточен контроль за своевременной заменой вышедших из строя ламп освещения в соответствии со СНиП II-4-79 [44].

3. *Нервно-психические перегрузки*

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов (таблица 5.6) [45].

Таблица 5.6 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ [51].

Категория работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы с ПЭВМ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин при 8-часовой смене
	Группа А, количество знаков	Группа Б, количество знаков	Группа В, ч	
I	до 20000	до 15000	до 2	50
II	до 40000	до 30000	до 4	70
III	до 60000	до 40000	до 6	90

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него.

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с видеодисплейными терминалами (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов длительностью от 10 до 15 мин через каждые 45-60 мин работы.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап работ

1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Магистральные трубопроводы относятся к аппаратам, работающим под давлением. Любые сосуды, работающие под давлением, представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может трансформироваться в явную форму и повлечь тяжелые последствия.

Для управления работы и обеспечения безопасных условий эксплуатации трубопроводов в зависимости от назначения в соответствии с ПБ 03-585-03 [42] должны соблюдаться следующие положения.

Конструкция трубопровода должна обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, наружного и внутреннего осмотра, контроля и ремонта, удаления из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

Если конструкция трубопровода не позволяет проведения наружного и внутреннего осмотров, контроля или испытаний, в проекте должны быть указаны методика, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В местах расположения наиболее напряженных сварных соединений и точек измерения остаточной деформации, накапливаемой при ползучести металла, следует предусматривать съемные участки изоляции. При проведении работ по осмотру и обслуживанию узлов контроля коррозии, необходимо контролировать рабочие параметры трубопроводов для предотвращения разгерметизации оборудования.

Камеральный этап работ

1. Электрический ток

При проведении работ по анализу противокоррозионной защиты работники имеют дело с электрическим оборудованием (ПЭВМ), что требует соблюдение правил по электробезопасности.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 [46]. Величины этих напряжений представлены в таблицах 5.7 и 5.8.

Таблица 5.7 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц [46]

Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина	
	U, В	I, mA		U, В	I, mA
От 0,01 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Свыше 1,0	12	2

Таблица 5.8 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки [46]

Род тока	U, В	I, mA
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1

В соответствии с [46] помещения, где размещаются рабочие места с ПЭВМ, должны быть оборудованы защитным заземлением (занулением) в

соответствии с техническими требованиями по эксплуатации электроустановок и вычислительной техники.

Мероприятия по обеспечению безопасности при эксплуатации ПЭВМ:

- постоянный контроль надёжности соединения контактов трёхпроводных розеток;
- подключение дисплея (при наличии только двухпроводной однофазной сети) рекомендуется через согласующее устройство. При этом сетевые фильтры и все кабели питания должны находиться как можно дальше от оператора в компактном положении с тыльной стороны рабочего места;
- исключение установки системного блока в зоне повышенной влажности и повышенного содержания пыли, на пол, у ног оператора;
- избегать касания одновременно экрана монитора и клавиатуры (возможен повышенный электростатический потенциал);
- во избежание поражения электрическим током запрещается прикасаться к задней панели системного блока и переключать разъёмы периферийных устройств работающего компьютера;
- установка ПЭВМ только на жёстко закреплённой подставке, исключающей даже случайное сотрясение системного блока;
- не рекомендуется установка ПЭВМ и его клавиатуры на поверхности, накапливающие статическое электричество (органическое стекло и полированные лаковые поверхности);
- температура воздуха в помещении допускается в пределах от 20 до 25 °С при относительной влажности до 75 %; резкие перепады температуры не допускаются;
- не допускается излишняя запылённость воздуха в помещении (не более 1 мг/м³ при максимальном размере частиц 3 мкм); обязательна влажная ежедневная уборка помещения;
- необходимо ежедневно протирать влажной салфеткой экран, приэкранный фильтр, клавиатуру и другие части ПЭВМ [44].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

2. Пожаровзрывоопасность

Помещение, в котором размещены ПЭВМ, по категориям пожарной опасности относится к категории «В». Обычно в нём находится большое количество возможных источников возгорания, как например: кабельные линии, используемые для питания ПЭВМ от сети переменного тока напряжением 220 В, которые в целях понижения воспламеняемости покрывают огнезащитным покрытием и прокладывают в металлических трубах.

В таблице 5.9 определена категория помещения по взрывоопасности и пожароопасности [50].

Таблица 5.9 – Таблица категорий помещений [50]

Категория	Характеристика	Примечание
В (Пожароопасная)	Помещения, в которых находятся в обращении горючие и трудногорючие пыли, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные только гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или между собой	Помещение характеризуется наличием веществ и материалов в указанных количествах

Меры по снижению пожароопасности при работе за ПЭВМ:

- соблюдение противопожарных требований при проектировании и эксплуатации систем вентиляции согласно [50];
- соблюдение условий пожарной безопасности электроустановок согласно;
- наличие средств оповещения: пожарные извещатели (линейные, тепловые, дымовые и т.д.);
- автоматические установки пожаротушения (газовые централизованного и модульного типа, углекислотные);
- план эвакуации людей и технических средств.

5.2. Экологическая безопасность

Работы по мониторингу коррозии и обслуживанию узлов контроля коррозии включают в себя опорожнение лубрикаторного устройства от нефти и нефтепродуктов и извлечение образцов-свидетелей, что может повлечь за собой загрязнение почвы и близлежащих водоёмов продуктами перекачки и реагентами замедления коррозии и нанести непоправимый ущерб окружающей среде.

В таблице 5.10 представлены вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве работ по мониторингу коррозии и обслуживанию узлов контроля коррозии.

Таблица 5.10 – Временные методические рекомендации по обоснованию природоохранных затрат

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы (литосфера)	Загрязнение почвы метанолом, химреагентами и др.	Сооружение поддонов. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков метанола, химреагента, мусора, загрязненной земли и т.д.
Вода и водные ресурсы (гидросфера)	Загрязнение нефтью, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами, химреагентами и др.	Отвод, складирование и обезвреживание вод, уничтожение мусора. Сооружение водоотводов, накопителей, отстойников.
Воздушный бассейн (атмосфера)	Выбросы вредных веществ, газа при вскрытии и опорожнении узлов контроля коррозии	Контроль и выбор режима работы дренажного технологического оборудования и технологий, обеспечивающих соблюдение нормативов предельно допустимых выбросов и поддержания уровня загрязнения атмосферного воздуха ниже ПДК

Для предотвращения утечек водно-нефтяной эмульсии и, вследствие этого, загрязнения почвенного покрова, а также исключения загрязнения атмосферы углеводородами, содержащимися в природном газе, линейным трубопроводчикам ЦТОРТиЛПА и работникам специализированных сервисных организаций, с которыми заключены договорные отношения на выполнение работ по коррозионному мониторингу, необходимо:

- проводить постоянный контроль состояния сапы пика лубриката-
ра, при выходе из строя производить его замену;
- проводить постоянный контроль состояния зонда и отбойника,
при выходе из строя производить их замену;
- перед установкой образца необходимо закрыть газовый кран на
зонде для исключения попадания выброса природного газа в атмосферу;
- применять в зимних условиях ППУ при закрытии задвижки перед
снятием образца;
- промасленную ветошь, используемую при данном процессе
необходимо собирать в металлический контейнер;
- использованные образцы необходимо собирать в отдельный ме-
таллический контейнер.

					Социальная ответственность	Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Одним из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный порыв трубопровода.

При возникновении аварийного порыва трубопровода произойдет выброс в атмосферу свободного нефтяного газа, что может привести к возникновению взрывоопасного газоздушного облака (ГВО), к загрязнению атмосферы углеводородами.

Основными решениями, обеспечивающими надёжность промышленного трубопровода, являются:

- применяемые трубы и материалы соответствуют климатическим условиям района строительства, условиям хранения и транспорта при расчетной минимальной температуре;
- контроль строительно-монтажных работ;
- проведение не реже одного раза в год контрольных осмотров, проведение плановых ремонтов трубопровода. Время контрольных осмотров следует приурочивать к одному из очередных ремонтов;
- все применяемые трубы сертифицированы и имеют разрешение Ростехнадзора на применение;
- местный и дистанционный контроль давления транспортируемой рабочей среды осуществляется в начале трассы и на всех наружных технологических установках газопровода (узлы пуска приема, запорной арматуры и сбора конденсата).

Природоохранные мероприятия при ликвидации возможного аварийного порыва трубопровода и его последствий включают в себя:

1. Ограждение аварийного участка.
2. Локализация утечки.
3. Уточнение объемов работ по ликвидации аварии.
4. Ликвидация разрыва.
5. Устранение последствия аварии.

С целью повышения технического уровня эксплуатации и предотвращения аварийных ситуаций необходим постоянный контроль состояния трасс трубопроводов, охранной и водоохраных зон.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

АО «Томскнефть» ВНК последовательно реализует политику высокой социальной ответственности, в том числе в части заработных плат и компенсаций.

В Компании сформирован системный подход к определению уровней оплаты труда и компенсационных пакетов работников с учетом региональных особенностей.

Приоритетными направлениями, заложенными в шаблоне «Типовой коллективный договор», являются:

- социальная поддержка многодетных и малообеспеченных семей работников;
- социальная поддержка пенсионеров;
- создание условий по привлечению и удержанию персонала в регионах деятельности Компании с неблагоприятными климатическими условиями и на работах с неблагоприятными условиями труда;
- поддержка работников, попавших в трудную жизненную ситуацию.

Организация площадки проведения работ и рабочих мест должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ.

При организации работ, размещении участков работ, рабочих мест, проездов транспортных средств, проходов для людей следует установить опасные зоны, в пределах которых постоянно действуют или актуально могут действовать опасные производственные факторы. Опасные зоны должны быть обозначены знаками безопасности и надписями установленной формы.

При выявлении отклонений от гигиенических норм и требований охраны труда, работодатель должен устранить проблемы. До устранения вредных и опасных факторов устанавливать работникам, занятым на этих работах, льготы и компенсации, предусмотренные законодательством.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

Заключение

Необходимость осуществления мероприятий по защите от коррозии диктуется тем обстоятельством, что потери от коррозии приносят чрезвычайно большой ущерб. По имеющимся данным, около 10% ежегодной добычи металла расходуется на покрытие безвозвратных потерь вследствие коррозии и последующего распыления. Основной ущерб от коррозии металла связан не только с потерей больших количеств металла, но и с порчей или выходом из строя самих металлических конструкций.

Успешная защита трубопроводных систем от коррозии может быть осуществлена при своевременном обнаружении коррозионных разрушений, определении их величины и выборе защитных мероприятий. В начальный период эксплуатации состояние трубопровода определяется качеством проектирования и строительства.

В этой связи рассмотрены основные принципы и расчетные зависимости оптимального регулирования режимов работы средств ЭХЗ трубопроводов промышленных площадок и линейной части МТ, выделены недостатки существующих методик.

Установлено, что существующие методики не учитывают влияние ряда важных факторов: влияние на распределения потенциала состояния изоляционного покрытия, неизбежного изменения в процессе эксплуатации параметров среды, коррозионных факторов и их совокупностей.

Были рассмотрены методы определения защищенности магистральных трубопроводов от коррозии и было выявлено, что задача выбора оптимального режима работы элементов системы ЭХЗ, с учетом влияющих факторов и их совокупностей для каждого частного случая является актуальной.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Совершенствование управления техническим состоянием магистрального нефтепровода при оптимизации работы станции катодной защиты			
Разраб.		Кривошеин С.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.					115	141
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ72		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Было предложено вывести в резерв СКЗ №3 действующего МН «ЦППН-4 - НПС Раскино», так как эта станция отвечает всем требованиям для ее отключения, которое приведет к значительной экономии материальных средств обслуживающего нефтепровод предприятия.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

Список использованных источников

1. Ажогин, Ф.Ф. Защита высокопрочных сталей / Ф.Ф. Ажогин. – М.: Металлургия, 1974. – 256 с.
2. Агинеи, Р.В. Актуальные вопросы защиты от коррозии длительно эксплуатируемых магистральных газонефтепроводов / Р.В. Агинеи, Ю.В. Александров. - СПб.: «Недра», 2012.- 394 с.
3. Мазур, И.И. Экология нефтегазового комплекса: Наука. Техника /И.И. Мазур. -М.: Недра, 1993. -494 с.
4. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии; Введ. 01.07.99. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 45 с.
5. Классификация условий применения электрохимической защиты от коррозии в районах вечной мерзлоты. Издание ОНТИ ВНИИСТА, Москва, 1970, 66с.
6. Пат. 2532471 Российская Федерация, МПК F19L88/06. Металлическая труба с внутренней пластмассовой трубой. [Текст] / Айдуганов В.М.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №245230162/04; заявл. 24.05.2014; опубл. 12.04.2015. Бюл. № 3 - 7 с.
7. Пат. 2532473 Российская Федерация, МПК F24L32/01. Сварное соединение труб с внутренним покрытием. [Текст] / Айдуганов В.М.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №256320120/01; заявл. 12.02.2012; опубл. 4.05.2013. Бюл. № 4 - 9 с.
8. ПАО «Транснефть». Сайт обществ системы «Транснефть» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.transneft.ru/> (дата обращения: 23.04.2017).
9. Пат. 2533046 Российская Федерация, МПК F16L58/02. Способ защиты от коррозии зоны сварного соединения трубопровода с внутренним защитным покрытием [Текст] / Айдуганов В.М.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №220145262/06; заявл. 24.09.2013; опубл. 20.11.2014. Бюл. № 6 - 5 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117

10. Мустафин, Ф.М. Сооружение трубопроводов. Защита от коррозии. Т. 1 / Ф.М. Мустафин, М.В. Кузнецов, Л.И. Быков. - Уфа: Монография, 2004. – 609 с.
11. Пат. 2540199 Российская Федерация, МПК F23L12/05. Труба с внутренним защитным покрытием и втулками из коррозионно-стойкой стали. [Текст] / Айдуганов В.М.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №212032023/01; заявл. 14.06.2013; опубл. 29.12.2014. Бюл. № 6 - 7 с.
12. Никулин, С.А. Оптимизация режимов работы станций катодной защиты магистральных трубопроводов, диссертация доктора техн. наук / С.А. Никулин: Нижний Новгород 2014. - 121с.
13. Абдуллин, И.Г. Магистральные трубопроводы / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев // Физика металлов. – 1992. - № 6. - С. 18-20.
14. Агинеи, Р.В. Разработка методов повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов трубопроводного транспорта, автореферат диссертации доктора техн. наук / Р.В. Агинеи. - Ухта: УГТУ, 2009. – 44 с.
15. Андрияшин, В.А. Коррозионное разрушение поверхностей магистральных труб нефтепровода после длительной эксплуатации / В.А. Андрияшин, А.А. Костюченко, А.И. Комаров // Защита металлов. – 2006. – т. 42. - №1. – С. 52-56.
16. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: учебник / А.А. Коршак, А.А. Шаммазов. - СПб.: Недра, 2002. – 488 с.
17. Ажогин, Ф.Ф. Новые достижения в области теории и практики противокоррозионной защиты металлов / Ф.Ф. Ажогин, С.С. Иванов // Сб. докл. семинара по коррозии – Звенигород, 1980. - М., 1981. – С. 93.
18. Глазков, В.В. Влияние различных факторов на степень защищенности магистральных трубопроводов / В.В. Глазков, Н.А. Чиженкова // Проектирование и строительство трубопроводов и газонефтепромысловых сооружений: Реф. сб. Информнефтегазстроя. – М., 1978. – Вып. 12. – С. 19-29.

					Список использованных источников	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. ВСН 014-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gost.ru/content/base/81457> (дата обращения: 12.04.2017).
20. Противокоррозионная изоляция труб в заводских условиях. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. - М: ВНИИОЭНГ, 1988. - 53 с.
21. Сидоров, Б. В. Оценка состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов / Б. В. Сидоров, В. В. Харионовский, С. А. Мартынов // Контроль. Диагностика. – 2001. – №6. – С.7-15.
22. Глотов, И.В. Повышение эффективности противокоррозионной защиты подземных нефтегазопроводов в условиях промышленных площадок, автореф.дис. . канд. техн. наук / И.В. Глотов. – Ухта: УГТУ, 2009. – 19 с.
23. Воронин, В.И. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов/ Воронин, В.И., Воронина Т.С. // Защита металлов - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 198 с.
24. Фатрахманов, Ф.К. Концепция и пути оптимизации катодной защиты коммуникаций промышленных площадок / Ф.К. Фатрахманов // Науч-техн. сбор. Современные проблемы трубопроводного транспорта газа. – М: ВНИИГАЗ, 1998, 408-411 с.
25. Рудой, В.Н. Проектирование катодной защиты подземных трубопроводов / В.Н. Рудой, Н.И. Останин, Ю.П. Зайков – Екатеринбург: УПИ, 2005. 28 с.
26. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН //ПАО Транснефть, 1999. – 80с.
27. Мустафин, Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии / М.Ф.Мустафин, Л.И.Быков, А.Г. Гумеров и др. //Том 2: Учебное пособие. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708с.
28. Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. / Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002 – 658 с.

					Список использованных источников	Лист
						119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

29. Блинов, И.Г. К вопросу об уточнении степени коррозионной опасности участков нефте- и нефтепродуктопроводов / И.Г. Блинов, А.В. Валюшкин, А.В. Старочкин // - Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. № 2(14) 2014, с 58-61.
30. Башаев, М.А. Оптимизация режимов системы катодной защиты магистрального трубопровода / М.А. Башаев // Коррозия территории нефтегаз. - №2 (25). – 2013. – С. 58 – 61.
31. Васильев, В.С. Применение программно-технических средств телемеханики УНК ТМ для оптимизации режимов СКЗ и диагностики нарушений изоляции трубопроводов /В.С. Васильев, С.А. Жаров, С.Ю. Покровский //В сб. Диагностика оборудования и трубопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. №5, С. 23 – 30.
32. ГОСТ 9.602-2005. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gost.ru/content/base/91827> (дата обращения: 12.04.2017).
33. Пат. 2536779 Российская Федерация, МПК G01N17/02. Способ определения скорости коррозии металлических сооружений и устройство для его реализации [Текст] / Гиней, Р.В.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №2120232102/01; заявл. 21.10.2012; опубл. 19.09.2013. Бюл. № 4 - 7 с.
34. Пат. 2547067 Российская Федерация, МПК F14L16/08. Устройство для предотвращения коррозии. [Текст] / Якупов Н.М.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №22010306054/05; заявл. 22.05.2013; опубл. 29.03.2015. Бюл. № 3 - 8 с.
35. Пат. 2524527 Российская Федерация, МПК F14L72/04. Способ защиты стали от коррозии в минерализованных водно-нефтяных средах, содержащих диоксид углерода [Текст] / Зарипов Р.Р.; патентообладатель ОАО «Гипрогазцентр». - №21010302154/05; заявл. 24.01.2013; опубл. 27.04.2014. Бюл. № 2 - 6 с.

					Список использованных источников	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

36. РД 13.02-40.10.50-КТН-003-1-14. Положение по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту вдольтрассовых высоковольтных линий электропередачи и средств электрохимической защиты [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gost.ru/content/base/191747> (дата обращения: 12.04.2017).
37. РД-91.020.00-КТН-234-14. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС [Электронный ресурс]. - URL: <http://www.gost.ru/content/base/145325> (дата обращения: 12.04.2017).
38. ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ. Классификация процессов внутренней и наружной коррозии на магистральных и промышленных трубопроводах [Электронный ресурс]. - URL: <http://transenergostroy.ru> (дата обращения: 10.04.2017).
39. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
40. ГОСТ 12.1.005–88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
41. ГОСТ 12.1.019-79 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
42. ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
43. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
44. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий». – М.: Минздрав России, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.).
45. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.:

					Список использованных источников	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.).

46. ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

47. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», утв. от 18.06.2003г. Приказом МЧС России от 18.06 .2003 г. № 314

48. ГОСТ 12.0.003–74. (с изм. 1999 г.) ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

49. ГОСТ Р 8.563-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

50. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», утв. от 18.06.2003г. Приказом МЧС России от 18.06 .2003 г. № 314

51. Законодательное регулирование проектных решений [Электронный ресурс]: <http://tomsk-tr.gazprom.ru>

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

Приложение I

(справочное)

Corrosion and cathodic protection in Petroleum Industry

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ72	Кривошеин С.Д.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД ИШПР	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., до- цент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Забродина И.К.	к.ф.н., доцент		

1. Corrosion and its Definition

Corrosion is defined as “the chemical or electrochemical reaction between a material, usually a metal, and its environment that produces a deterioration of the material and its properties” [1].

Other definitions include Fontana’s description that corrosion is the extractive metallurgy in reverse, which is expected since metals thermodynamically are less stable in their elemental forms than in their compound forms as ores. Fontana states that it is not possible to reverse fundamental laws of thermodynamics to avoid corrosion process; however, he also states that much can be done to reduce its rate to acceptable levels as long as it is done in an environmentally safe and cost-effective manner.

Within the context of the everyday world a stronger demand for knowledge about corrosion arises due to several reasons. Among them, the application of new materials requires extensive information concerning corrosion behavior of these particular materials. Also the corrosivity of water and atmosphere have increased due to pollution and acidification caused by industrial production. The trend in technology to produce stronger materials with decreasing size makes it relatively more expensive to add a corrosion allowance to thickness. Particularly in applications where accurate dimensions are required, widespread use of welding due to developing construction sector has increased the number of corrosion problems. Developments in other sectors such as offshore oil and gas extraction, nuclear power production and medicinal health have also required stricter rules and control. More specifically, reduced allowance of chromate-based corrosion inhibitors due to their toxicity constitutes one of the major motivations to replace chromate inhibitors with environmentally benign and efficient ones.

1.1. The Corrosion Process and Affecting Factors

There are four basic requirements for corrosion to occur. Among them is the anode, where dissolution of metal occurs, generating metal ions and electrons. These electrons generated at the anode travel to the cathode via an electronic path through the metal, and eventually they are used up at the cathode for the reduction of positively charged ions. These positively charged ions move from the anode to the cathode by an ionic current path. Thus, the current flows from the anode to the cathode by an ionic current path and from the cathode to the anode by an electronic path, thereby completing the associated electrical circuit. Anode and cathode reactions occur simultaneously and at the same rate for this electrical circuit to function. The rate of anode and cathode reactions (that is the corrosion rate), is defined by American Society for Testing and Materials as material loss per area unit and time unit [1].

In addition to the four essentials for corrosion to occur, there are secondary factors affecting the outcome of the corrosion reaction. Among them there are temperature, pH, associated fluid dynamics, concentrations of dissolved oxygen and dissolved salt. Based on pH of the media, for instance, several different cathodic reactions are possible. The most common ones are:

Hydrogen evolution in acid solutions,



Oxygen reduction in acid solutions,



Hydrogen evolution in neutral or basic solutions,



Oxygen reduction in neutral or basic solutions,



The metal oxidation is also a complex process and includes hydration of resulted metal cations among other subsequent reactions.



In terms of pH conditions, this work has emphasized near neutral conditions as the media leading to less emphasis on hydrogen evolution and oxygen reduction reactions, since both hydrogen evolution and oxygen reduction reactions that take place in acidic conditions are less common.

Among cathode reactions in neutral or basic solutions, oxygen reduction is the primary cathodic reaction due to the difference in electrode potentials. Thus, oxygen supply to the system, in which corrosion takes place, is of utmost importance for the outcome of corrosion reaction. Inhibitors are commonly tested in stagnant solutions for the purpose of weight-loss tests, thus ruling out the effects of varying fluid dynamics on corrosion. Weight-loss tests are performed at ambient conditions, thus effects of temperature and dissolved oxygen amounts are not tested as well, while for salt fog chamber tests, temperature is varied for accelerated corrosion testing. For both weight loss tests and salt fog chamber tests, however, dissolved salt concentrations are commonly kept high for accelerated testing to be possible.

When corrosion products such as hydroxides are deposited on a metal surface, a reduction in oxygen supply occurs, since the oxygen has to diffuse through deposits. Since the rate of metal dissolution is equal to the rate of oxygen reduction, a limited supply and limited reduction rate of oxygen will also reduce the corrosion rate. In this case the corrosion is said to be under cathodic control. In other cases corrosion products form a dense and continuous surface film of oxide closely related to the crystalline structure of metal. Films of this type prevent primarily the conduction of metal ions from metal-oxide interface to the oxide-liquid interface, resulting in a corrosion reaction that is under anodic control. When this happens, passivation occurs and metal is referred as a passivated metal. Passivation is typical for stainless steels and aluminum.

1.2. Corrosion Prevention Methods

With such variety in types of corrosion come many different prevention methods. Among these is selecting a material which does not corrode in the actual environment. When changing the material is not possible, changing the environment to prevent transport of essential reactants of corrosion often using corrosion inhibitors seems to be the second most reasonable prevention method. Using chemical inhibitors to lower molecular oxygen activity at the metal surface is one example of this type of prevention technique. In addition, applying coatings on the metal surface in the form of paint, providing a barrier between the metal surface and the corrosive environment, is another prevention technique used very commonly. Other prevention techniques include, but are not limited to, using special designs to prevent water accumulation on the metal surfaces or changing the potential, which results in a more negative metal and thus prevents transfer of positive metal ions from the metal to the environment [2].

Development of novel chemical inhibitors for mild steel and aluminum alloys constitutes the major part of research on chromate replacements. Mild steel alloy finds extensive use in various structural applications due to its physical characteristics, such as stiffness and high strength-to weight ratios, while aluminum and aluminum alloys are widely used in engineering applications because of their combination of lightness with strength, high corrosion resistance, thermal and electrical conductivity, heat and light reflectivity and hygienic and non-toxic qualities. In addition to its mechanical properties, the low residual radioactivity is another unique property of aluminum, leading to its use as the first wall in thermonuclear reactors. However, the long and safe exploitation of aluminum alloys in nuclear power production greatly depends on its corrosion stability, which is why the type of the alloy and corrosion protection measures are important.

2. Cathodic Protection

One of the most effective means of corrosion prevention is cathodic protection that can be used for all types of corrosion and may, in some situations, completely stop corrosion. Cathodic protection techniques are widely implemented in the industry for metallic structures such as underground pipelines, ports, piers, ships, petroleum storage tanks, water storage tanks, etc. that are embedded in electrolytes such as water, soil, concrete, etc.

Cathodic protection was first tried on a military ship named Samarang by Sir Humphry Davy in 1824. The ship's body that was made of copper was protected using zinc anodes; however, as a result of a successful corrosion inhibition, copper ions have been removed from the system, which led to living organisms such as mosses to cover the ship's body, which in turn gave the impression that the cathodic protection attempt was unsuccessful. Cathodic protection was also used as early as 1836, by dipping iron sheets into molten zinc to protect war ships from corrosion. After about a century, cathodic protection was used again, this time for the protection of underground pipelines, and around the 1950s, it began to be commonly used for water and oil storage tanks, ships, dams, pier bases, reinforced concrete steel bars, etc.

Cathodic protection simply involves supplying, from an external source, electrons to the metal to be protected, making it a cathode. Normally, electrons are produced at the anode and flow to the cathode, where they are used at the cathodic reaction. If these electrons are provided externally, then the anodic reaction cannot produce anymore electrons, while the cathodic reaction rate increases, and the anodic reactions do not take place at the surface of the metal to be protected, but on the surface of another anode in the cathodic protection system.

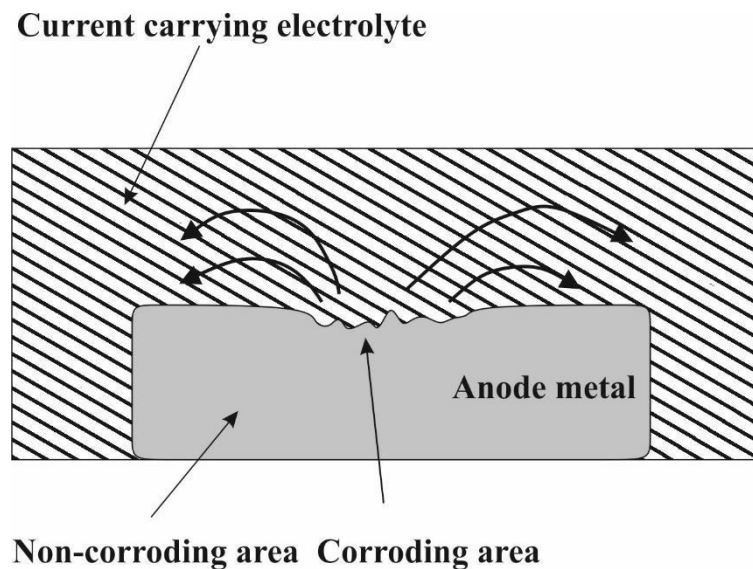


Figure 1. Corrosion cellinaction

It is not required to protect an entire metallic structure such as a long pipeline system with cathodic protection. However, to be an effective corrosion prevention measure for cathodic protection, the corroded regions of the pipeline that are to be protected should corrode. Whether protecting an entire metallic body or parts of it, cathodic protection is effectively implemented in following conditions [2]:

1. Resistivity of the ground in which the reinforced concrete pipeline is embedded should be less than 1300 ohm.cm;
2. Chloride content of the ground in which the reinforced concrete pipeline is embedded should be more than 500 ppm;
3. Areas that have characteristics similar to deserts or swamps that have sands and silts with high permeability;
4. Areas that have stray currents.

2.1. Sacrificial Anode Cathodic Protection Systems

One cathodic protection technique is sacrificial anode cathodic protection that employs a galvanic couple; the metal to be protected is electrically connected to another metal that is more reactive in the particular environment. The latter experiences oxidation, and, upon giving up electrons, protects the first metal from

corrosion. In other words, a more active metal is connected to the metal structure to be protected, so that all the corrosion is concentrated at the more active metal, and thus saving the metal structure from corrosion. For current to flow through this new galvanic cathodic protection cell, there must be sufficient potential difference between the anode and the cathode to overcome the circuit resistance. Current withdrawn from the galvanic anode depends on the anode's open circuit potential and the circuit resistance.

This method is used for the protection of seagoing vessels such as ships and boats. Sheets of zinc or magnesium are hung around the hull of the ship and, being anodic to iron, they get corroded. Zinc and magnesium are commonly used as such, because they lie at the anodic end of the galvanic series. Since they are sacrificed in the process of saving iron (anode), they are called sacrificial anodes. The corroded sacrificial anode is replaced by a fresh one when consumed completely. Among other important applications of sacrificial anodic protection are protection of underground cables and pipelines from soil corrosion, and prevention of the formation of rust water via magnesium sheets that are inserted into domestic water boilers.

The process of galvanizing is simply one in which a layer of zinc is applied to the surface of steel by hot dipping. In the atmosphere and most aqueous environments, zinc is anodic to, and will thus cathodically protect, the steel if there is any surface damage. Any corrosion of the zinc coating will proceed at an extremely slow rate, because the ratio of the anode-to-cathode surface area is quite large. Oxidation of sacrificial galvanic anode constitutes the anodic reaction, and mostly reduction of oxygen constitutes the cathodic reaction. As a result of these reactions, the anodic region may become acidic, and metal hydroxides can cover the sacrificial anode's surface, causing problems. Galvanic anodes' current capacities and current efficiencies are constant. Based on the cathodic area to be protected and the time the protection will be provided, the number of galvanic anodes and the weights of these anodes can be determined.

Figure 2 and 3 show how a cathodic protection system works.

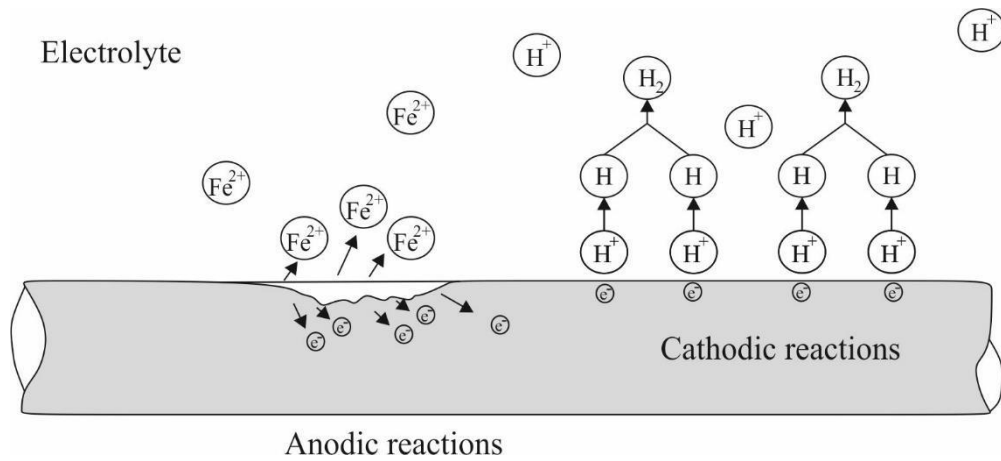


Figure 2. Anodic and cathodic reaction on a metal surface

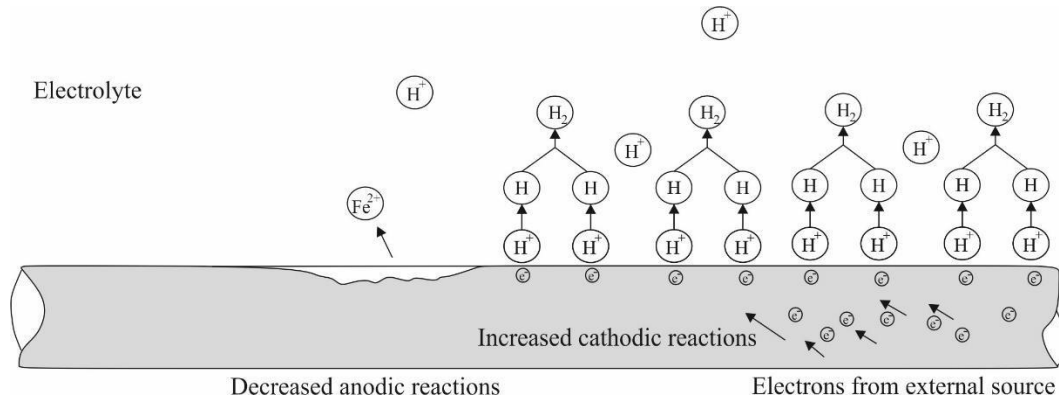


Figure 3. Increased cathodic reaction and decreased anodic reaction (insignificant) caused by introducing electrons from an external source.

2.2. Criteria for Cathodic Protection Projects

The following stages must be followed in an orderly fashion for successful installation and implementation of cathodic protection projects [3]:

1. Size of the structure that will be cathodically protected is determined.
2. Electrochemical characteristics of the structure's surroundings are determined.
3. It is determined whether sacrificial anode cathodic protection or impressed current cathodic protection would be more appropriate for the respective system.
4. Foreign metallic structures within the region of the structure to be protected are determined.
5. Regions along the pipeline are checked for anaerobic environments.
6. Service life of the cathodic protection unit is estimated.

7. Coating resistance is either theoretically estimated or experimentally determined.
8. Total current needed for cathodic protection is calculated.
9. Number of anodes and their locations are determined in the case of sacrificial anode cathodic protection systems.
10. In the case of impressed current cathodic protection systems, the type of the anodic bed, whether it will be a deep well or a shallow well anodic bed, is determined. If deep well anodic bed is preferred, then depth of the well, type and number of the anodes to be placed in the well are determined.
11. Anodic bed resistance is determined and service life of the anodic bed is estimated.
12. Types of connection cables and their cross sectional areas are determined.
13. Transformer/rectifier (T/R) unit's direct current potential is calculated.
14. Transformer/rectifier (T/R) unit's capacity and location is determined.
15. It is determined whether the transformer/rectifier (T/R) unit will be manual or automatic.

2.3. Cost of Cathodic Protection

Cost of cathodic protection systems consists of initial establishment costs, operational costs, and maintenance and repair costs. Initial establishment costs consist of the cost of the project and planning phase, costs of materials and equipment, installation costs, and the profit of the contractor. In impressed current cathodic protection systems, initial establishment costs are equal to operational costs of about 10 to 15 years, and thus are higher compared to sacrificial anode cathodic protection systems.

The major criterion determining the costs is the current needed for cathodic protection. A low cathodic protection current translates to low initial establishment and operational costs. However, the relation between these variables is not linear. Initial establishment costs per 1 Ampere current are higher for small T/R units

with low current capacities than for large T/R units with higher current capacities. Among the items in initial establishment costs, the cost of materials and equipment is proportional with the current needed for cathodic protection, while the others are fixed costs. Cost of unit current intensity is very high for systems with current capacity of lower than 5 A, which decreases with increasing current capacity up to 20 A, while not much change in costs occur for units that have current capacities above 20 A. Costs per A/year also decrease with increasing cathodic protection service life.

It is also important to note that the alternative current received from the network that is converted to direct current to be used in cathodic protection systems does not have a fixed price as well. Cost of the alternative current received from the electricity network depends on the efficiency of the T/R unit, potential of the produced direct current, and cost of electricity power per kW/hour [3].

Costs can be decreased by reducing the current needed for cathodic protection. This can be done by increasing the coating quality, reducing the initial establishment and operation costs. A quality coating also results in a small attenuation coefficient, which translates to longer distances of pipeline that can be cathodically protected from one location, leading to a reduction in the number of T/R units needed, reducing the initial establishment costs per 1 km of pipeline. However, expenses for the coating must be balanced with the reduced costs of reduced current intensity, since the relation is not linear. Thus, usually a medium level coating quality would result in the most reduced costs.

In impressed current cathodic protection systems, anodic bed costs increase with increasing number of anodes. However, anodic bed resistance also decreases with increasing number of anodes, allowing the use of a lower capacity T/R unit to produce the cathodic protection current of the same intensity. Thus, there is an optimum for the number of anodes to be installed that accounts for the most economy, balancing out both the costs of the anodic beds and the T/R units.

3. Corrosion and Corrosion Prevention in Petroleum Industry

In the oil/petroleum industry, the corrosion of steel and other metals is a common problem in gas and oil well equipment, in refining operations and in pipeline and storage equipment. Production tubing that carries oil/gas up from the well has the most corrosion. Petroleum has water and CO₂ in water forms carbonic acid, which in turn forms FeCO₃. Deposits of FeCO₃ are cathodic relative to steel, leading to galvanic and pitting corrosion. Besides water content, the salt content is also similar to seawater; with pressures bigger than 2 bars, oil and gasses become corrosive. High flow rates, high flow temperatures and the H₂S ratio in petroleum are other major factors causing corrosion.

Closed systems in the petrochemical industry are exposed to corrosion in general due to dissolved corrosive gases such as oxygen, carbon dioxide, and hydrogen sulfide, and also due to chloride containing aqueous phases in petroleum. A partially protective calcium carbonate layer that originated from the hardness in water and carbon dioxide does not form on the surfaces of cathodically protected metallic structures used in the petroleum industry, in contrast with other environments, where it does form due to the presence of dissolved corrosive species such as oxygen, carbon dioxide, chlorides, and hydrogen sulfide, which prevent polarization at anodic locations, thus accelerating corrosion. Instead, calcium carbonate colloidal aggregates are carried over at certain sites and precipitate, forming a non-continuous and porous structure that is not protective, even leading to galvanic cells with their surroundings causing crevice corrosion underneath the precipitates, resulting in pipeline failures.

Petroleum refineries convert crude oil into more than 2500 products, such as liquefied petroleum gas (LPG), gasoline, kerosene, jet fuel, diesel fuel, greasing oils, and raw materials used in the petrochemical industry. During these processes, the temperature of liquid petroleum is increased up to 510 °C at the heaters, and thus the relevant chemical reactions and refining processes can take place.

Corrosion gets more complex in the petroleum refining industry due to new chemicals used in modern processes, which is also reflected in petroleum

prices. Various chemicals are responsible for corrosion in different stages and parts of the petroleum refining process [4]:

1. In storage tanks: H_2S , dissolved O_2 , and H_2O
2. In pre-heating heat transfer units: HCl and sulfur compounds
3. In the tower flash zone: H_2S , sulfur compounds, and organic acids
4. In the tower middle zone: H_2S
5. In the tower top zone: HCl and H_2O
6. In the tower: H_2S , HCl and H_2O
7. In the vacuum oven: H_2S , sulfur compounds, and organic acids
8. At all stages and components: H_4Cl and sulfurs if humidified with water.

Additionally, in boiler pipes, where there is a water-steam cycle and the highest amount of heat transfer associated with boiling, many corrosion types take place [4]:

1. Pitting corrosion due to dissolved O_2
2. Caustic embrittlement due to high pH and high NaOH concentrations
3. Uniform corrosion due low pH
4. Hydrogen embrittlement, abrasion, and erosion corrosion at joints and welding points

3.1. Petroleum or Crude Oil Pipeline Systems

The use of pipelines dates back to the second century B.C., when the Chinese used hollowed sugar canes for water transportation, adding them end to end, while they began to be widely used only in the 1860s for crude oil transportation in the U.S. Essentially, pipelines can be defined as a system of equipment that can mobilize and transport its contents. Pipelines mobilize the materials they carry via the use of pumps if they are liquid and via the use of compressors if they are gaseous and direct and protect the transportation via the use of valves. Additionally, pipelines have control systems that measure the physical properties of the materials being carried, such as their flow, pressure, temperature, etc. Furthermore, pipelines have corrosion protection measures in place, protecting the pipeline from

corrosion that can be caused by environmental factors or the material that is being carried. Among other systems pipelines include are effective electromechanical scada systems that control the movement of the contents of the pipeline, which produce alarms in case the contents, such as hydrocarbons, leak. Scada (supervisory control and data acquisition) systems are a type of industrial control system (ICS). Overall, pipelines are decorated with high technology automation and telecommunication systems that use power very effectively, and thus a pipeline system is a capital-high and energy-high method of transportation. Pipelines are usually categorized based on the following criteria [4]:

1. The chemical composition of the pipeline and the way it is manufactured, e.g., whether from steel in API standards, from high-density polyethylene, or from polyester with fiberglass, etc.
2. Materials that are carried, that is, the contents of the pipeline, e.g., whether gaseous, liquid, or solid phase matters are carried
3. Nature of the contents, e.g., commercial end products, raw materials, or chemicals, etc.
4. Objectives of the pipeline, e.g., whether connecting to another pipeline, used for transportation, used for distribution, etc.
5. Location of the pipeline, e.g., whether it is a domestic or an international pipeline
6. The geography the pipeline is passing through, e.g., land, sea, rugged terrains, water passages, etc.
7. The environment the pipeline is installed in, e.g., in corrosive soil, high resistivity terrains, etc.
8. The standards to be abided by, e.g., API, BS, or ASTM standards.

Pipeline systems carry hydrocarbons, primarily crude oil, usually from a well or a storage tank at a refinery to another storage tank, a pressure lowering station, or a measuring-control station. The most important issues associated specifically with crude oil pipelines are fire hazard, occupational safety and health, environmental safety, and corrosion. Petroleum carried by the pipelines contain water,

which includes corrosive chemicals such as dissolved oxygen, chlorides, bisulfate, organic acids, e.g., naphthenic acid, bacteria, e.g., sulfate-reducing bacteria (SRB), and organic compounds that contain sulfur. Dissolved oxygen even in the amount of 20 parts per billion (ppb) can cause pitting corrosion in pipelines, which is also caused by dissolved CO₂ and H₂S acting as weak acids. A petroleum pipeline system is a complete system of consecutive processes; thus, it should be considered as a whole primarily consisting of the following components [4]:

1. Initial Injection Stations: Also known as supply or inlet stations, where storage facilities are usually located as well.
2. Compressor/Pump Stations: The locations of these stations are based on the topography of the terrain and the type of the product being transported.
3. Partial Delivery Stations or Intermediate Stations: where part of the product is separated and allowed to be transported elsewhere.
4. Valve Stations: Block valve stations can isolate any segment of the pipeline for maintenance work or isolate a rupture or leak. Block valve stations are usually located every 20 to 30 miles (48 km), depending on the type of pipeline. The locations of block valve stations depend on the nature of the product being transported and the trajectory of the pipeline.
5. Pig-Launching Stations: where various maintenance operations such as cleaning and inspecting of the pipeline are performed without stopping the flow of the product.
6. Regular Stations: where some of the pressure can be released. Regular stations are usually located on the downhill side of a peak.
7. Final Delivery Stations: Also known as outlet stations or terminals, where the product is distributed to the consumer. Final delivery stations could be the tank terminals for liquid pipelines or connection to a distribution network in the case of gas pipelines.
8. Recycling Units ix. Storage Units x. Refining Units xi. Loading Units, etc.

3.2. Cathodic Protection of Pipeline Systems

R. J. Kuhn was the first, first managed to protect cathodically the crude oil pipeline systems in the United States in 1928. Before cathodic protection is administered to a crude oil pipeline system, some previous exploration work must be done, including the determination of passages through water bodies, neighboring railway systems that work with direct current, high voltage transmission lines, and other pipeline systems in the surroundings. If such other structures are present, then specific measures must be taken beforehand to prevent interference corrosion. Besides, the type and the resistivity of the terrain the pipeline will pass through, underground water levels, pH levels, and redox potentials that indicate the corrosivity of the terrain are among other criteria to be determined beforehand.

3.3. Crude Oil or Petroleum Storage Tanks

Petroleum storage tanks carry heavy loads and store very high volumes of petroleum. They are exposed to humidity and corrosive chemicals, especially when they are located nearby the sea, resulting in corrosion. Corrosion in petroleum storage tanks occasionally lead to leakages, resulting in loss of petroleum products, especially in underground tanks that are older than 10 years and have no corrosion protection measures. The pitting corrosion is the most commonly observed type of corrosion in new tanks, compared to other types, while in older tanks, uniform corrosion is the major corrosion type since, in time, anodic and cathodic areas get close to each other in terms of areas they cover inside the tanks.

Petroleum storage tanks are exposed to corrosion either from underneath, where it is in contact with the accumulated rain and with ground waters, or from within the tank, especially due to the seawater present inside the tank transported, along with the material being stored such as petroleum. Corrosion of petroleum storage tanks from underneath due to contact with the accumulated rain and with ground waters is commonly prevented via impressed current cathodic protection, which does not work in the case of iron sheets that compose the lower portion of the tank since they are not in contact with the ground; thus, when the tank is either

entirely full or empty, iron sheets elastically deform, resulting in gaps between the storage tank and the ground. Corrosion of petroleum storage tanks from underneath due to contact with the accumulated rain and with ground waters is also prevented using coatings; however, they degrade in time, leading to accelerated corrosion from the locations, where there are coating failures, which occur commonly due to variations in tank loads. Thus, even if one or more corrosion prevention techniques are employed, corrosion of petroleum storage tanks has to be still monitored [4].

Secondly, the liquids stored inside the storage tanks, such as petroleum, also cause corrosion. When the most commonly stored liquids in petroleum storage tanks are compared in terms of corrosivity, diesel fuel is the most corrosive, followed by radiator fuel, unleaded gasoline, fuel oil, regular gasoline, jet fuel, premium gasoline, and kerosene, in descending order. However, slight differences between these different liquids in terms of induced corrosion imply that the majority of the corrosion is caused by the seawater and dissolved salts such as chlorides, because despite stored petroleum liquids having different corrosivities, none can cause significant corrosion alone since they are not good electrolytes.

3.4. Cathodic Protection of Inner Surfaces of Crude Oil Storage Tanks

Overground tanks made of cylindrical steels are commonly used for storage of crude oil in the industry. Lower surfaces of these tanks are coated with a proper coating during the manufacturing stage for corrosion prevention; however, corrosion still occurs in oil storage tanks due to corrosive liquids accumulating at the lower phase, which contain concentrated dissolved salts and organic acids, along with the humidity of the tank leading to leakages and holes in time at the base of the tank, which can go out of control. Corrosion occurs mostly in the form of pitting corrosion due to heavy loads, due to tensions caused by the alternating cycles of loading and emptying processes, and also due to deformations occurring commonly at the bases of these tanks in 5 to 10 years.

For the damaged coating to be repaired, crude oil storage tanks are emptied every 5 to 10 years to undergo maintenance, where the damaged paint and the coating are removed, which all cause difficulties, resulting in the tank being out of service for long periods of time [3]. Furthermore, during maintenance, leakages and punctures due to corrosion are repaired, and corrosion deposits are cleaned. Old paint is removed using sand spray since the surfaces must be cleaned near white level (SP-10) so that the coating of a new paint or fiberglass reinforced plastic (FRP) coating can be durable. The process of renovation of the storage tank coating, especially in the old, deformed crude oil storage tanks, costs a great deal of hard work and money. Hence, cathodic protection can be more economical than recoating of the paint.

3.5. Corrosion Prevention

The base that the tank is placed over is specially prepared for better protection, using crushed stones at the bottom that are squeezed with clean sand and with concrete asphalt on top. Even very strong coatings of fiberglass plastics are not the best solutions since they require very thorough cleaning of the surface, which requires the tank to be out of service for very long periods of time during maintenance. Therefore, along with a proper coating, sacrificial anode cathodic protection is the best corrosion prevention method for crude oil storage tanks. Impressed current cathodic protection is usually not preferred due to fire hazard risks and also due to overprotection resulting in coating damages.

References

1. Chess P.M., Bloomfield J.P. (Eds.). Cathodic Protection of Steel in Concrete and Masonry // Second Edition. — CRC Press, 2013. — 250 p. — ISBN: 0415395038, ISBN: 9780415395038.
2. Cicek V. Cathodic Protection: Industrial Solutions for Protecting Against Corrosion // Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., and Salem, Massachusetts: Scrivener Publishing LLC, 2013. — XX, 332 p. — ISBN 978-1-118-29040-8.
3. Aliofkhazraei M. (Ed.) Developments in Corrosion Protection // AvE4EvA, 2014. 698 p. — ISBN-10: 9535112236, ISBN-13: 9789535112235.
4. Durning E. (Ed.) Corrosion Atlas: A Collection of Illustrated Case Histories // 3rd Edition. — Elsevier, 2018. — 803 p. — ISBN 978-0-444-64269-1.