

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода XXXXXXXXXX под влиянием коррозионно-активной среды»

УДК 622.692.4.539.376(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Баклушин Тимофей Юрьевич		19.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.05.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		19.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		19.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		19.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.о.зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В	д.т.н., профессор		19.05.2017

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.о.зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) **Бурков П.В.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Баклушину Тимофею Юрьевичу

Тема работы:

«Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 19.04.2017 г. №2696/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Объект исследования – процесс влияния коррозии на стенку трубопровода.

Предмет исследования – способы мониторинга коррозии, определение остаточного ресурса трубопровода и моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ состояния промышленных трубопроводов; – анализ существующих методов защиты от коррозии – расчет остаточного ресурса промышленного трубопровода, а также моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода под влиянием коррозионно-активной среды
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Определение индекса подачи ингибитора; эквивалентные напряжения по Мизесу; общая деформация трубопровода</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Наталья Викторовна, инженер

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

«Corrosion of oil pipelines»
«Corrosion monitoring»
«Технологической расчет»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.03.2017г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Баклушин Тимофей Юрьевич		16.03.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Баклушину Тимофею Юрьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на системы мониторинга коррозии промышленного трубопровода и его обслуживание
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ВНТП 3-85
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование необходимости применения системы коррозионного мониторинга в трубопроводном транспорте с целью снижения износа трубопроводов
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение мероприятия по монтажу и использованию системы мониторинга коррозии
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование необходимости применения систем мониторинга коррозии с целью снижения износа трубопровода

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Расчет затрат на приобретение системы мониторинга коррозии
Расчет дополнительных затрат, связанных с монтажом и применением системы мониторинга коррозии*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Баклушин Тимофей Юрьевич		16.03.2017

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ» ПРИ УПРАВЛЕНИИ ПЕРЕКАЧКОЙ
НЕФТИ ПО ПРОМЫСЛОВОМУ НЕФТЕПРОВОДУ**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Баклушину Тимофею Юрьевичу

Институт		Кафедра	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</p>	<p>Рабочее место – участок промышленного трубопровода, на котором расположены камеры пуска-приема средств очистки и диагностики, линейные узлы подключения трубопровода для осуществления перекачки нефти по промышленному нефтепроводу. Промысловый нефтепровод располагается на месторождении и является одним из основных элементов оборудования.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3. Влияние вредных веществ</p> <p>1. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток 3. Опасный уровень давления в трубопроводе; 4. Пожаровзрывобезопасность.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её</p>

	последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Баклушин Тимофей Юрьевич		16.03.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 25 рис., 18 табл., 49 источников

Ключевые слова: сырая нефть, транспорт, промышленный нефтепровод, месторождение, коррозия, мониторинг, остаточный ресурс, система, напряженно-деформированное состояние.

Объектом исследования является процесс влияния коррозионно-активной среды на стенку трубопровода.

Цель работы: расчет остаточного ресурса трубопровода по данным мониторинга коррозии от трех различных источников; моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с дефектом.

Был проведен анализ современного состояния промышленных нефтепроводов и анализ способов, позволяющих снизить скорость коррозии трубопровода. К таким способам относятся использование ингибиторов и внутренних защитных покрытий. Рассмотрены структура и функции мониторинга коррозии промышленного трубопровода. К основным типам мониторинга скорости коррозии промышленных трубопроводов относятся гравиметрический метод, метод электрического сопротивления, метод сопротивления линейной поляризации.

Выполнен расчет остаточного ресурса промышленного трубопровода на основании данных, полученных от трех различных источников, а также проведено моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с дефектом типа «утонение стенки» для определения работоспособности трубопровода.

На основании полученных данных был рассчитан остаточный ресурс трубопровода с различными скоростями коррозии. Для проверки условий безопасной эксплуатации трубопровода, было проведено моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом всех нагрузок действующих на него по данным с самой высокой скоростью коррозии, в результате чего было выявлено, что даже при текущих напряжениях в зоне дефекта, безопасная эксплуатация возможна в течение срока определенного остаточного ресурса.

Приведены мероприятия по защите от вредных и опасных факторов производственной среды, охране окружающей среды и защите в чрезвычайных ситуациях. Проведен расчет затрат на монтаж и обслуживание трех различных систем мониторинга коррозии, использующихся на конкретном промышленном трубопроводе.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: влияние коррозионно-активной среды на остаточный ресурс и напряженно-деформированное состояние трубопровода.

Область применения: трубопроводный транспорт нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы. Своевременное проведение мероприятий, входящих в мониторинг коррозии позволяет оперативно реагировать на изменение агрессивности среды, и тем самым изменять существующий порядок антикоррозионных мероприятий. Данные действия, впоследствии, позволят избежать непредвиденного разрушения тела трубы, и таким образом, снизить затраты предприятия на монтаж нового участка трубы, а также на устранение последствий аварийного разлива нефти.

Обозначения и сокращения

ПН – промышленный нефтепровод

КПСОД – камера пуска/приема средств очистки и диагностики

ER – метод электрического сопротивления

LPR – метод линейной поляризации

Оглавление

	Стр
Введение	9
1. Corrosion of oil pipelines	12
1.1. Corrosion and it's mechanism	12
1.1.1. Electrochemical corrosion	12
1.1.2. Galvanic (bimetallic) corrosion	15
1.2. Types of pipeline corrosion	18
1.3. Corrosion mitigation for oil pipes	22
1.3.1. Use of inhibitors	23
1.3.1.1. Types of inhibitors	25
1.3.1.2. Some modern corrosion inhibitors	26
1.3.1.3. Inhibitor choice and calculation	28
1.3.2. Use of protective coatings	31
1.3.2.1. Varnish-and-paint coatings	32
1.3.2.2. Powder polymer coatings	36
1.3.2.3. Pipe vitrification	37
2. Corrosion monitoring	39
2.1. The aim, definition and methods of corrosion monitoring	39
2.2. The structure of corrosion monitoring	40
2.3. Defining monitoring parameters	42
2.3.1. Direct monitoring parameters	42
2.3.2. Indirect monitoring parameters	43
2.4. Basic pipeline corrosion monitoring methods	45
2.4.1. Gravimetric method of corrosion rate estimation	45
2.4.2. The method of electrical resistance(ER)	48
2.4.3. The method of linear polarization resistance(LPR)	52
3. Технологический расчет	56
3.1. Характеристика объекта исследования	56

3.2. Методика расчета остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов	57
3.3. Расчет остаточного ресурса нефтесборного трубопровода « ██████████ » ██████████	62
3.3.1. Расчет остаточного ресурса по данным гравиметрического метода	63
3.3.2. Расчет остаточного ресурса по данным метода электрического сопротивления с использованием ██████████	64
3.3.3. Расчет остаточного ресурса по данным метода электрического сопротивления с использованием ██████████	65
3.4. Моделирование напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода в программном комплексе ANSYS	66
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
4.1. Расчет затрат на оборудование и материалы при выполнении работ по техническому диагностированию трубопроводов	74
4.2. Расчет норм времени	76
4.3. Затраты на амортизационные отчисления	77
4.4. Расчет затрат на оплату труда	78
4.5. Затраты на страховые взносы	80
4.6. Затраты на проведение мероприятия	81
5. Социальная ответственность при управлении перекачкой нефти по промышленному нефтепроводу	82
5.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов на промышленном нефтепроводе	83
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов объекта исследования	84
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов объекта исследования	97
5.2. Экологическая безопасность	91

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
Заключение	96
Список используемых источников	97

ВВЕДЕНИЕ

Каждый год значительные финансовые средства различных предприятия тратят на ремонт разрушенных металлоконструкций вследствие коррозионного повреждения. Большинство металлических материалов, в практическом применении, подвержены одновременно влиянию атмосферы и водной среды. В настоящее время коррозия металлических конструкций является огромной проблемой. Особенно остро эта проблема касается промышленных трубопроводов, влияет на процесс перекачки углеводородов и экологический баланс окружающей среды.

Основной проблемой ПН, независимо от способа их прокладки, является малый срок эксплуатации, который обусловленный агрессивностью флюида. Эта агрессивность зависит от растворенного количества и качества солей в пластовой воде. А также зависит от количества растворенных неуглеводородных газов и давления при котором среду транспортируют. Поэтому, основными проблемами, связанными с эксплуатацией таких систем, являются проблемы чрезвычайного коррозионного износа внутренней стенки трубопровода. Так, по оценке современных исследователей, на большинстве месторождений ПН не выдерживают и 5-летнего срока эксплуатации, что требует дополнительных затрат эксплуатирующего предприятия и применения новых современных технологий, позволяющих продлить эксплуатационный ресурс указанных технических объектов.

Данная задача может быть решена только путем определения причин коррозионного износа, выявлением факторов влияния на скорость коррозии, выбором новых технологий транспортировки и применением новых устойчивых к коррозионному воздействию материалов.

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баклушин Т.Ю</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В</i>					9	101
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В</i>						
						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		

Объект исследования. Влияние коррозионно-активной среды на промышленный трубопровод.

Предмет исследования. Мониторинг коррозии ПН, определение напряженно-деформированного состояния трубопровода, что является актуальным вопросом любого добывающего предприятия для обеспечения целостности объекта, транспортирующего обводненную (агрессивную) среду.

Цель работы. Определить факторы, влияющие на остаточный ресурс ПН, связанные с влиянием коррозионно-активной среды на срок эксплуатации ПН.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Определение эквивалентных напряжений по результатам эксплуатации (результатов дефектоскопии) ПН в определенный период времени при транспорте флюида с изменяющейся обводненностью.
2. Оценка остаточного ресурса трубопровода и расчет напряженно-деформированного состояния с помощью программного комплекса ANSYS.
3. Формирование заключения о работоспособности эксплуатируемого участка ПН на последующий временной период.

Новизна и практическая значимость. С помощью программного комплекса «ANSYS» был произведен расчет напряженно-деформированного состояния участка ПН под влиянием всех сопутствующих нагрузок и воздействию коррозионно-активной среды на протяжении 10 месяцев, что позволит оценить жизненный ресурс трубопровода и спрогнозировать приблизительный безаварийный цикл работы конкретного участка трубы, что, в свою очередь, поможет избежать незапланированного разрушения ПН и провести капитальный ремонт в установленный срок.

Апробация выпускной квалификационной работы магистра.

Раздел ВКР по методике моделирования напряженно-деформированного состояния трубопровода был представлен в виде доклада на XVIII Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых.

Раздел ВКР по расчету и моделированию участка трубопровода под влиянием коррозии был представлен в виде доклада на XXI Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых.

По результатам работы были опубликованы следующие статьи:

– Баклушин Т.Ю., Евтушенко М. А. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния участка магистрального трубопровода «Северный поток» // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014 – Т. 2 – С. 561-562.

– Баклушин Т.Ю., Шамуратов А.О. Компьютерное моделирование напряженно-деформированного состояния нефтепровода под влиянием коррозионного износа (В печати) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 3-7 апреля 2017. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

1. CORROSION OF OIL PIPELINES

1.1. Corrosion and its mechanism

Before starting to explain mechanism of corrosion and general facts concerning pipeline corrosion, it is highly important to define corrosion in terms of electrochemical processes. An electrochemical reaction is defined as a chemical reaction involving the transfer of electrons through redox. Corrosion is a broad and complex subject that can be examined in different categories; electrochemical corrosion, galvanic(bimetallic) corrosion.

1.1.1. Electrochemical corrosion

Corrosion process occurs during the equalization of electrochemical potential difference. Some processes accompanying the equalization take place in space separated way which may be in order of nanometres and meters. The potential difference in electrochemical corrosion means energy difference expressed in voltage.

The electrochemical potential difference between the metal and its solution containing own ions can be calculated by the Nernst equation [1].

$$E_{ion/metal} = E_{ion/metal}^0 + \frac{RT}{nF} \ln c_{ion} \quad (1.1)$$

where: $E_{ion/metal}$: electrode potential $E_{ion/metal}^0$ = standard electrode potential

R : universal gas constant T : temperature

F : Faraday constant c : concentration of metal ion

n : charge number change accompanying the metal to metal ion transformation

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Баклушин Т.Ю</i>				1. Corrosion of oil pipelines	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В</i>						12	101
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В</i>							

The potential difference between two places can be expressed by the following equation:

$$(E_{ion/metal}^2 = E_{ion/metal}^{o2} + \frac{RT}{nF} \ln c_{ion}^2) - (E_{ion/metal}^1 = E_{ion/metal}^{o1} + \frac{RT}{nF} \ln c_{ion}^1) \quad (1.2)$$

Based on the equation, potential difference can be deduced, if:

- there are two different metals or there are the same metals but with different crystal structure,
- there is a temperature difference between the same metal (the metal and the ion concentration is the same except the temperature)
- there is a concentration difference between the same metal. (parameters are the same but there is a concentration difference in solution contacting the two metals)

The corrosion process caused by potential difference occurs *only in certain conditions existing simultaneously*, so the necessary and sufficient conditions of electrochemical corrosion can be formulated as follows.

1. Existence of two places having different electrode potential connecting in metallic contact.
2. The two places having different electrode potential must be covered by electrolyte.
3. The presence of depolarizer

The realization of the first condition may occur if two metals or alloys are in metallic contact. Concentration difference or bending (distortion of metallic crystal structure) also causes potential difference on metal surface.

The second condition requires the presence of aqueous solutions which contain moving ions. Easily dissociating salts (NaCl, Na₂SO₄, etc).

The third point needs a bit more explanation. The corrosion is actually dissolution of a metal e.g. the iron goes to solution [2].

The process involves loss of electrons, i.e. oxidation. The oxidation processes in the electrochemistry are called anodic processes. However, oxidation alone cannot be achieved; there must be a process that uses the generated electrons. This process is an electron taking up, i.e. reduction. Name the electron taking up process is cathodic

1.1.2. Galvanic(bimetallic) corrosion

When a metal is immersed in a conducting liquid it takes up an electrode potential (also known as the corrosion potential). This is determined by the equilibrium between the anodic and cathodic reactions occurring on the surface and it is usually measured with reference to a standard electrode such as the saturated calomel electrode (SCE).

Bimetallic corrosion occurs when two metals, with different potentials, are in electrical contact while immersed in an electrically conducting corrosive liquid. Because the metals have different natural potentials in the liquid, a current will flow from the anode (more electronegative) metal to the cathode (more electropositive), which will increase the corrosion on the anode, see Figure 1.3.

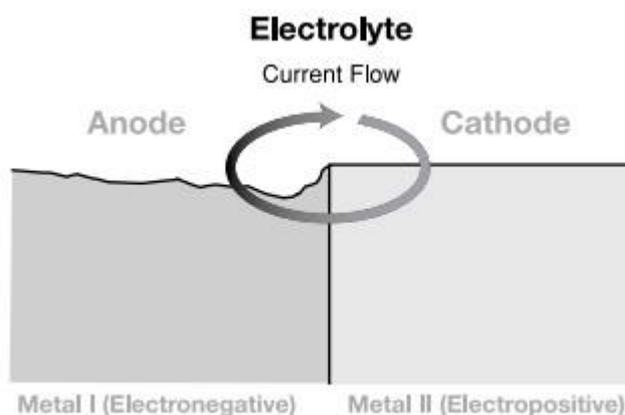


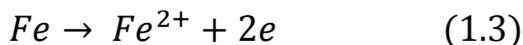
Figure 1.3. Method of bimetallic corrosion [5]

This additional corrosion is bimetallic corrosion. It is also referred to as a galvanic corrosion, dissimilar metal corrosion or contact corrosion.

In general, the reactions which occur are similar to those that would occur on single, uncoupled metal, but the rate of attack is increased, sometimes dramatically. With some metal combinations the change in the electrode potential in the couple potential can induce corrosion which would not have occurred in the uncoupled state (e.g. pitting). In some environments the change in potential of the cathode in the couple can also introduce problems [5] (e.g. hydrogen embrittlement). The effect of coupling the two metals together increases the corrosion rate of the anode and reduces or even suppresses corrosion of the cathode. Hence, coupling a component to

a sacrificial anode can prevent corrosion, and this is the principle of cathodic protection, which is discussed in a separate publication in this series.

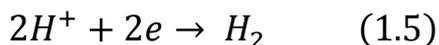
When a metal is corroding two processes occur. One is the dissolution of metal at the anode (e.g. iron):



This must be balanced by a cathodic reaction. Most practical cases of bimetallic corrosion occur in solutions containing dissolved oxygen and in most neutral and alkaline liquids the primary cathodic reaction is the reduction of dissolved oxygen:



In acid liquids the cathodic reaction is often the reduction of hydrogen ions to hydrogen gas:



Other cathodic reactions can occur in deaerated environments and one example is liquids containing hydrogen sulphide. There is a range of partially oxidised sulphur species (e.g. thiosulphate, dithionate etc.) and reduction of one or more of these species can be the principle cathodic reaction in corrosion e.g. in sour process brines in the oil and gas industry. Under uncoupled corrosion the anodic and cathodic reactions occur at small, local areas on the metal. In a bimetallic couple the cathodic reaction is more, or totally, on the electropositive member of the couple and the anodic reaction is mostly, or totally, on the electronegative component of the couple.

The basic requirements necessary to cause bimetallic corrosion are:

1. An electrolyte bridging the two metals - which may not always be aggressive to the individual metals when they are not coupled, and may be in the form of a bulk volume of solution, a condensed film, or a damp solid such as soil, salt deposits, or corrosion products.

2. Electrical connection between the metals. This usually involves direct physical contact but it can also arise where electrical continuity is established between two metals, for example, by an insulation-coated conductor, by structural

metal work or electrical earthing. It is not necessary for the metal junction to be immersed in the electrolyte.

3. A sufficient difference in potential between the two metals to provide a significant galvanic current.

4. A sustained cathodic reaction on the more noble of the two metals by one of the mechanisms described in the previous section; in most practical situations this is the consumption of dissolved oxygen [6].

In some cases differences in corrosion potential can exist between coupled metals or alloys of nominally the same composition. Subjection to cold working often tends to make a metal/alloy more anodic. In some alloys heat treatment can produce galvanic differences; for example aluminium copper alloy in the artificially aged condition is anodic to the same alloy in the naturally aged condition. Such conditions account for this risk of bimetallic corrosion on contact between aluminium alloys.

Local changes in composition can also arise at joints made by welding, both in the weld bead and in the heat affected zone of the parent metal. Problems are usually avoided by selecting the appropriate filler metals and welding techniques, or in some cases, by painting the joints. Fig. 1.4 shows preferential corrosion of the weld in a carbon steel pipe handling partially deaerated sea water ($O_2 \sim 0.1$ mg/L). The welding operation produced a weld bead which was ~ 50 mV electronegative to the parent metal, and the large area of the cathode resulted in rapid corrosion of the weld metal [7].

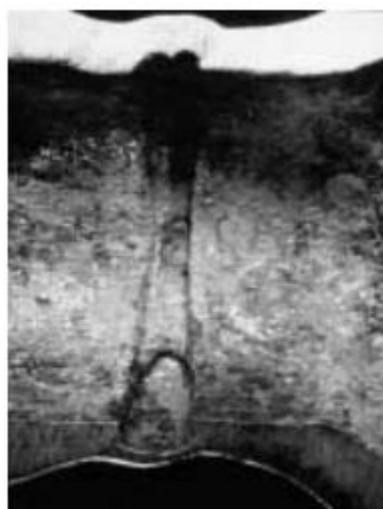


Figure 1.4. Preferential corrosion of a weld in a carbon steel pipe [7]

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

1.2. Types of pipeline corrosion

The process of corrosion of underground steel construction begins from surface, which is in contact with corrosive medium, and it characterized by rate of corrosion. During this process, the construction changes, corrosion pits and stains filled by products of corrosion occur. Based on the nature of corrosion damage, there are the following types of corrosion:

- uniform – deterioration of steel construction equal on whole surface, which is affected by corrosive medium
- local – deterioration of steel construction on certain areas

Uniform corrosion in pipeline system happens seldom and generally isn't so dangerous because it makes the surface rougher than the basic one. The most widespread type of corrosion is local corrosion which flows with different corrosion rates on different areas on surface of steel construction (the corrosion of underground pipelines). Local corrosion disruptions are the most dangerous. They can be divided into several main types:

1. *Pitting corrosion*

Pitting corrosion is a localized form of corrosion by which cavities or "holes" are produced in the material. Pitting is much more destructive and dangerous than the damage from uniform corrosion because it is hard to detect, make any predictions and design. Corrosion products often cover the pits. A narrow and small pit with very little total metal loss can lead to the disruption of whole object of metal construction. Pitting corrosion, which, for example, is almost a common denominator of all types of localized corrosion attack, may assume different shapes [8].

Pitting corrosion can produce pits with their mouth open (uncovered) or covered with a semi-permeable membrane of corrosion products. Pits can be either hemispherical or cup-shaped (Fig 1.5).

Pitting is caused by:

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

2. *Intergranular corrosion*

The microstructure of metals and alloys is made up of grains, separated by grain boundaries. Intergranular corrosion is localized attack along the grain boundaries, or immediately adjacent to grain boundaries, while the bulk of the grains remain largely unaffected. This form of corrosion is usually associated with chemical segregation effects (impurities have a tendency to be enriched at grain boundaries) or specific phases precipitated on the grain boundaries. Such precipitation can produce zones of reduced corrosion resistance in the immediate vicinity (Fig.1.6).

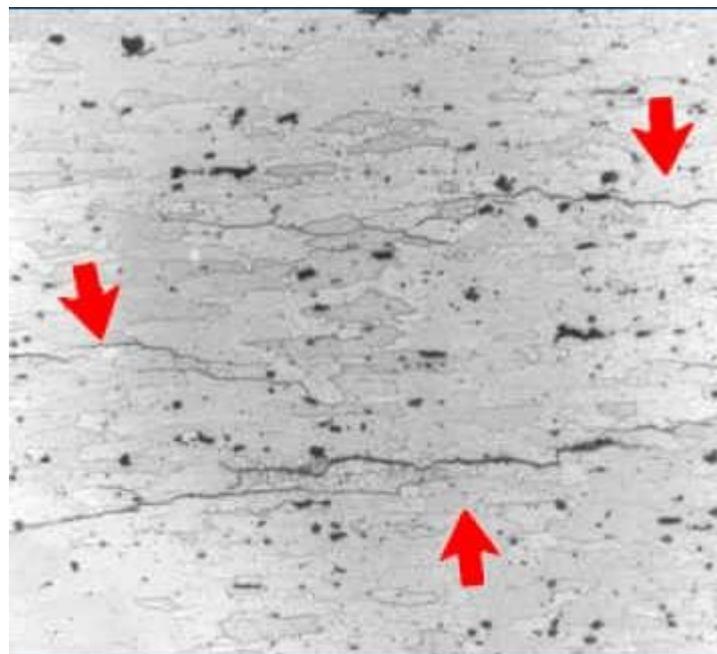


Figure 1.6. Intergranular corrosion of a failed steel component [10]

The attack is usually related to the segregation of specific elements or the formation of a compound in the boundary. Corrosion then happens by preferential attack on the grain-boundary phase, or in a zone adjacent to it that has lost an element necessary for effective corrosion resistance - consequently making the grain boundary zone anodic relative to the remainder of the surface. The attack usually progresses along a narrow path along the grain boundary and, in a severe case of grain-boundary corrosion, entire grains may be dislodged due to complete deterioration of their boundaries [10].

In any case the mechanical properties of the structure will be seriously affected. A classic example is the weld decay. Chromium-rich grain boundary precipitates lead to a local depletion of Cr immediately adjacent to these precipitates, leaving these areas vulnerable to corrosive attack in certain electrolytes. Reheating a welded component during multi-pass welding is a common cause of this problem. In austenitic stainless steels, titanium or niobium can react with carbon to form carbides in the heat affected zone (HAZ) causing a specific type of intergranular corrosion known as knife-line attack. These carbides build up next to the weld bead where they cannot diffuse due to rapid cooling of the weld metal. The problem of knife-line attack can be corrected by reheating the welded metal to allow diffusion to occur.

3. *Transgranular corrosion*

Transgranular corrosion occurs through or across a crystal or grain. In transgranular corrosion, the fracture travels through the grain of the material. The fracture changes direction from grain to grain due to the different lattice orientation of atoms in each grain. Corrosion chooses the path of least resistance. Since the corrosion proceeds preferentially within the grain, the grain boundary material is retained.

In this type of corrosion, a small volume of metal is removed in preferential paths that proceeds across or through the grains. It sometimes quickened by breaking tension. In peak cases, these cracks lead through the entire metal, causing rupture or perforation. Chloride is the leading cause of transgranular cracking.

Transgranular attack has a very characteristic branching habit which is easily recognizable in scanning electron microscopy (SEM) fractographic and metallographic section examination. Transgranular stress corrosion cracking occurs mainly in chloride cracking of austenitic steels [10].

4. *Interfacial corrosion*

Interfacial corrosion is characterized by the formation of isolated particles of the products of corrosion beneath the corroding metal surface. This is due to the

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

reaction of some constituents of the alloy with inward diffusion of sulfur, nitrogen and more so, oxygen.

In the tubing medium, corrosion of any given metal must be controlled. The control helps to withstand the aqueous phase of hydrocarbons and dissolved acid gases, which include CO₂ and H₂S, and other salts like the chloride ions.

There are several factors that cause subsurface corrosion. These include the presence of acid gases as well as bacteria, acid treatment of the wells, erosion problems, under-deposit attack and galvanic corrosion cells that result from the selection of a mismatched metallurgy.

It is easier to safeguard a system because all that is needed is to capture and manage the system parameters. These parameters include the temperature, pressure, compatibility and the composition of the fluid. The mitigation options that can be used include the carbon steel and chemical treatment selection and implementation of coatings and linings [10].

The corrosion of the external surface of a well casing happens due to the electrochemical cell occurrences along the casing length. Such cells arise from the differences in the oxygen levels and variations of the temperature, as well as different soil strata. The control of subsurface corrosion is vital to avoid the risk of metal loss. Down-hole materials have to meet the resistance to corrosion and the criteria for mechanical resistance. Certain steps have to be followed for the selection of the material, incorporation of the environmental analysis, calculation of the rate of corrosion and the selection of material based on the limits that have been established.

1.3. Corrosion mitigation for oil pipes

Fluid characteristics change over time, resulting in systems becoming less responsive to established corrosion mitigation programs. Within the sphere of corrosion control and prevention in the oil and gas industry, there are technical options such as cathodic and anodic protection, material selection, chemical dosing, and the application of internal and external coatings. It is widely recognized within the oil and gas industry that effective management of corrosion will contribute

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

towards the maintenance of asset integrity and achieve optimization of mitigation, monitoring, and inspection costs. There are several methods how we can mitigate corrosion.

1.3.1. Use of inhibitors

Among the various methods to combat corrosion in oil and gas industry, the use of corrosion inhibitor is one of the best and economical methods. There are many types of corrosion inhibitors, and they are broadly classified into anodic, cathodic or mixed corrosion inhibitor. There are also classifications based on their chemical nature, i.e., organic or inorganic inhibitors. However, the general inhibition mechanism is chemical adsorption (chemisorption) of the inhibitor on the surface of the metal and forms a protective thin film which protects the underlying metal from corrosion [11]. The inhibitor may also increase the potential of the metal surface such that the metal enters the passivation region where a natural protective oxide film forms and/or the inhibitor may react with the corrosive component and remove it from the media.

Many of the commercial corrosion inhibitors used in the oil and gas industry are unique mixtures that may contain surfactants, film enhancers, demulsifiers, or oxygen scavengers, in addition to the inhibitor moiety. The majority of the corrosion inhibitors used currently has nitrogen containing molecules. They can be classified into many groups:

- amides/imidazolines
- salts of nitrogenous molecules with carboxylic acids
- nitrogen quaternaries
- polyoxyalkylated amines
- amides
- imidazolines
- nitrogen heterocyclics.

Indeed, there are other non-nitrogenous inhibitors that contain phosphorous, sulphur, or oxygen atoms, but they are less frequently used.

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

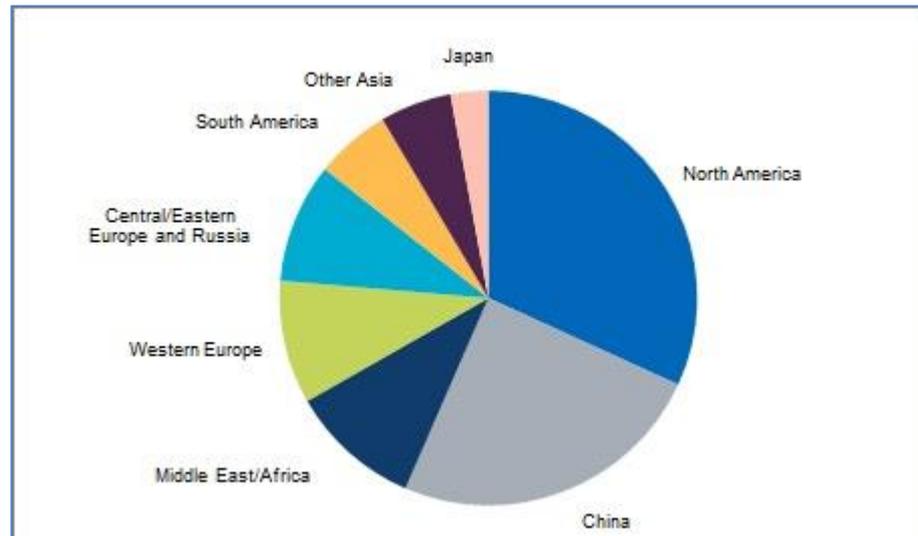


Figure 1.7 The world consumption of corrosion inhibitors for 2016 [12]

In order to use corrosion inhibitors effectively in the oil and gas industry, the inhibitor must be compatible with the expected environment, economical, and not only provide great protection to the metal but also should not cause any significant undesirable side effects which might affect the operation/process. The properties of the “neat” inhibitor formulation, i.e., as received from the formulators, are important mainly from the standpoint of handling the material, the reaction of the inhibitor with other chemical like demulsifiers, bactericides, scale inhibitors [11] and dispersants. The thermal stability of the inhibitor is also a critical property. Further, the effect of mixing the corrosion inhibitor with environment, i.e. its solubility, water tolerance, emulsion/foam formation, and the physical properties like drying, viscosity, pour point and density should be taken into consideration. For example, low viscosity of the inhibitor is essential to provide adequate pumping rates or flow rates. Often, the inhibitor is diluted prior to injection to improve its mobility, mainly during cold weather. In the oil and gas industry, it is critical to extend the life of equipment, prevent accidents and shutdown resulting from catastrophic mechanical failures, avoid product contamination and prevent loss of heat transfer. Potential savings for each of these goals must be evaluated to determine if a program of corrosion combating using inhibitors will be economical. There are several costs associated

with the use of inhibitors. In fact, in addition to the inhibitor cost, the cost of installation of injection equipment, maintenance of injection equipment, purchase of inhibitor chemical(s), monitoring inhibitor concentration(s), system changes to accommodate the inhibitor, system cleaning, waste disposal and personnel safety equipment, must be factored into any economic evaluation of the use of corrosion inhibitors [12]. Some costs are often difficult to estimate in the oil and gas industry, however the best way is to obtain data on maintenance, replacements etc. from the past and make judicious selections.

1.3.1.1. Types of inhibitors

Both *anodic and cathodic inhibitors* slow appropriate electrode reactions, *mixed* inhibitors change rate of both reactions. Adsorption and forming protective layers on the metal are determined by particle charges of inhibitor and possibility of forming chemical bonds with surface. Inhibitor influence on corrosion can be estimated by comparison of corrosion rates with and without inhibitor [13].

Non-organic inhibitors are capable to reduce metal corrosion in high aggressive medium. Inhibiting effect of these substances is dependent on presence in its structure of cations and anions. This type of inhibitors limits the corrosion rate of metals by increasing overpressure of cathodic process and lessening the area of cathodic parts.

Plugging cathodic inhibitors – substances, which form on microcathods nonsolvable compounds depositing as isolating protective layer. For ferrum in water such substances can be zink sulfate or choride.

Anodic non-organic inhibitors form thin films (0,01 μ m) on metal surface, which slowdown the transfer of metal in solution. For anodic slowdown group, we grade chemical substances – film-forming and oxides, usually known as passivators.

Film-forming inhibitors protect metal by creating on its surface phase or adsorption films, including sodium hydroxide, sodium carbonate and phosphates. Phosphates which are widely used for protection of ferrum and steel used in all types of pipelines have the biggest expansion. In the presence of phosphates on ferrum

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

surface a protective film occurs. It consists of ferrum hydroxide pressed by ferrum phosphate. For better protective effect, phosphates are often used in mix with polyphosphates.

Organic inhibitors are mostly used to protect the internal pipe surface. A great number of organic inhibitors are supposed to lessen the corrosion rate. Organic compounds – inhibitors of mixed-type effect, affected on rate either cathodic or anodic reactions.

At the present time several thousands of individual chemical compounds and their mixes, applied as corrosion inhibitors were created and patented across the world. While choosing inhibitor in each case, it is important to consider climate conditions of certain area and availability of enough amount of dissolver. It is possible to apply waterhydrocarbon-soluble and combined inhibitors.

Inhibitors must be:

- soluble in hydrocarbons
- ability to form resistant emulsion or suspension in water medium
- provide protection of inner walls of pipes from aggressive influence of hydrogen sulfide and hydrogen chloride at high temperatures

1.3.1.2. Some modern corrosion inhibitors

Corrosive activity of oil significantly ranges because of diverse mass content of corrosive active inclusions and hydrocarbon chloride. In crude oil, there are non-emulsion water and water in the form of stable emulsion. Salt content in water reaches 10% peak. Corrosion hazard of pipes and equipment exist at all stages of production – during extraction, transporting, storage and refinery. For this reason, the same type of inhibitors is used as well as at extraction and transporting stages. Inhibitors, which are added to oil, adsorb on metal surface by polar group in such way, that hydrocarbon chain locates at outer side of formed film, causing surface hydrofobisation. Oil and other hydrocarbons join to surface to form double film on

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

surface and lessen the corrosion rate. The compounds which contain oxygen and long hydrocarbon chain with more than 10 atoms of carbon have good protection properties. Apart from native inhibitor “Olasol-T2P”, import products, such as “Corecsite-6350”, ISA-148 are also applied.

At high temperatures, most of high effective corrosion inhibitors (KO,ANPO, etc.) keep and in some cases increase a protective effect. Inhibitors mostly provide protective layer due to strong coupling of its polar molecules with metal surface, made by chemisorptive force [14, 15]. A great part of inhibitors, used nowadays for equipment protection in oil and gas industry, is presented by carbon-nitrogen bond with long hydrocarbon chains. This term is suitable for derivates of aliphatic fatty acids, imidazoamine and its derivates, quaternary compounds, etc.

A big part of inhibitors is refinery waste of oil refinery industry. It is high-molecular organic substances, with difficult structure and capable to form on metal surface a mechanical structure barrier, filming metal from corrosive medium.

The choice of inhibitors for oil pipelines depends on water cut of formation fluid. At water cut under 30%, it is recommended to use inhibitors, dissolved in water phase. The more water in the fluid, the more effective film-forming inhibitors.

In multiphase flow conditions it becomes too hard to choose corrosion inhibitor. Inhibiting can also be troubled if fluid circulation is weak. It is reasonable to begin inhibiting before forming corrosive layer of pipe walls. In places, where corrosion occurs more often (bottom generating line of a pipe), because of abrasive film removal, a desirable protective effect may not be reached [15].

Corrosion inhibitors of “Sekhan” series were developed in associate with Russian and French institutes and private corporations. They are based on fatty amins. These substances are polar molecules, adsorpting on metal surface. Fatty lipophile chain holds layer, which prevents water contact with metal.

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

1.3.1.3. Inhibitor choice and calculation

For a preliminary assessment of the possibility of using inhibitors, the data in Table 1.1 can be used. More accurately, the possibility of inhibition can be estimated from the results of laboratory testing and pilot tests.

Table 1.1 Preliminary assessment of the possibility of inhibitor use

Factor	Range of values	Possibility of using inhibitors	Remarks
Dissolved carbon dioxide	Partial pressure CO ₂	+	Limits are not mentioned
Dissolved hydrogen sulfide	Pressure more 18 atm.; Molar concentration of hydrogen sulfide in gas more than 0,02 %.	+/-	Sulfide stress cracking is possible. To determine the possibility of inhibition, it is necessary to evaluate the inhibition efficiency for loaded metal samples.
	Partial pressure of hydrogen sulfide in gas more than 0,5 atm.	+/-	Perhaps hydrogen embrittlement. To determine the possibility of inhibition, it is necessary to evaluate the hydrogenation of metallic samples in the presence of corrosion inhibitors.
Dissolved oxygen	<20 ppb (mcg/l)	+	
	от 20 ppb до 1,5 ppm	+/-	Inhibition is possible under the condition of selecting an inhibitor that is not sensitive to the presence of oxygen in these concentrations. Simultaneous removal of oxygen and inhibition is more expedient.
	> 1,5 ppm (g/l)	-	Inhibition is possible only if oxygen is removed.
Water ratio, %	0 - 5	+/-	If the pipeline is not very responsible, and the corrosion aggressiveness of the transported products is low, then it is sufficient to periodically remove water accumulations.
	> 5	+	
Flow speed, m/sec	Less 5	+	
	5 – 20	+/-	It is necessary to select corrosion inhibitors in conditions of increased shear stresses.
	More 20	-	High probability of hydroabrasive damage to the integrity of the protective "film". Very high dosages of the inhibitor are required, which is not always economically viable.
Temperature, °C	10 - 90	+	
	> 90	+/-	Additional laboratory tests are required in conditions of high temperatures.
Biocorrosion hazard		+/-	A joint use of corrosion inhibitors and bactericides is necessary.

According to the definition of inhibition given below, one of the conditions for effectively reducing the rate of corrosion is the maintenance of a protective "film" of the inhibitor on the surface of pipeline metal.

In practice, during inhibition, there may be periods when maintenance of the protective "film" is not ensured. For the continuous dosing technology, these are the periods of time when the inhibitor dosage was below the required dosage. With the technology of batching, this is the time when there were deviations from the frequency of the treatments. At the mentioned time intervals, the inhibition efficiency may be insufficient.

One of the characteristics determining the constancy of the protective "film" of the inhibitor is the Inhibitor Feed Index [16].

Along with the Feed Index, the term "Accessibility of inhibition" is used to characterize compliance with technology, or simply "Accessibility". In this case, the percentage expressed in percentages is used, i.e. The FI equal to 0.5 corresponds to the 50% level of Accessibility.

Maintaining FI equal to 1, is technically difficult, and sometimes impossible. With the growth of the FI level, the costs of inhibition and its control are proportionally increasing. Therefore, for each pipeline, taking into account the degree of its technological importance and operational risks, an acceptable level of FI, or the required FI, is set. (Fig 1.8)

Periodic dosing in the pipeline

When calculating the required amount of inhibitor, it is assumed that the inhibitor must form a protective "film" of a certain thickness on the entire surface of the metal of the protected pipeline. Then the amount of inhibitor is defined as the product of the thickness of the "film" on the total area of the protected metal (formula 2.1). It is usually assumed that the thickness of the "film" is 0.06 - 0.4 mm. Obviously, the required thickness of the "film" is individual for each system and depends on both the physicochemical properties of the inhibitor and the properties of the media and their transport modes. The approach to calculation using the film thickness is quite conventional [16].

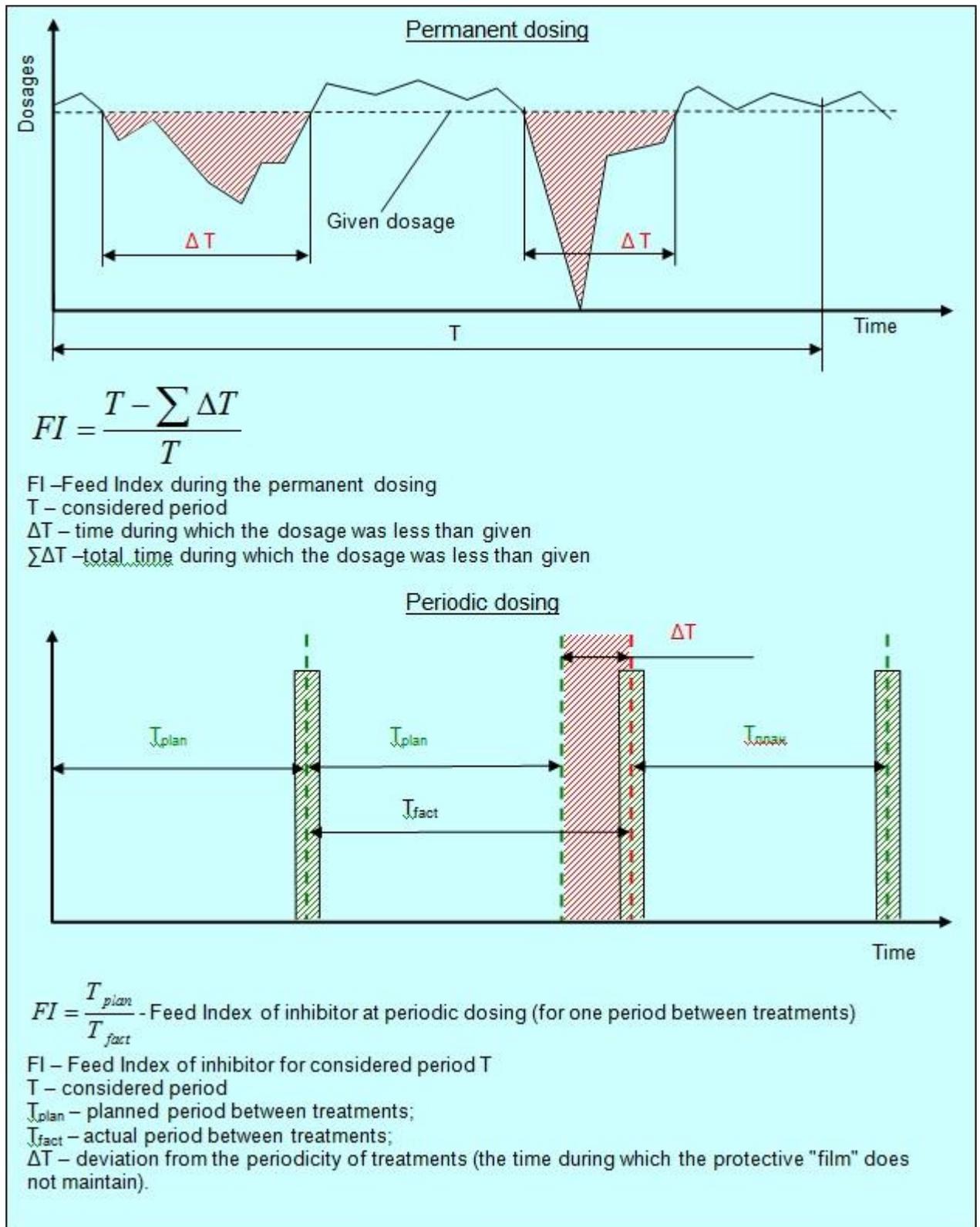


Figure 1.8 Determination of the Feed Index for permanent and periodic dosing of the inhibitor [16]

Recommended calculation formula:

$$V_{ing} = 3,67 * 10^{-3} * D * L * \delta , l \quad (1.6)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

where:

D - internal diameter of the pipeline, mm;

L - length of the protected area, m;

δ - the thickness of the "film" of the inhibitor, mm.

While periodic dosing, as a rule, solutions of the inhibitor in oil, or other inexpensive solvent are used. The volume of the solution must be such that during the operation, the plug of the inhibitor is contacted with the metal surface for at least 15 to 30 seconds. The recommended concentration of the inhibitor is 10-15%. The minimum required volume of the inhibitor solution for a single injection is calculated by the formula:

$$V_{solution} = 0,78 * 10^{-3} * D^2 * v * t, l \quad (1.7)$$

Where

v - flow velocity, m / sec;

t - the contact time of the "stopper" of the inhibitor with the surface of the metal, sec.

1.3.2. Use of protective coatings

One of the most efficient and advanced methods of internal pipeline body protection from corrosion is using of protective coatings. Quality coatings not only shield metal walls of pipes from corrosive influence of medium, but also prevent from salt and paraffin deposits. It results in clearance of transported medium, lessen abrasive wear, hydraulic losses, energy costs and metal consumption by means of thin-wall pipes and pipe capacity increases. Using of internal protective coating in pipelines, which transport gas and liquid medium, provides it cost from economic point of view. Payback period is approximately from 3 to 5 years [17]. The main prescription of that internal coating is to lessen friction head loss and decrease the corrosion rate.

As a rule, internal coating allows us to enhance the capacity of pipeline up to 5-10%, but there were cases when use of internal coatings of small diameters leads to

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

enhancing capacity up to 25%. Another advantage of internal coating is significant decrease in paraffin deposit intensity on pipe walls. Operation experience of a great number of pipelines in different countries speaks for that, due to internal protection costs for internal cleaning is reduced by 75-90%, according to [17].

The most widespread coatings, which are applying nowadays, can be divided into several groups: **mineral, polymeric, metallized and combined**. From mineral materials, glass, glasslined and concrete coatings are usually used. Depending on the physical state in course of application, polymeric coatings are divided into varnish-and-paint, presented in polymer solutions; powder materials, applied in liquid form and film form.

1.3.2.1. Varnish-and-paint coatings

Anticorrosion coating from varnish-and-paint materials in most cases is multilayer systems, which consist of primer and mantled layers.

For inner protection of oil pipes, epoxy primers and varnish-and-paint coatings based on low molecular epoxy and other resins are used both in Russia and abroad [18].

Epoxy and varnish-and paint materials, modified by polysulfids, have better viscosity, more elastic and resistant in acidic media [19].

Protective materials can be coated either in a factory or pipeline construction site - certain parts of underwater, underground and above ground pipes, connecting details, shut-off valve, etc.

The coating usually involves the following stages:

- cleaning, drying and heating(if need) the pipe surface before coating
- preparing protective materials, technological and support equipment
- applying protective coatings
- drying and heating(if need) certain areas of applied layers or whole coating
- quality control of protective coating

Table 1.2 Types of internal protective coatings applied in factory and base conditions

Protective coatings	Number of layers	Total thickness of coating, μm	Corrosive power extent of transported media
Varnish-and-paint coatings, based on two-component epoxy, modified epoxy and phenolic components, containing resolver	2-5	125-300	1,2,4
Varnish-and-paint coatings, based on two-component epoxy, modified epoxy components: -with high (>70%) dry residue -without resolver	1-2 1	300-500	1,2,3
Powder coatings, based on polymer epoxy and modified epoxy components, applied on liquid adhesion primer	1(primer) 1(powder)	300-500	1,2,3,4
Glasslined - direct-on - mantled	1 2	300 400	1,2,3 1,2,3,4

Based on RD 39-0147103-86 [15], corrosivity of transported medium is divided into 4 groups: 1– non-aggressive; 2 – slightly aggressive; 3 – moderately aggressive; 4 – highly aggressive

The process of cleaning and preparation of the pipe surface for applying varnish-and paint coatings includes the following steps:

- cleaning from mud, loose rust, ice and snow is made by workers via brushes and scraping devices

- deoiling is proceeded using GOST 9.402-80 [20]. On clean towel after swabbing the metal surface must not oil and other types of contamination.
- cleaning from rust, slag and other types of contamination until the extent of 2(based on [20]) preferably should be done via sand-blast machines. Roughness of pipe surface advisable to make until 40-90 μm .

Surface, prepared for coating by protective materials, must be dry and has grey colour. Timing difference before surface preparation and coating the protective material must be not more than 6 hours on open air without water condensation on surface and contamination of dust, salts, water. In enclosed areas at temperature of more than 20 $^{\circ}\text{C}$ and relative humidity not more than 65% the timing difference is allowed up to 24 hours.

Preparation of isolation materials depends on primary properties and number of components. Usually one- and two-component protective coatings are delivered. During preparation of material, it is highly important to be guided by technical conditions, instructions or passport characteristics. Practically, for all kinds and breeds of protective coatings requirements of components percentage, heating temperature, mixing time, allowed time from beginning of mixing up to process of coating and etc. are varied.

Coating application at inner surface of pipes is made by two main methods:

- airless spraying
- hydraulic spraying by compressed air

Airless spraying provides an opportunity to get varnish-and-paint coating of high quality, has high productivity, also possible to apply it in less accessible area.

In airless spraying systems, paint materials through suction tube from storage tank go to pump and then on dispenser under high pressure. In this method, it is common to use piston or membrane pump.

Modern machinery of airless spraying is made up of heaters, pumps, batching system, mixers, manometers, etc.

Hydraulic spraying by compressed air is not worse than previous method in terms of technological parameters, but liquid material while applying on surface is

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

fed up by air, which can lead to boost of void structure. Moreover, discharge rate of material in process of using that way to apply material, is higher because of greater losses on fogging. For particular materials, the best quality of coating is reached by hydraulic spraying. More close-packed structure builds up during applying material via spraying methods in electrostatic field.

Using electrostatic field and different types of sprays is possible to coat different structures apart from its size and difficulty group; also practically each types of powder materials can be applied. The only requirement for structures, which are going to be painted is volume or surface electrical conductivity. [21]

Advantages of electrostatic method:

- the economy of material up to 20-30%
- reducing the time of applying painting material due to better painting of less accessible area and high index of paint material mass-transfer
- better quality of coating
- homogeneous layer of material with permanent thickness
- improvement of sanitation conditions of workers
- significant fogging reducing
- ecological compatibility
- emission reductions in atmosphere
- expenses decrease for operation services

A great number of intensive solutions are suggested by native researchers [22]. For example, a new line for pipe inner surface isolation was designed. It looks like a complex of equipment and attachments for isolation of pipe inner surface, including diameters from 100 to 600 mm and in length of 12 m in stationary conditions. The applying method is based on launching through the pipe, due to air pressure difference, two toruses and protective mixture, filled between them along the pipe cross section. Toruses provide hermetic state along the pipe cross section, rolling over at pipe inner surface without friction-gliding. Trace, which is made of protective mixture, lays down on inner surface after toruses rolling over and creates barrier film.

New technologies, considering isolation of pipe internal surface, were developed using such dividers, which are launched under high pressure with dried nitrogen and providing extrusion of isolation material on pipe wall. When using multidisc dividers within one launching on pipe walls barrier film is applied in length of 0,025 to 0,075 mm (in dry state). To insulate the pipe up to required thickness, it is necessary to make from 3 to 5 launches. In case of using spherical dividers for one launching film is applied in length of 0,1- 0,14 mm and required thickness is reached by 1 or 2 launches[23].

1.3.2.2. Powder polymer coatings

The powder polymer coatings used to protect the pipe internal surface have recently become rather widely applied in native industry and abroad [24]. It may be explained by their following advantages in comparison with the traditional varnish-and-paint materials:

- wide choice of powder polymer materials with outstanding physical, chemical and mechanical properties
- no need to use dissolvent, what means better work conditions and let to get one-layer coatings with proper thickness
- powders are technological, so we have high quality coatings
- it is possible to fully automate and mechanize the process of applying coatings
- while spraying the coating, metal loss lessens

For protection of internal surface, powder polyethylene, epoxy powder materials and pentaplast are commonly used. Pentaplast has high durability, chemical and erosion resistant [18]. (Fig 1.9)

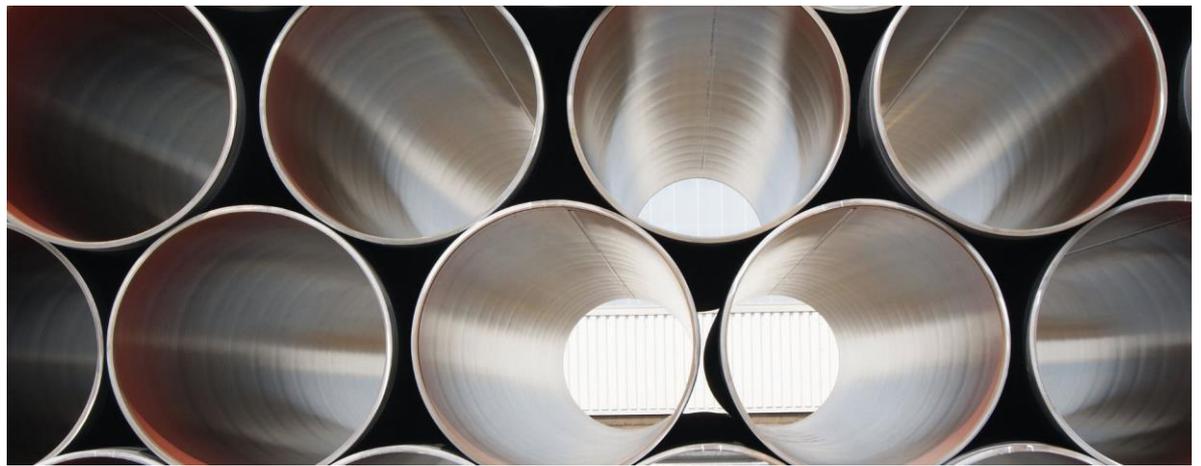


Figure 1.9 Pentaplast coating [18]

All powder materials are applied on preliminary cleaned and heated up to 300 °C surface. Epoxy powder coatings are taking the leader position in the world between other types of powder materials: in the USA 35%, in the UK-22%, in Russia-25%.

In the USA [18] for inner and outer protection of pipes, coatings which consist of epoxy powder material are widely used. They are spread by electrostatic technique on warmed surface, where a protective film in length of 0,25 mm forms. In addition to this way, a plastic insulation is also applied, proceeded in thin-walled film form, consists of fluorine plastic or analogous plastics, which are pulled through pipe with the aid of adapter flang. Indeed, it is highly recommended to work in practice with method of producing pipes with inner concrete-plastic insulation for pipelines with highly aggressive medium.

1.3.2.3. Pipe vitrification

Positive properties of glass coatings – high clearance of surface, anticorrosion resistance, durability, heat resisting and micro-hardness. So, in our country and abroad vitrified pipes are applied in oil and gas industry for transporting aggressive medium. In Russia, one-layer technology of vitrification using glass cylinder balloons – balloons vitrification is widely spread method in case of feed pipelines of [25].

Industrial pipe vitrification includes:

					1. Corrosion of oil pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- preparation of pipe surface by annealing with following pneumatic blow-down and launching mechanical pig
- producing glass balloons from glass pipes via welding their edges and vitrification of pipes using ballon by heating

Vitrification process is held in furnace. Prepared pipes are layed in rolling surface of furnaces, where in pipes setup glass balloons. In zone of furnace heating, under pressure of warmed air in hermetical welded balloon, softened glass surface is snuggled to inner surface of steel pipe, fettling it. Heating is made by sequential extrusion of pipe with glass balloon through heating zone with temperature of 650-720 °C.

In several cases during preparation of glass balloon liquid or solid gaseous material put in it to create extra plus pressure in process of heating while vetrificating and making better snuggling. On several machines additionally into glass balloon pull down the air from outer source with the same purpose.

In the USA the method of vitrification was developed for feed pipes of crude oil. Pipes are vetrificated from within with capacity of glass powder using auger-type device. After that, pipe goes to heating furnace, where temperature is approximately 90 °C and it rotates at rotating rolls. Auger-type device, which is inside the pipe, and pipe rotation on rolls provide equal apportionment of molten glass powder along the inner surface of pipe 0,23-0,3 mm in thickness. Later, pipe is moved to furnace zone with lower temperature, where applied glass mass is cools, after that second layer of coating is applied in the same way. Total thickness of glass coating is under 0,5 mm. Pipe cools during its unstoppable rotation. Finished part of pipe is tested on dielectric integrity of coating under 1000 V voltage. Coating is resistant to water, crude oil and acids (except fluohydric acid) under 110 °C temperature. On surface of coating in the future wax depositions will not be found.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Для выбора наиболее рационального режима ингибирования и технологии защиты от коррозии, выполняется расчет остаточного ресурса с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы; также выполняется моделирование напряженно-деформированного состояния в программном комплексе ANSYS.

3.1 Характеристика объекта исследования

В таблице 3.1 представлен основные характеристики промышленного трубопровода под влиянием коррозионно-активной среды.

Таблица 3.1 Характеристика промышленного трубопровода

<i>Название нефтепровода</i>	████████████████████
<i>Тип трубопроводной сети</i>	Внутрипромысловый трубопровод
<i>Назначение трубопровода</i>	Нефтегазосборные трубопроводы от заборных установок(ЗУ) до дожимных насосных станций(ДНС).
<i>Общая протяженность трубопровода, м</i>	████████
<i>Рабочие параметры</i>	давление, атм: 40
	температура, С: 30
<i>Категория трубопровода</i>	III
<i>Материал</i>	████████████████████
<i>Глубина укладки, м</i>	1,2
<i>Способ прокладки</i>	подземный

					Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода ██████████ под влиянием коррозионно-активной среды			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Баклушин Т.Ю				3. Технологический расчет	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В						56	101
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
Зав. Каф.	Бурков П.В							

Окончание таблицы 3.1

Год ввода в эксплуатацию	■
Количество отказов	2
Среднее расстояние между элементами, м	11,08

Дальнейший расчет на остаточный ресурс будет производиться согласно ОСТ 153–39.4–010–2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» [32].

3.2 Методика расчета остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода возможна ситуация, когда данные об износе его элементов имеются не в полном объеме. Но имеются данные по отказам и информация о величине общего (среднего) износа на момент диагностирования. Величина общего износа равна произведению средней скорости износа на величину наработки к моменту диагностирования:

$$\Delta_{cp} = V_{cp} \tau_d, \quad (3.1)$$

где V_{cp} – средняя скорость износа стенки; τ_d – наработка на момент последнего диагностирования.

В данном разделе будет рассматриваться только линейная модель износа,

которой в формуле износа стенки трубы $\delta = a\tau^m$,

где a – случайный параметр,

m – детерминированный параметр), соответствует показатель $m = 1$. В обозначениях относительного износа:

$$\Delta_{cp} = \delta_{cp} t_n \text{ и } V_{cp} = a_{cp} t_n, \quad (3.2)$$

δ_{cp} – средний относительный износ в момент времени τ_d ;

a_{cp} – среднее значение параметра износа стенки;

t_n – номинальная толщина стенки;

Δ_{cp} – среднее утонение стенки за время τ_d ;

Следует отметить, что в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности существует банк данных по скорости общей коррозии, который используется при проектировании трубопроводов для назначения прибавки на коррозию. Этими данными можно воспользоваться и при диагностировании, принимая в пределах разброса опытных данных верхнее значение V_{cp} , учитывая при этом очевидное ограничение:

$$V_{cp} < \frac{0,85t_n - t_R}{\tau_d} \quad (3.3)$$

t_R – расчетная толщина стенки

Кроме этого, общий (средний) износ достаточно надежно определяется на прямых участках трубопровода и не требует большого числа точек измерения. Однако для удовлетворительной оценки вариации износа необходимо провести измерение толщины стенки во всех потенциально опасных участках.

Предположим, что условие прочности трубопровода имеет вид $[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} - \delta_0$, $[\delta]$ и δ – допустимый и текущий относительный износ стенки,

δ_0 – начальное изменение толщины стенки, но рассеиванием $[\delta]$ можно пренебречь, тогда формула для определения $[\delta]$

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} \quad (3.4)$$

Можно доказать, что такое допущение приводит к некоторому занижению значения расчетного остаточного ресурса и идет в запас.

Допустим, что доля отказавших элементов на момент диагностирования τ_d составляет $\alpha = \frac{r+1}{z}$ где r – число отказавших элементов; z – полное число

элементов в трубопроводе (фасонных деталей и отдельных труб). При этом точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования по РД 50–690–89 [7]:

$$P(\tau_d) = 1 - \alpha \quad (3.5)$$

В данном случае полагается, что на момент диагностирования возможно дополнительное, не зафиксированное в паспорте, разрушение. Таким образом, в качестве расчетного числа разрушений принимается действительное значение, увеличенное на единицу. Очевидно, что такое допущение идет в запас.

Число элементов z , включая отрезки труб и фасонные детали, можно определить по паспорту трубопровода или для ориентировочных оценок по формуле

$$z = \frac{L}{\lambda} \quad (3.6)$$

где L – длина трубопровода в метрах; λ – среднее расстояние между элементами. При детерминированном параметре $[\delta]$ формула безотказной работы на момент диагностирования τ_d имеет вид:

$$P(\tau_d) = \Phi \left(\frac{([\delta] - a_{cp} \tau_d)}{S_a \tau_d} \right) \quad (3.7)$$

S_a – среднее квадратическое отклонение параметра a

С другой стороны, вероятность безотказной работы на момент диагностирования определена по формуле (3.5). Приравнивая правые части выражений (3.5) и (3.7), получим соотношение

$$\tau_d = \frac{[\delta]}{S_a U_{1-\alpha} + a_{cp}} \quad (3.8)$$

$U_{1-\alpha}$ – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности $1 - \alpha$.

Для подсчета остаточного ресурса при линейной модели износа получаем формулу, в которой гамма процентная вероятность $\Gamma = 0,01\gamma(1-\alpha)$:

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{[\delta]}{S_a U_{\gamma(1-\alpha)} + a_{\text{cp}}} - \tau_d \quad (3.9)$$

Исключив из последних двух уравнений S_a , получим следующее выражение для расчета остаточного ресурса:

$$\tau_{\text{ост}} = \tau_d \frac{[\delta] - \delta_{\text{cp}}}{\frac{[\delta]}{U_{1-\alpha}/U_{\gamma(1-\alpha)} - 1} + \delta_{\text{cp}}} \quad (3.10)$$

В данном выражении $[\delta]$ вычисляется по формуле (3.4), а

$$\delta_{\text{cp}} = a_{\text{cp}} \tau_d = \frac{V_{\text{cp}}}{t_n} \tau_d \quad (3.11)$$

Задавая величину V_{cp} , по формулам (3.11) и (3.10) можно определить остаточный ресурс. Отметим, что в расчете по данной методике не используется понятие доверительной вероятности, т.к. задается априорное значение скорости износа.

Необходимая для расчетов проверочная толщина стенки трубопровода высчитывается по формуле (3.12):

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_H}{2(R + 0,6\gamma_f P)} \quad (3.12)$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке; для промышленных трубопроводов диаметром от 300 до 500 мм $\gamma_f = 1,15$;

k – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, значение которого принимается согласно СП 34–116–97 [33] (для труб, заглушек и переходов – 1;

P – рабочее давление трубопровода, Па;

D_H – внутренний диаметр трубопровода;

R – сопротивление материала трубы (согласно СП 36.13330.2012 [34] и определяется по формуле (3.13):

$$R = \frac{R_2^H * \gamma_s}{\gamma_n} \quad (3.13)$$

					3. Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

где γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопроводов; для промышленных трубопроводов $\gamma_n = 1$;

γ_s – коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты; для трубопроводов 3–ей категории $\gamma_s = 0,65$;

R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

Одним из важных этапов расчета остаточного ресурса является выбор регламентированной вероятности γ . Для рассматриваемых в методике трубопроводов принимают значение регламентированной вероятности 95%. Значение 0,95 рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности q .

Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_β , соответствующие вероятности β , приведены в таблице 6.1. Если в расчетах необходимо определить квантиль U_q , то β заменяется на q , а если нужно значение U_γ , то вместо β подставляется $0,01\gamma$ и тд.

Таблица 3.1 Значения квантилей нормального распределения [32]

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_β	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99
β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_β	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_β	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

3.3 Расчет остаточного ресурса нефтесборного трубопровода « [REDACTED]

Так как производится расчет промышленного трубопровода, то расчет остаточного ресурса будет производиться с вероятностью прогноза в 95%.

Необходимым и важным критерием является знание скорости коррозии. Такие данные были получены в результате мониторинга коррозии за период 10 месяцев несколькими способами, указанными в таблице 3.2

Таблица 3.2 Результаты мониторинга коррозии

Дата контроля	Средняя скорость коррозии, мм/год		
	[REDACTED]	[REDACTED]	Гравиметрический метод
Август 2015	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Сентябрь 2015	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Октябрь 2015	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Ноябрь 2015	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Декабрь 2015	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Январь 2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Февраль 2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Март 2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Апрель 2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Май 2016	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Среднее значение	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Примем среднегодовое значение скорости коррозии равное:

- [REDACTED] мм/год – для метода электрического сопротивления с использованием [REDACTED] [REDACTED]
- [REDACTED] мм/год – для гравиметрического метода с использованием образцов свидетелей
- [REDACTED] мм/год – для метода электрического сопротивления с использованием [REDACTED] [REDACTED]

В дальнейших расчетах принимаем, что вышеупомянутые значения скорости коррозии были актуальны каждый год на протяжении всех 15 лет эксплуатации.

Рассчитаем сопротивление материала трубы и проверочную толщину стенки, необходимые для расчета остаточного ресурса по всем трем методам:

[REDACTED]

[REDACTED]

3.3.1 Расчет остаточного ресурса по данным гравиметрического метода

Средний допустимый относительный износ

[REDACTED]

Верхнее интервальное значение относительного износа

[REDACTED]

Точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования

[Redacted]

равна 0.95, т.е. величина [Redacted].

Тогда

[Redacted]

Квантили нормального распределения, соответствующие вероятностям [Redacted] и [Redacted] из таблицы 3.1

[Redacted]

Остаточный ресурс

[Redacted] года

Остаточный ресурс трубопровода, по данным мониторинга коррозии по гравиметрическому методу, при вероятности прогноза 95% равен [Redacted] года.

3.3.2 Расчет остаточного ресурса по данным метода электрического сопротивления с использованием [Redacted] [Redacted]

Средний допустимый относительный износ

[Redacted]

Верхнее интервальное значение относительного износа

[Redacted]

Точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования

[Redacted]

наибольшая опасность возникновения недопустимых пластических деформаций и самая высокая вероятность разрушения трубопровода из-за утонения стенки трубопровода.

Для моделирования в программном комплексе ANSYS также необходимо учитывать несколько дополнительных нагрузок, влияющих на трубопровод, а именно сам вес трубы $q_{тр}$, включающий в себя распределенную нагрузку от веса трубы q_m и перекачиваемого продукта q_n без коррозионного износа ПН (величины, входящие в состав веса грунта и сопротивления вертикальным перемещениям):

$$\text{[Redacted]} \quad (3.14)$$

где $n_{св} = \text{[Redacted]}$ – коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для

стали $\gamma_m = \text{[Redacted]}$;

D_n – наружный диаметр трубы;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы.

$$\text{[Redacted]} \quad (3.15)$$

где ρ – плотность нефти;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения.

Получим [Redacted]

Также стоит принять во внимание вес грунта, которые вычисляется по формуле:

$$\text{[Redacted]} \quad (3.16)$$

где $n_{гр} = \text{[Redacted]}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

					3. Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$\gamma_{гр} = \blacksquare$ – удельный вес грунта (таблица 3.3);

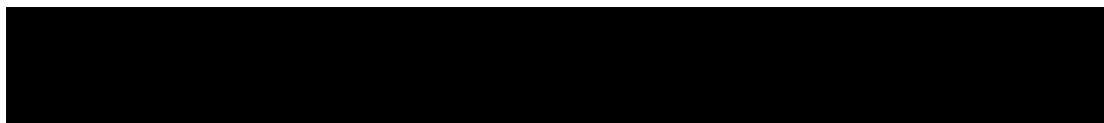
$h_0 = \blacksquare$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$\varphi_{гр} = \blacksquare$ – угол внутреннего трения грунта (таблица 3.3).

Таблица 3.2 – Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов [35]

Грунт	$\varphi_{гр}$, градусы	$f_{гр} = \text{tg } \varphi_{гр}$	$c_{гр}$, кПа	$\gamma_{гр}$, кН/м ³
Гравелистый песок	36÷40	0,7÷0,8	0÷2	25,5
Песок средней крупности	33÷38	0,65÷0,75	1÷3	23,0
Мелкий песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5	21,2
Пылеватый песок	28÷34	0,55÷0,65	2÷7	20,5
Супеси	21÷25	0,35÷0,45	4÷12	19,7
Суглинки	17÷22	0,3÷0,4	6÷20	19,0
Глины	15÷18	0,25÷0,35	12÷40	16,8
Торф	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4	7,0

И последняя нагрузка, которую стоит учитывать это $q_{\text{верт}}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м:



Согласно расчетам, получим величины $P_{гр}$ и $q_{\text{верт}}$ равные \blacksquare и \blacksquare соответственно. Все нагрузки были посчитаны согласно СНиП 2.01.07-85 [35].

Помимо этого необходимо определить утонение стенки в нижней части трубопровода: \blacksquare

На основе представленных данных, в программном комплексе ANSYS Workbench были далее построены две вышеуказанные модели ПН (модель 1 и модель 2) в соответствии с методикой [1] и рассчитанным выше нагрузками.

Модели трубопровода представлены на рисунках 3.1 и 3.2.

Задания нагрузок для моделей представлены на рисунках 3.3 и 3.4

Результаты расчетов представлены на рисунках 3.5, 3.6.

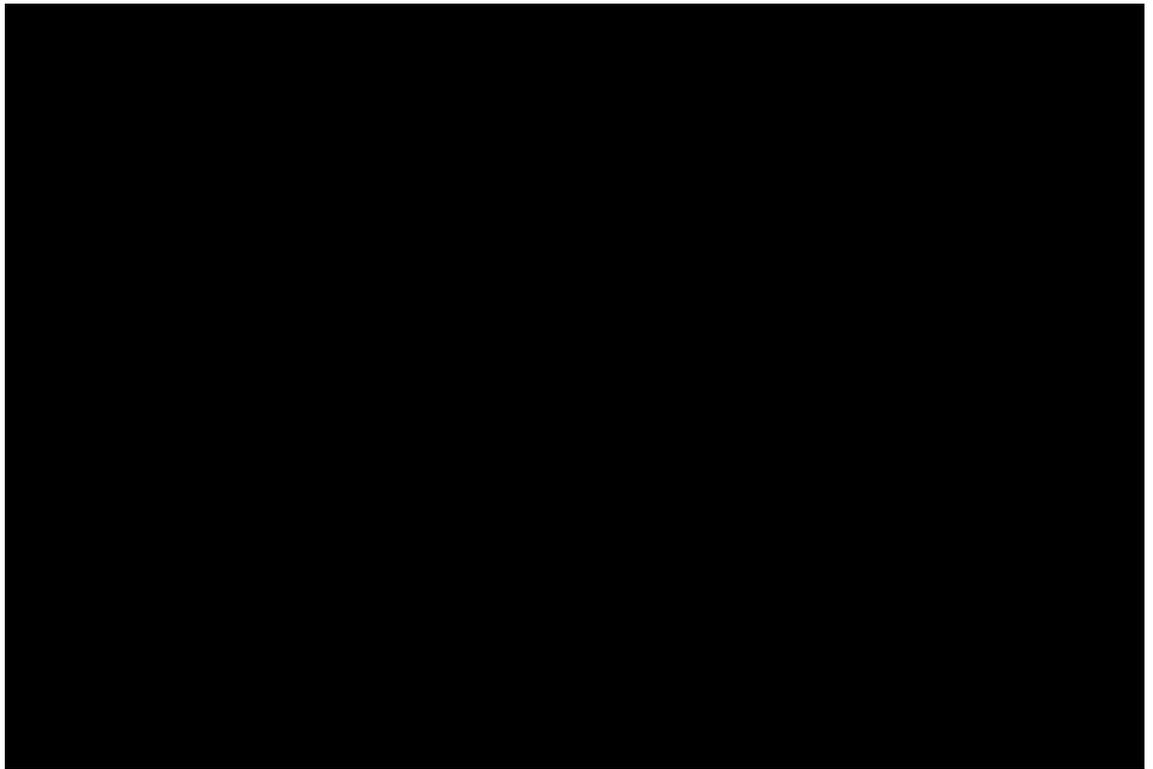


Рисунок 3.1 Модель трубопровода без дефекта

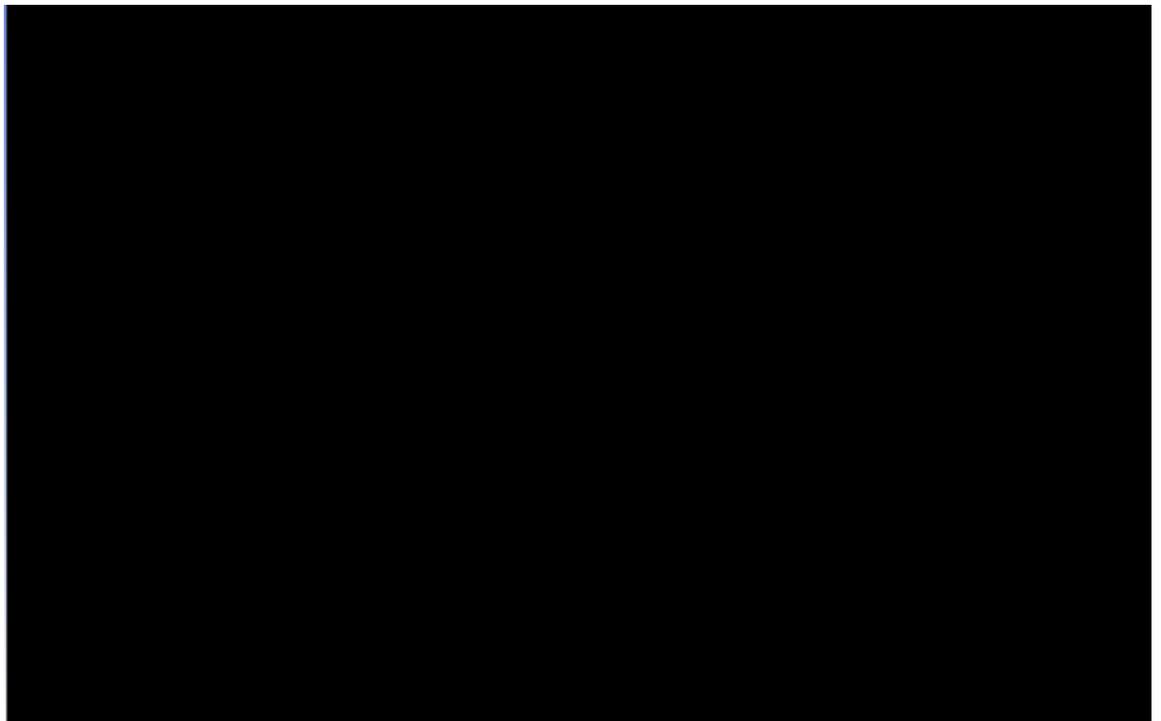


Рисунок 3.2 Модель трубопровода с дефектом

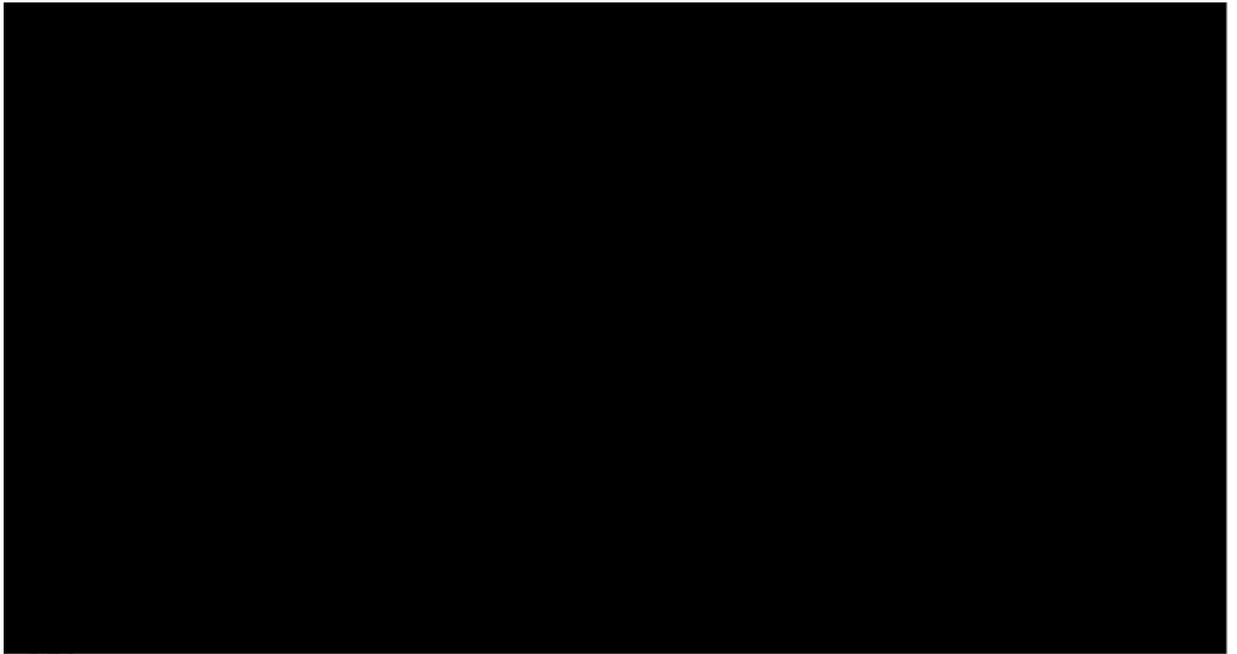


Рисунок 3.3 Задание нагрузок на трубопровод без дефекта

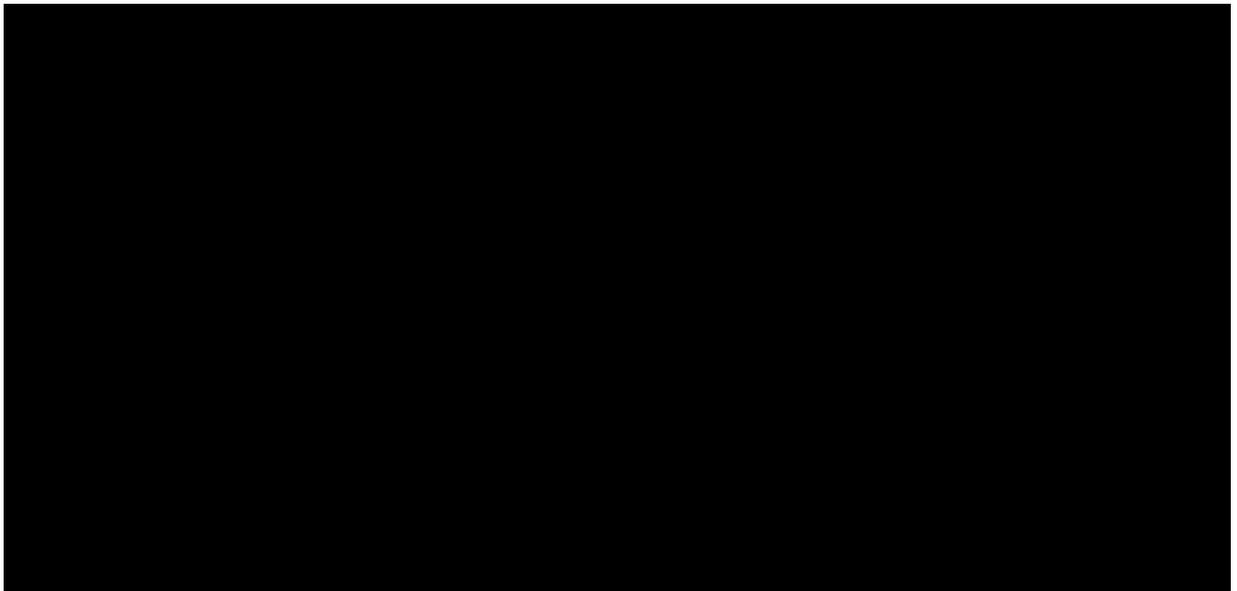


Рисунок 3.4 Задание нагрузок на трубопровод с дефектом

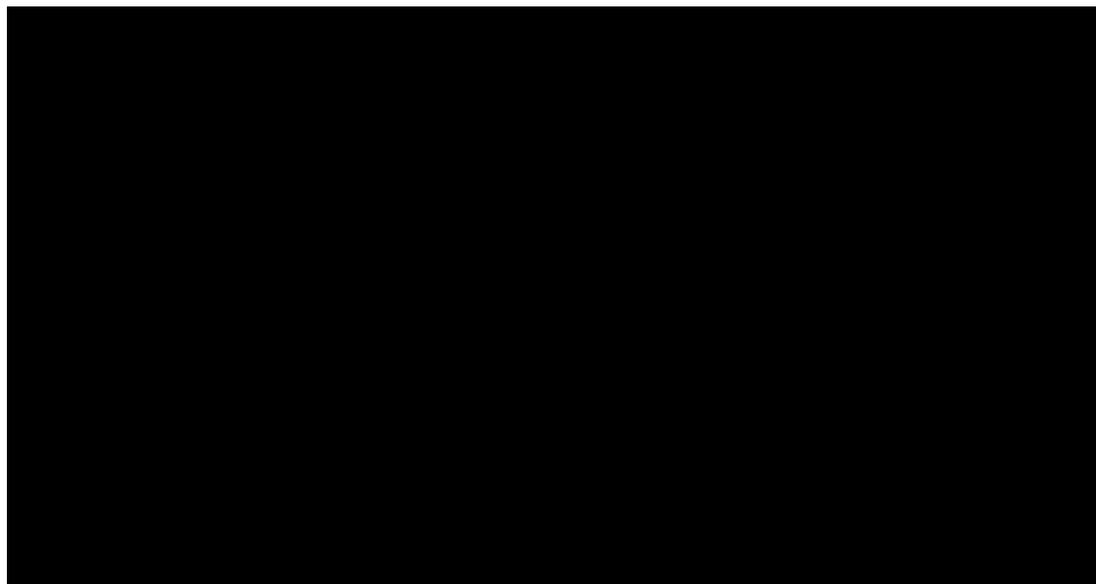


Рисунок 3.5 Эквивалентные напряжение в ПН без дефекта

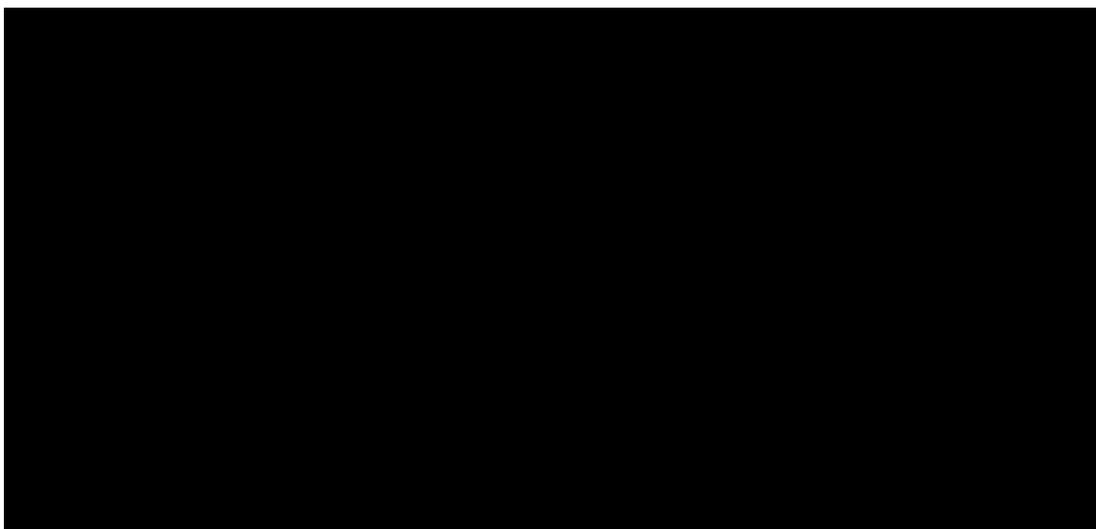


Рисунок 3.6 Эквивалентные напряжение в ПН с дефектом

Из рисунков 3.7 и 3.8 следует, что при моделировании ПН без дефекта (модель 1) максимальные эквивалентные напряжения находятся в пределах, не превышающих ■■■ МПа, что находится в допустимом интервале, не влияющем на режим эксплуатации. Для модели 2 (с дефектом) утонение стенки за рассматриваемый период составило ■■■ мм, а максимальные эквивалентные напряжения в зоне концентрации дефекта изменились на ■■■ МПа, что соответствует конечному значению в ■■■ МПа. Полученные данные, согласно ГОСТ 1050-88 [36], также не превышают предела прочности и текучести стали

					3. Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

с учетом коэффициента запаса прочности. Это указывает на то, что при дальнейшей эксплуатации ПН при скорости коррозии $=const$, при соответствующем уровне ингибирования не произойдет его недопустимого утонения (впоследствии разрушения) [REDACTED]. После [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED], для определения возможности дальнейшей эксплуатации ПН.

					3. Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

В связи с тем, что срок эксплуатации некоторых промышленных трубопроводов ██████████ составляет более █ лет, возникает необходимость проведения мониторинга коррозии и технической диагностики, которые в свою очередь сопровождается значительными экономическими затратами для эксплуатирующего предприятия.

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в строительстве трубопроводов, нефтепроводы, в целом, остаются опасными производственными объектами. Серьезность аварий во всех случаях оценивается от степени причиняемого ущерба, который зависит от вида проявления аварии: в виде механических или коррозионных разрушений или локальных отказов трубопроводов. Согласно статистике, отказы и аварии промышленных трубопроводов сопровождаются значительным экологическим ущербом - разливом нефтепродуктов, отравлением местной флоры и фауны, даже возможной гибелью людей. В особых случаях нанесенный материальный ущерб может превышать затраты на сооружение трубопроводов более чем в 100 раз.

Проведение мониторинга коррозии и технического диагностирования является неотъемлемой частью экспертизы промышленной безопасности, которая позволяет определить техническое состояние трубопровода, а так же оценить возможности, условия и сроки для продолжения его эксплуатации. Так как строительство новых промышленных трубопроводов является длительным и финансово затратным процессом, то возможность продления срока эксплуатации трубопровода является альтернативным и единственно верным, с точки зрения затрат, решением данной проблемы.

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода ██████████ под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Баклушин Т.Ю</i>				4. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Чухарева Н.В</i>						73	101
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В</i>							

Целью экономического расчета является определение оптимальных экономических затрат на проведение мониторинга и технического диагностирования, проведение анализа всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а так же произведение расчет стоимости всего комплекса работ.

4.1 Расчет затрат на оборудование и материалы при выполнении работ по техническому диагностированию трубопроводов

При расчете затрат на установку подсистемы мониторинга учитывается, что работы будут происходить на действующем промышленном трубопроводе. Для правильно функционирования системы мониторинга необходимо наличие основного оборудования, такого как система мониторинга скорости коррозии технологического трубопровода в реальном времени [REDACTED], система мониторинга скорости коррозии [REDACTED], смонтированные узлы контроля коррозии, переносная испытательная лаборатория [REDACTED] [REDACTED]. Расчет потребности необходимых материалов и оборудования представлен в таблице 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Расчет затрат на материалы

Наименование	Затраты, руб.
Образцы-свидетели	[REDACTED]
Зонды регистрирующие	[REDACTED]
Инструмент	[REDACTED]

Окончание таблицы 4.1

Средства индивидуальной защиты	■
Спецодежда	■
Итого:	■

Таблица 4.2 – Расчет расходов на оборудование

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
■ ■	1	■	■
■ ■	1	■	■
■	1	■	■
■ ■ ■	1	■	■
Итого:	-	-	■

По итогам расчета затрат на оборудование и материалы, мы видим, что расходы на все необходимые материалы(включая спецодежду и расходные материалы) составляют ■ тыс.рублей, а величина расходов на приобретение различных систем мониторинга для участка ПН(включая испытательную

лабораторию для снятия показаний систем мониторинга) составляет [REDACTED] рублей.

4.2 Расчет норм времени

Рассчитаем время проведения технологических операций. Также необходимо принять во внимание, что работы по установки системы мониторинга проводятся на действующем промышленном трубопроводе.

Единые нормы времени брались со сборника «Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов» [37].

Результаты расчета представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Расчет времени проведения технологических операций

№	Вид операции	Норма времени, час			
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
T ₁	Проверка комплектности узлов	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
T ₂	Проверка внешнего состояния и качества монтажа элементов системы	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
T ₃	Проверка сервисных функций системы мониторинга	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
T ₄	Сбор обработка и визуализация текущих данных	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Окончание таблицы 4.3

T ₅	Хранение и визуализация архивных данных	■	■	■	■
T ₆	Проведение данных мониторинга коррозии	■	■	■	■
N _ч	Сумма времени проведения технологических операций	■	■	■	■

Согласно рассчитанным нормам времени, затраты времени для каждой единицы оборудования получились различные:

- для системы мониторинга ■ – ■
- для системы мониторинга ■ – ■
- для гравиметрического метод с использование узлов контроля коррозии – ■
- для снятия показаний с использованием переносной лаборатории – ■

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства [38]. Норму амортизации для рассчитаем по линейному методу начисления амортизации.

Расчет амортизационных отчислений при проведении мониторинга коррозии представлен в таблице 4.4

Таблица 4.4 Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
Итого	██████████						

Таким образом, расчет амортизационных отчислений показал, что сумма амортизации для двух систем мониторинга, узлов коррозии и ██████████.

4.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные 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;

➤ надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет оплаты труда за монтаж систем мониторинга коррозии и снятие показаний мониторинга сводиться в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 Оплата труда

Должность	Разряд	Количество	Тариф-ная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+70%	Зарботная плата с учетом надбавок, руб.
██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████ ██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████ ██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████ ██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████ ██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████ ██████████	█	█	██	█	██	██	██
██████████							██

Исходя из расчетов заработной платы с учетом различных надбавок (районный и северный коэффициенты), получено значение зарплаты для всего персонала равное ██████████ руб.

4.5 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на нефтепромысле при проведении технической диагностики трубопровода представлены в таблице 4.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код ОКВЭД – 11.20.4)

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов

██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	█	█	█	█	█	█	█
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████						

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев составили ██████████ руб.

4.6 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение технологического мероприятия (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на установку системы мониторинга коррозии промышленного трубопровода [REDACTED]

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на оборудование	[REDACTED]
Затраты на материалы	[REDACTED]
Амортизационные отчисления	[REDACTED]
Оплата труда	[REDACTED]
Страховые взносы	[REDACTED]
Накладные расходы (20%)	[REDACTED]
Всего затрат:	[REDACTED]

Вывод: затраты на установку и использование системы мониторинга коррозии промышленного трубопровода [REDACTED]

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования выступает действующий участок промышленного нефтепровода [REDACTED]», находящийся под влиянием коррозионно-активной среды. Характеристики объекта представлены в таблице 5.1

Таблица 5.1 Характеристика промышленного трубопровода

<i>Название нефтепровода</i>	[REDACTED]
<i>Тип трубопроводной сети</i>	Внутрипромысловый трубопровод
<i>Назначение трубопровода</i>	Нефтегазосборные трубопроводы от заборных установок(ЗУ) до дожимных насосных станций(ДНС).
<i>Общая протяженность трубопровода, м</i>	1330
<i>Рабочие параметры</i>	давление, атм: 40
	температура, С: 30
<i>Категория трубопровода</i>	3
<i>Глубина укладки, м</i>	1,2
<i>Способ прокладки</i>	подземный
<i>Переходы</i>	автодороги

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Баклушин Т.Ю				5. Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Чухарева Н.В						82	101
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
<i>Зав. Каф.</i>	Бурков П.В							

<p>3. Контроль технологических параметров процесса перекачки пластового флюида нефти</p> <p>4. Контроль пропуска очистного устройства</p>	<p>3. Влияние вредных веществ</p>	<p>3. Опасный уровень давления в промышленном трубопроводе;</p> <p>4. Пожаровзрывобезопасность</p>	
---	-----------------------------------	--	--

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов объекта исследования

1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды, влияние вредных веществ

Камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПСОД), а также узлы подключений трубопровода являются наиболее опасными объектами транспортировки нефти на промысле, поскольку в камерах сконцентрировано большое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов; на узлах подключения, в случае разгерметизации, также может возникнуть опасность отравления токсичными веществами.

Основные источники выделения:

1. Камера пуска-приема. В случае открытия воздушного клапана, в короткий промежуток времени в воздух будет выброшено большое количество газовой составляющей пластового флюида.

2. Узлы подключения трубопровода. В случае нарушения герметичности оборудования из-за дефектов материалов; нарушения норм при строительномонтажных работах; влияния коррозионно-активной среды; несоблюдение правил эксплуатации; окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры.

Далее будет представлен список веществ, а также их ПДК в воздухе рабочей зоны; согласно [40], данные вещества относятся ко всем четырем классам опасности по степени воздействия на организм человека.

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в рабочей зоне промышленного нефтепровода

<i>Наименование веществ</i>	<i>ПДК мг/м³</i>	<i>Класс опасности</i>	<i>Наименование веществ</i>	<i>ПДК мг/м³</i>	<i>Класс опасности</i>
Нефть(фр.20-200)	300	4	Окислы азота	5	2
Метан	300	4	Метилмеркаптан	0,8	2
Пропан	300	4	Ртуть	0,01	1
Бутан	300	4	Серная кислота	1	2
Бензол	5	2	Тетраэтилсвинец	0,005	1
Метанол	5	3	Толуол	50	3
Этиловый спирт	1000	4	Окись углерода	20	4
Ацетон	200	4	Дихлорэтан	10	2
Керосин	300	4	Сероводород	10	2

Все из перечисленных компонентов относятся к ядам и оказывают отравляющее воздействие на организм человека. Спирт ,углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [40]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений запорной арматуры).
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания рабочего места на камерах пуска-приема средств очистки и диагностики.
3. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
4. Обязательное наличие газоанализатора при выполнении газоопасных работ.

2. Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Все требования, связанные с воздухом рабочей зоны, регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 [40].

Прежде всего, стоит отметить, что работа в течение длительного времени на холодном воздухе способствует возникновению различных острых и хронических простудных заболеваний. Привлечение сотрудников к выполнению трудовых обязанностей в зимний период или иное холодное время на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях должно сопровождаться предоставлением специальных перерывов для обогрева и отдыха, а в отдельных случаях и дополнительной оплатой труда.

В каждой конкретной организации правила предоставления перерывов при работе в холодное время года на открытом воздухе для обогрева, дополнительной оплаты труда и другие вопросы, связанные с производством работ в таких осложненных условиях, должны регулироваться положениями коллективного договора, правил внутреннего трудового распорядка или иных локальных нормативных актов, принимаемых на уровне организации по согласованию с представительными органами работников.

На работодателя действующее законодательство возлагает обязательства по надлежащей организации трудового процесса, и обеспечению работников соответствующими средствами защиты, включая в необходимых случаях обеспечение средствами для обогрева. Средства для обогрева должны

					5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

быть предоставлены на местах выполнения работ или в непосредственной близости от места работы. При кратковременных работах должно быть обеспечено лишь устройство костров для обогрева.

Мероприятия по организации работ с пониженной температурой воздуха:

1. Предоставление сотрудникам теплой спецодежды
2. Предоставление специальных перерывов для обогрева и отдыха
3. Предоставление средств для обогрева

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов объекта исследования

1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

На узлах подключения нефтепровода, к подвижным частям оборудования относят запорную арматуру(задвижки), которые могут привести к механическому воздействию на организм работника. На некоторых участках, имеются задвижки с электроприводом, в состав которого входит электродвигатель, поэтому все движущиеся и вращающиеся части привода должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма. Данный вид работ следует проводить с особой осторожностью.

2. Электрический ток

Поскольку на объектах промышленного нефтепровода есть узлы дозировки ингибиторов и АГЗУ, которые потребляют значительное количество энергии, то можно с уверенностью сказать, что некоторые узлы являются энергоемкими объектами, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает нескольких сотен вольт, а также

опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [41]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с [41].

Меры защиты:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Отдельно стоит упомянуть про атмосферное электричество., которое является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;

- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты площадок камер и узлов подключения применяют стержневые молниеотводы, при этом согласно [42] токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой.

3. Опасный уровень давления в трубопроводе

Поскольку рабочее давление нефтепровода составляет от 20 до 40 атмосфер, то трубопровод считается крайне опасным технологическим сооружением, так как аварии и отказы сопровождаются значительным экологическим ущербом - разливом нефтепродуктов, отравлением местной флоры и фауны, даже возможной гибелью людей. Крайне высокий уровень давления способствует разрыву труб в местах наличия дефектов, коррозионного износа, брака деталей и т.д.

В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с записями результатов в эксплуатационном журнале и занесением результатов в базу данных ведущих инженеров эксплуатирующего цеха.

Мероприятия по предотвращению аварии на трубопроводе:

1. Визуальный и приборный контроль состояния трубопроводов
2. Проведение своевременной ревизии согласно графику
3. Проведение технических осмотров и текущих ремонтов по результатам диагностики

4. Обеспечение должного контроля при монтаже систем мониторинга коррозии

4. Пожаровзрывобезопасность

Камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПСОД), а также узлы дозирования ингибиторов являются одними из наиболее опасными пожаровзрывоопасными объектами транспортировки нефти на промысле, поскольку в камерах сконцентрировано большое количество токсичных газов, к которым относятся пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основные источники выделения:

1. Камера пуска-приема. В случае открытия воздушного клапана, в короткий промежуток времени в воздух будет выброшено большое количество газовой составляющей пластового флюида.

2. Узлы дозирования ингибиторов. В случае нарушения герметичности оборудования из-за дефектов материалов; нарушения норм при строительно-монтажных работах; влияния коррозионно-активной среды; несоблюдение правил эксплуатации; окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры.

Согласно [44] опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260-375	1,1	6,4
Сероводород	–	246	4,3	10
Газ нефтяной	–	405-580	6	13,5

Методы снижения пожаровзрывоопасности [44]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил

эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).

2. Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.
3. Контроль загазованности газоанализаторами.
4. Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.

В соответствии с [44] первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма.

5.2. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, нефтепродукты, шлам очистки трубопроводов от нефти поступают в гидросферу и почву в составе сточных вод от многих объектов нефтепромысла, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой пластового флюида по промысловому нефтепроводу

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из дожимной насосной по причине не плотности технологического оборудования	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. Соблюдение правил эксплуатации; 3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры; 4. Оснащение системой контроля загазованности

Окончание таблицы 6.5

<p>Вода и водные ресурсы</p>	<p>Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, нефтепродуктов по причине аварийных разливов, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, коррозионного износа промыслового нефтепровода, несвоевременного ТО запорной арматуры</p>	<p>1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; 3. Локализация, ликвидация аварийных разливов только в соответствии с нормативными требованиями РД 153-39.4-114-01 [46]</p>
<p>Земля и земельные ресурсы</p>	<p>Утечки нефти, нефтепродуктов и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений запорной арматуры, аварий</p> <p>Загрязнение почвы в результате неправильной утилизации отработанных бонов, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши</p>	<p>Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям</p> <p>Складирование отходов в специальные металлические контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов</p>

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

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

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии на промысловом нефтепроводе по причине коррозионного износа тела трубы, несвоевременного ТО, а также ошибочных

действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [45] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Действия в результате ЧС при повреждении нефтепровода с выходом нефти наружу [46]:

1. Остановить агрегаты на ДНС.
2. Локализовать источник разлива.
3. Перекрыть полость трубопровода задвижками и пневмопробками
4. Опорожнить поврежденный участок
5. Выставить посты ограждения разлитой нефти.
6. Собрать разлившуюся нефть.
7. Устранить повреждения нефтепровода.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [47], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица,

находящиеся на производственной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на прием пищи. При эксплуатации нефтепровода в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта (согласно СНиП 2.09.04-87[48]). Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

					5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складываемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью [48].

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [49]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

					5. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе полученных экспериментальных данных по определению скорости коррозии ПН:

1. Установлено, что средняя скорость коррозии в год объекта исследования по гравиметрическому методу составляет 0,0138 мм, по методу электрического сопротивления с использованием приборов Microcorr и Ultracorr 0,0066 мм и 0,0301 мм соответственно.

2. На основе полученного максимального значения скорости коррозии определены нагрузки, влияющие на трубопровод, которые положены в основу моделирования.

3. Результаты моделирования показали, что уровень напряжений в зоне дефекта не превышает предела текучести стали 20В и разрешает дальнейшую безаварийную эксплуатацию трубопровода на последующие три с половиной года.

4. Общие затраты на используемые виды систем мониторинга составляют около 5433610 рублей с учетом всех дополнительных расходов.

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баклушин Т.Ю</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В</i>					96	101
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В</i>						
						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Papavinasam S (2000) Corrosion Handbook. (2nd edn), John Wiley & Sons, Inc.
2. Santhana PS, Joseph RR, Dorothy R, Brindha G, Pandiarajan M, et al. (2014) Corrosion problems in petroleum industry and their solution. EurChem Bull 3: 300-307.
3. Herbert H. Uhlig, John Wiley and Sons, Corrosion and Corrosion Control, 3rd ed., New York, 1985.
4. National Association of Corrosion Engineers./Electrochemical Techniques in Corrosion Engineering , 1986.
5. Philip A. Schweitzer, Taylor and Francis Group, LLC Fundamentals of corrosion - Mechanisms, Causes and Preventative Methods].(2010) ISBN 978-1-4200-6770-5, p. 25.
6. Francis R. Corrosion Books: Galvanic Corrosion: A Practical Guide for Engineers. – January, 2002.
7. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. – М.: Физматлит, 2002.
8. Шлугер М.А., Ажогин Ф.Ф., Ефимов Е.А. Коррозия и защита металлов. – М.: Metallurgy, 1981.
9. Русин В.Н. Коррозия и защита металлов. – М.: Издательство МГОУ, 1996.
10. Розенфельд И.Л. Ингибиторы коррозии. - М.: Химия, 1977. -350,с.
11. Антропов Л.И., Макушин Е.М., Панасенко А.Ф. Ингибиторы коррозии металлов. Киев: Техника. -1981. -181С.

					<i>Исследование изменения напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода [REDACTED] под влиянием коррозионно-активной среды</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баклушин Т.Ю</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В</i>					97	101
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ гр. 2БМ5А		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В</i>						

12. Кузнецов Ю.И., Фролова Л.В. Ингибиторы сероводородной коррозии и наводораживания сталей // Коррозия: материалы, защита. 2004. -№8-С.11-16.
13. Д. Л. Рахманкулов, Д. Е. Бугай, А. И. Габитов / Ингибиторы коррозии: Т.1.- Уфа: Реактив, 1997. – 296с.
14. Гафаров Н.А., Кушнаренко В.М., Бугай Д.Е., Гончаров А.А., Чирков Ю.А. Ингибиторы коррозии. Том 2. Диагностика и защита от коррозии. – Москва: "Химия", 2002. – 403 с.
15. РД 39-0147103-347-86. Технология предотвращения ручейковой коррозии в системах нефтегазосбора. – Уфа, ВНИИСПТнефть, 1986. – 68с.
16. М.01.04.04-02. Методические указания по организации и исполнению ингибирования коррозии промышленных трубопроводов – Газпром. 2009
17. Мустафин, Ф.М. Контроль качества изоляционно-укладочных работ при строительстве трубопроводов / Ф.М. Мустафин. - М.: Уфа: УГНТУ, 2001. - 112 с.
18. Воронин В.И., Воронина Т.С. Изоляционные покрытия подземных газопроводов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1990. - 200с.
19. Борисов Б.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. - М.: Недра, 1987. - 126 с.
20. ГОСТ 9.402-80. ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию. – М.: Изд-во стандартов, 1980.
21. Мурзаханов, Г.Х. Диагностика технического состояния и оценка остаточного ресурса магистральных трубопроводов / Г.Х. Мурзаханов, А.И. Владимиров. - М.: Национальный институт нефти и газа, 2005. - 692 с.
22. В. А. Орлов. Защитные покрытия трубопроводов— Санкт-Петербург, Издательство Ассоциации , 2009 г.- 128 с
23. Изоляция внутренней поверхности труб в полевых условиях // Pipe Line and Gas J. – 1991 - №3.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

24. Порошковые покрытия для изоляции внутренней поверхности труб // 5th Int. Conf. Intern and Extern. Prot. Pipes, London, 21-23 Sept., 1987. – Cranfield, 1987.
25. РД 39-3-1138-84. Инструкция по технологии остеклования металлических изделий. – ТатНИПИнефть, 1984.
26. Махмотов Е.С., Алексеев С.Г., Алдыяров Т.К., Дидух А.Г., Нефедов А.Н., Кудайбергенов С.Е., Абдулин Х.А. Возможность оценки развития коррозионных процессов на внутренней поверхности нефтепровода // Нефть и газ. 2013. № 1. С. 45-50.
27. Монахов А.Н., Трофимов П.Н., Алякритский А.Л., Елизаров С.В. Система комплексного коррозионного мониторинга установки первичной переработки нефти // СТА. 2006. № 2.
28. Rajagopal S. Микробиологическая коррозия на нефтеперерабатывающих заводах и трубопроводах // Нефтегазовые технологии. 2013. № 4. С. 67-69.
29. М.01.04.04-03. Методические указания по организации и исполнению мониторинга коррозии промышленных трубопроводов – Газпром. 2009
30. РД 39-3-669-81. Методика оценки коррозионной агрессивности нефтепромысловых сред. – Уфа, ВНИИСПТнефть, 1981. – 128с
31. Система коррозионного мониторинга установок. [Электронный ресурс]. Сайт: Мониторинг коррозии. <https://www.cosasco.com/data-loggers-corrosion-monitoring.html>
32. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. – Москва: Изд-во стандартов, 2002.
33. СП 34–116–97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. . – Москва: Минтопэнерго, 1998.
34. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы – Москва: Госстрой России, 2012.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

- 35.СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия – Москва: Миннефтегазстрой, 1985.
- 36.ГОСТ 1050-88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. – Москва: Стандартинформ, 2010.
- 37.Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов. – Москва: СПКТБ НЕФТЕГАЗМАШ, 2017.
- 38.Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 N 1072 "О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР"
- 39.ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – Введ. 01.01.1976. – М.: Изд-во стандартов, 1976.
- 40.ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 48 с.
- 41.ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 01.01.2011. – М.: Изд-во стандартов, 2011.
- 42.РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122 с.
- 43.ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – М.: Изд-во стандартов, 1977.
- 44.ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 1978.
- 45.ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» – М.: Госгортехнадзор, 2003.
- 46.РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – М.:

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Госгортехнадзор, 2002.

47.ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

48.СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания – Москва: ЦНИИпромзданий, 1989.

49.Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

					Список использованных источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		