



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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

«Исследование влияния коррозии на состояние морских трубопроводов»

УДК 622.691/.692:620.193.2 (204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Леонова А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ТХНГ	Рудаченко А.В.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е. Н.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.о. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	Д.Т.Н		

Код результата	<p style="text-align: center;"><i>Результат обучения</i> (выпускник должен быть готов)</p>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями	
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>	
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>	
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>	
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
<i>в области проектной деятельности</i>	
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Леонова Анастасия Александровна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</u> »

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является трубопровод, проложенный в водных условиях. Применяется для транспортировки нефти и газа.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты. <p>1.2 Анализ опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты).
--	---

защиты)				
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.		2. Экологическая безопасность на магистральных трубопроводах: – анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу. 2.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода; 2.2 Утечка токсичных и вредных веществ и их влияние на человеческие организмы.		
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – 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 последствий.		3. Чрезвычайные ситуации на трубопроводах: – 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 последствий.		
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.		4. Специальные правовые нормы трудового законодательства: – особенности трудового законодательства применительно к работе в условиях вредных и опасных факторов.		
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику				
Задание выдал консультант:				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		05.04.2017
Задание принял к исполнению студент:				
Группа	ФИО	Подпись	Дата	
2Б3А	Леонова Анастасия Александровна		05.04.2017	

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Леоновой Анастасии Александровне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет затрат и финансового результата реализации проекта
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма общих затрат на мероприятие

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		07.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Леонова Анастасия Александровна		07.03.2017

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 16 рисунков, 19 таблиц, 75 источников литературы.

Ключевые слова: морской трубопровод, морская коррозия, антикоррозионная защита, электрохимическая защита, катодная защита.

Цели данной работы: найти оптимальные виды защиты морских трубопроводов от коррозионной активности.

Для достижения данной цели необходимо выполнить задачи:

- 1) Рассмотреть коррозионные процессы, действующие на морском трубопроводе;
- 2) Провести анализ способов защиты от коррозии;
- 3) Провести расчет требуемых параметров выбранной системы коррозионной защиты.

В процессе исследования был произведен анализ факторов и причин коррозионных процессов, различных способов защиты от коррозионного разрушения.

В результате исследования был произведен расчет требуемых параметров для катодной защиты морского трубопровода на месторождении «Кравцовское».

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	7	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Abstract

The final qualifying work contains 119 pages, 16 drawings, 19 tables, 75 sources of literature.

Keywords: Offshore pipeline, marine corrosion, corrosion protection, electrochemical protection, cathodic protection.

The goal of this work: To find the optimal types of protection of offshore pipelines from corrosion activity.

To achieve this goal it is necessary to perform the tasks:

- 1) Consider corrosion processes operating on the offshore pipeline;
- 2) To analyze methods of corrosion protection methods;
- 3) To calculate the required parameters of the selected system corrosion protection.

In the research process was the analysis of factors and causes corrosion processes, various methods of protection from corrosion damage.

As a result of the study, the required parameters were calculated for the cathodic protection of the offshore pipeline at the Kravtsovskoye field.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	8	120
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

6.2	Защита от внешней коррозии.....	49
6.2.1	Обетонирование труб	54
6.2.1.1	Монолитные бетонные покрытия трубопроводов типа ПЖУ ...	54
6.2.1.2	Обетонирование труб методом набрызга в заводских условиях	55
6.2.1.3	Обетонирование труб в полевых условиях	57
6.2.2	Электрохимическая защита трубопровода.....	61
6.2.2.1	Минимальное защитное смещение потенциала	68
7	Расчет катодной защиты морского трубопровода.....	72
8	Расчет протекторной защиты.....	77
9	Производственная безопасность	79
9.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	79
9.1.1	Вредные производственные факторы	83
9.1.2	Опасные производственные факторы.....	89
9.2	Экологическая безопасность на магистральных трубопроводах.....	94
9.2.1	Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода	97
9.3	Чрезвычайные ситуации на магистральных трубопроводах.....	98
9.3.1	Пожары и взрывы на магистральном трубопроводе	99
9.3.2	Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации	100
9.4	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	101
10	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	103

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Содержание	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	9	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

10.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	103
10.2	Календарный план проекта	105
10.3	Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ	108
10.4	Расчёт амортизационных отчислений.....	110
10.5	Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы.....	111
10.5.1	Фонд оплаты труда специалистов	112
	Заключение	115
	Список литературы	116

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Содержание	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	9	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Глоссарий

Морской трубопровод – горизонтальная часть трубопроводной системы, расположенная ниже уровня воды, включающая сам трубопровод, устройства электрохимической защиты на нем и другие устройства, обеспечивающие транспортирование газообразных углеводородов при заданном технологическом режиме.

Судно-трубоукладчик – специализированное судно, предназначенное для прокладки подводных трубопроводов.

S-метод укладки трубопровода – метод при котором участок трубопровода, находящийся между точкой касания дна и стингером, принимает форму S-образной кривой.

J-метод укладки трубопровода – метод при котором участок трубопровода, находящийся между точкой касания дна и стингером, принимает форму J-образной кривой.

Коррозия в растворах электролитов – коррозия металлов при контакте металлических изделий с речной и морской водой, растворами солей, кислот, щелочей.

Прокладка морского трубопровода – комплекс технологических процессов по изготовлению, укладке и заглублению морского трубопровода.

Электрохимическая защита – предохранение металла от коррозии путем наложения внешнего постоянного электрического тока, при котором радикально меняется электродный потенциал материала и изменяется скорость его коррозии.

Катодная защита – это электрохимическая защита от коррозии, основанная на наложении отрицательного потенциала на защищаемый трубопровод.

Коррозионное растрескивание металлов – это один из видов коррозионных разрушений (коррозии), при котором в металле зарождается и развивается множество трещин.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Глоссарий	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	12	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Сокращение

Таблица 1

КР	Коррозионное растрескивание
ЭХЗ	Электрохимическая защита
МН	Магистральный нефтепровод
ПЖУ	Покрытие железобетонное, утяжеляющее
СКЗ	Станция катодной защиты
СКО	Солевые катодные отложения
УКЗ	Установка катодной защиты
ПДВК	Предельно допустимая взрывобезопасная концентрация
ПДК	Предельно допустимая концентрация
СИЗ	Средства индивидуальной защиты

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Сокращение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	13	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Введение

Промышленная добыча нефти и газа в морях обладают высокой эффективностью, как показывает более чем столетний опыт. На нефть и природный газ перспективна не только зона континентального шельфа, но и вся зона континентального склона, которая занимает значительную территорию. Добыча нефти и газа практически во всех морях и океанах стала возможна благодаря развитию техники и разработки морских месторождений, которые находятся на глубине 3000 м и более. Из-за роста объемов разработки нефтегазовых месторождений на морских акваториях происходит расширение работ по строительству морских трубопроводов, которые обеспечивают транспортировку продукции скважин до сооружений, которые расположены берегу. Эффективность транспортировки рабочей среды по подводным трубопроводам достигается благодаря отсутствию влияния погодных условий на трубопровод, в отличие от использования для транспортировки танкеров. При использовании трубопроводного транспорта возможно дистанционное управление, а также малая вероятность загрязнения окружающей среды. Трубопроводы используют для непрерывного транспорта нефтегазовой продукции, их также можно применять для хранения перекачиваемой рабочей среды скважин.

Морские трубопроводы во время эксплуатации подвержены коррозии, причиной которой является воздействие морской воды, способ укладки, методы пассивной и активной защиты. Внутренняя коррозия вызвана примесями влаги, сероводорода и солей, которые содержатся в транспортируемой рабочей среде. Коррозия подводных трубопроводов несет значительный экономический и материальный ущерб. Она вызывает преждевременный износ трубопровода, также уменьшает межремонтный срок оборудования и приводит к дополнительным потерям транспортируемой продукции.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	14	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Морская коррозия является одним из видов электрохимической коррозии. Морская вода является отличным электролитом. Она хорошо аэрирована, содержит ~ 8 мг/л кислорода. Морская вода обладает высокой электропроводностью, которая достигает $3 \cdot 10^{-2} \text{ Ом}^{-1} \text{ см}^{-1}$ и исключает возникновение омического торможения. Водородный показатель среда – нейтральный (pH = 7,2 – 8,6).

Морская вода обладает депассивирующим действием, так как в ней находятся растворенные хлориды (ионы-активаторы Cl^-) по отношению к металлической поверхности, то есть морская вода может разрушать и предотвращать появление на поверхности металла пассивных пленок.

Морские месторождения нефти и газа России располагаются на территории тринадцати морей. Отечественные нефтегазовые компании так же занимаются освоением месторождений, которые принадлежат иностранным государствам.

Своевременное обнаружение коррозионных разрушений, определение их величины, а также выбор защитных материалов позволяет успешно защитить трубопровод от коррозии. Состояние трубопроводов в начальный период определяют качеством проектирования и строительства. Влияние данных факторов уменьшается с течением времени, а, следовательно, главное значение приобретают условия эксплуатации трубопровода. Во время эксплуатации изменение технического состояния трубопровода происходит под влиянием рабочих факторов. Коррозия внутренней и внешней поверхности трубы является одним из таких факторов.

Первые коррозионные проявления, как правило, появляются после 6 лет эксплуатации трубопровода, следовательно, от времени использования трубопровода зависит периодичность процедур диагностики и прогноза технического состояния. Составляют годовые планы и графики профилактического обследования трубопроводов, в зависимости от времени эксплуатации трубопроводов. По результатам графика профилактического обследования выявляют дефекты поверхности трубопровода и его изоляционного покрытия. Крупные дефекты после обнаружения устраняются.

					<i>Введение</i>	Лист
						14
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Цели и задачи исследования

Актуальность исследований заключается в том, что большое количество месторождений находятся на морском шельфе. Для того, чтобы организовать непрерывную транспортировку нефти с данных месторождений, нужно следить за состоянием трубопровода: от его укладки и во время периода эксплуатации. Морская водная среда, при которой эксплуатируется магистральный трубопровод, очень агрессивная. Она вызывает коррозию металла. Коррозионное воздействие приводит к образованию трещин на магистральных трубопроводах, при наличии напряжений, которые вызваны различными нагрузками. Данные трещины способны привести к разрушению или течи с затоплением всего сооружения.

Цели данной работы: найти оптимальные виды защиты морских трубопроводов от коррозионной активности.

Для достижения данной цели необходимо выполнить задачи:

- 4) Рассмотреть коррозионные процессы, действующие на морском трубопроводе;
- 5) Провести анализ способов защиты от коррозии;
- 6) Провести расчет требуемых параметров выбранной системы коррозионной защиты.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Цель и задачи исследования	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	15	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Литературный обзор

Одной из важнейших проблем при эксплуатации трубопроводов на сегодняшний день является коррозионное разрушение его поверхности. Из-за коррозии происходит безвозвратная потеря металла и ущерб от этого состоит из затрат на ремонт оборудования, которое преждевременно вышло из строя, а также из затрат на ликвидацию последствий аварии [23]. Аварийность нефтепроводов имеет экологические проблемы, которые напрямую связаны с загрязнением окружающей среды. Данные факторы влияют на повышение себестоимости нефти [24]. Коррозионные потери можно сократить за счет применения на практике накопленных знаний о коррозионных процессах и методов защиты, уже внедряющиеся в нефтяную отрасль.

Большое количество работ посвящено рассмотрению понятия коррозии трубопроводов [25- 30]. Коррозией металлов называется самопроизвольное разрушение металлических материалов из-за их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой [31-34]. Коррозия является гетерогенным процессом из-за того, что протекает на границе двух фаз металл – агрессивная среда.

При коррозионном процессе металл разрушается либо частично, либо полностью. При длительной эксплуатации трубопровода коррозия может достичь критических размеров, несмотря на то, что скорость ее развития незначительна, а это может привести к потере механической прочности, герметичности и функциональных характеристик металла [34]. Продукты коррозии, которые образуются в результате процесса взаимодействия металла и агрессивной среды, остаются на поверхности металла.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Леонова А.А.				<i>Литературный обзор</i>	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.					БР	16	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.	Бурков П.В.							

В литературе различают внутреннюю и наружную коррозию трубопроводов. Наиболее эффективными методами защиты внутренней поверхности является применение различных покрытий, которые наносятся на внутреннюю поверхность, а также введение ингибиторов в перекачиваемую смесь [35, 36]. Покрытия на полимерной основе, такие как полиуретановые, новолачные, эпоксидные, наиболее распространены, меньшее распространение имеют силикатно-эмалевые покрытия. Антикоррозионные покрытия необходимы для предотвращения контакта между металлом и транспортируемым флюидом. Антикоррозионные покрытия имеют целый ряд плюсов:

- снижение шероховатости внутренней поверхности трубы, а следовательно, уменьшение гидравлического сопротивления и увеличение производительности трубопровода;
- снижение количества асфальтосмолопарафиновых отложений;
- снижение эксплуатационных расходов, по сравнению с ингибиторной защитой [36].

В настоящее время для сооружения морских трубопроводов используют трубы с балластным покрытием. Обеспечение устойчивого положения трубопровода на проектных отметках является одним из условий надёжной работы трубопроводных систем. Самым надёжным способом балластировки является обетонирование, то есть нанесение на предварительно изолированную трубу бетонного балластного покрытия [37].

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Леонова А.А.				<i>Литературный обзор</i>	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.					БР	17	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.	Бурков П.В.							

1 Разведка дна и грунтов перед прокладкой трубопроводов

Знание строения дна, поведения грунтов требуются для прокладки и обеспечения устойчивости трубопроводов на морском дне.

На батиметрических картах и общем знании строения дна основывается первоначальный ориентировочный маршрут трубопровода.

Точная батиметрическая съемка позволяет уточнить возможную трассу [1].

Разведка должна охватить участок шириной около 600.

В зонах сильной неровности дна батиметрические данные дополняют точной морфологической съемкой.

С помощью бокового гидролокатора с эффективной дальностью 150 м по обе стороны от теоретической трассы строят два профиля до 120 м, для перекрытия площади участка, который обследовали эхолотом [1].

Для распознавания природы некоторых выявленных аномалий при визуальном наблюдении используют телевизионную камеру, которая перемещается у дна, либо устанавливается на подводной лодке.

Проблема устойчивости трубопровода зависит только от самых верхних слоев морского дна (несколько метров). Следовательно, нужно дать хорошее определение верхних пластов, хотя бы за счет глубины исследования. Однако не забывать, что знания подстилающих геологических структур увеличивает понимание геологами явлений, которые происходят на поверхности, а, следовательно, делают лучше интерпретацию.

Как правило достигают следующего [1]:

- разрешающей способности порядка 1 - 2 м;
- проникновения на глубину 30 и более м.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Разведка дна и грунта перед прокладкой трубопроводов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	19	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Данные задачи решаются с помощью различных приборов:

– спаркер с относительно низкой энергией излучения, который обеспечивает разрешающую способность около 2 м и проникновение на несколько десятков метров;

– бумер («Юнибум»), у которого разрешающая способность около 1,5 - 2 м и проникающая способность в несколько десятков метров;

– донные зонды, у которых чрезвычайно высокая разрешающая способность (около 1 м), но с проникновением от нескольких метров (пески) до 20 - 30 м (мягкие грунты).

Перед прокладкой трубопровода главной целью разведки является:

– идентификация породы, гранулометрическое распределение зерен грунтов;

– определение их склонности к образованию размывов, приводящие к потере устойчивости.

Размеры исследуемых зон такой же, как размеры зон геофизической разведки.

Требуемая глубина зависит от глубины, на которую собираются укладывать трубопровод, и обычно она не превышает нескольких метров (от 3 до 5). Также эта глубина зависит от удаленности от берега.

На результатах сейсмической разведки основаны геологические критерии, от которых зависит частота отбора кернов вдоль маршрута трубопровода. Обычно принимают следующие значения:

– 1 керн на каждые 2 - 3 км пути в зонах, на которых сейсмические профили не выявили неровностей;

– или 1 керн на 1 км пути.

От природы поверхностных грунтов зависит применяемая техника:

– гравитационные или керноотборники с неподвижным поршнем типа «Кулленберг» применяют наиболее широко. Они позволяют углубляться на 2-5 м и более в рыхлых отложениях (рыхлые пески и мягкие грунты); несмотря на разру-

					<i>Разведка дна и грунтов перед прокладкой трубопроводов</i>	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

шения, керны остаются достаточно представительными для общих измерений (идентификации и оценки прочности грунтов на сдвиг);

- погружные роторные керноотборники необходимы для разведки скалистого дна, где необходимо знать прочность грунта на сдвиг для оценки возможности рытья траншеи и укладки труб;

- электрические или электрогидравлические виброкерноотборники нужны для разведки плотных пород (плотные пески или консолидированные глины).

Лабораторное определение трения трубопровода о дно (трение пары бетон-грунт) требуют отбора значительного количества образцов нарушенных пород [1].

Геотехнические характеристики, которые требуются, чтобы рассчитать устойчивость трубопровода, определяют в лаборатории на образцах, которые подвергают той или иной степени разрушения.

Простые и быстрые методы:

- измеритель давления на устройстве типа «Кулленберг». Замечено, что корреляция между предельным давлением P_j и плотностью на месте не всегда очевидна. Это исключает удовлетворительную оценку внутреннего угла трения;

- динамический пенетрометр, который используют на подобном устройстве, хотя работоспособной модели этого типа пока что нет;

- статический пенетрометр (устройство легкого типа). Проверяет опасность всплывания трубопровода и определяет плотность оживленного грунта.

В результате вибрации труб или циклических нагрузок (в результате воздействия волн) может появиться оживление в песках. Однако, можно сделать допущение, что данная опасность проявляется только в очень рыхлых песках, у которых гранулометрический состав менее 0,3 - 0,4 мм и относительно низкая проницаемость.

Трубу, которая лежит на грунте, протягивают [1]:

- или поперек для измерения сопротивления к боковому перемещению трубопровода на дне под действием всех элементов;

					<i>Разведка дна и грунтов перед прокладкой трубопроводов</i>	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– или вдоль для измерения трения, которое возникает при прокладке трубопровода около берега.

На рисунках 1.1. и 1.2. представлены результаты опытов по продольному и поперечному трению на известковом песке.

Одна из наиболее сложных характеристик разрушения поверхностного слоя – это скорость эрозии осадочных отложений. Данную скорость измеряют в лаборатории, что позволяет определить, по крайней мере, одну значимую величину, которая зависит от природы поверхностных отложений.

Полезные результаты дают наблюдения и изучение на месте явления действительной эрозии [1].

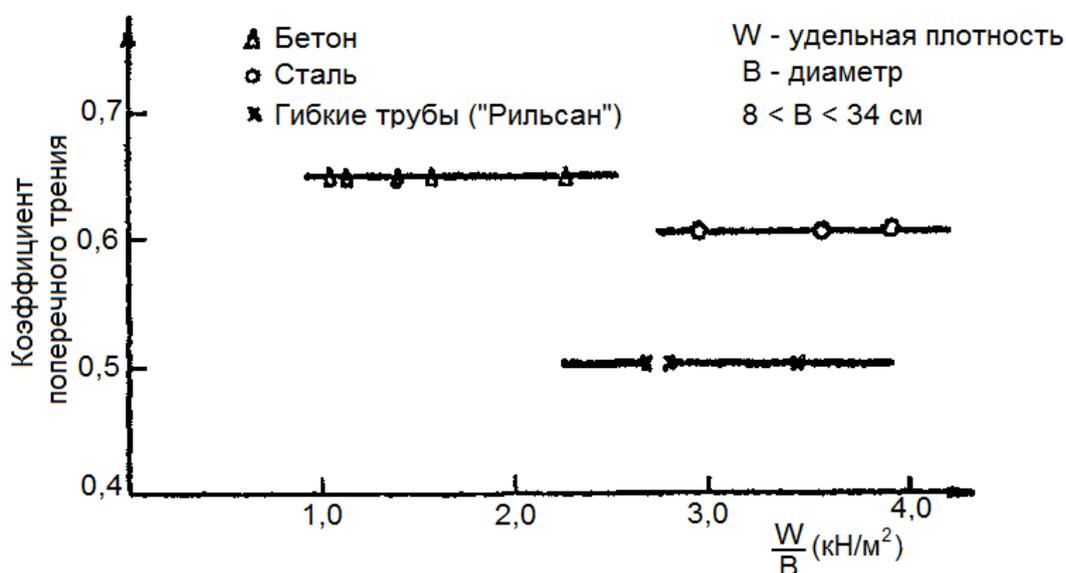


Рис. 1.1. – Поперечное трение различных трубопроводов об известковый песок (результаты Французского института нефти) [1]

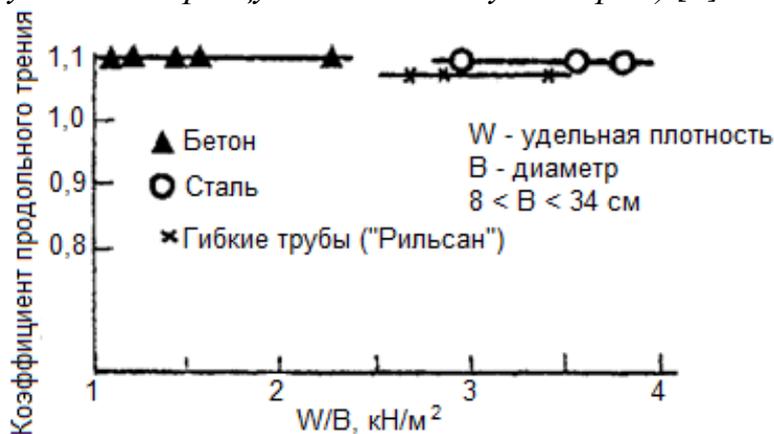


Рис. 1.2. – Продольное трение различных трубопроводов об известковый песок (результаты Французского института нефти) [1]

2 Методы и способы прокладки морских трубопроводов

Прокладка трубопроводов имеет свою специфику. Ей предшествуют исследования грунтов, расчеты устойчивости.

Заглубление трубопровода решается на основе разведки грунтов, топографии и гидродинамики окружающей среды (глубина воды, течения, волны). В зависимости от конкретного случая устойчивость трубопровода можно обеспечить:

- одной только силой тяжести (после покрытия труб бетоном определенной толщины) и трением о грунт;
- заякориванием;
- заглублением в траншею, выкапываемую после прокладки труб, особенно вблизи побережья [1].

Существуют различные способы прокладки морских трубопроводов при их строительстве. Данные способы прокладки зависят от факторов, которые определяют организацию строительного процесса: конструкция и назначение трубопровода, топография морского дна, наличие технических средств, гидрометеорологические и геологические условия района строительства, условия судоходства, период проведения работ. В последние 15 – 20 лет начали применять принципиально новые способы прокладки морских трубопроводов в отечественной и зарубежной практике [2].

Трубоукладочная техника разделяют на традиционную, третьего поколения, с системой динамического позиционирования, которые осуществляют вертикальную укладку, укладку по J-образной кривой и методом сматывания труб с барабана. При буксировке применяются следующие способы:

- поверхностная;
- на средней глубине воды;

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.	Леонова А.А.				Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко А.В.					БР	23	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.	Бурков П.В.							

- придонная;
- около поверхностная буксировка.

Укладка труб с поверхности и укладка труб с помощью буксировки – это два основных способа. При буксировке длинную трубу или же секцию трубопровода в готовом виде доставляют с береговой базы до места укладки под водой. Укладка труб с поверхности подразумевает способы, где линия монтируется на плавающем судне трубоукладчике, а по мере продвижения судна, постепенно опускается и укладывается на морское дно [2].

2.1 Укладка труб на морское дно с поверхности

Выбор метода укладки морского трубопровода производится на основе его технологической выполнимости, экономической эффективности и безопасности для окружающей среды. Для больших глубин моря рекомендуются методы укладки трубопровода по S-образной и J-образной кривой с использованием трубоукладочного судна [3].

При любом типе используемого судна-трубоукладчика время опускания трубы на морское дно в водах большой глубины напрямую зависит от ее длины. То есть чем длиннее труба, которую укладывают, тем больше требуется времени на ее укладку. Для глубины воды 1500 м время спуска может достигать 24 ч, это зависит от техники, которую используют для укладки, и скорости укладки при данном способе.

Укладка труб по J-образной кривой на морское дно применяют в настоящее время, для этого используют традиционные трубоукладочные баржи, а также суда с наклонной рампой на корме.

Далее рассмотрим характерные особенности некоторых способов прокладки трубопроводов на морское дно.

2.2 Прокладка с наклонной рампы судна-трубоукладчика

Прокладка с наклонной рампы судна-трубоукладчика получил название S-метода из-за того, что участок трубопровода принимает форму S-образной кривой

					<i>Методы и способы прокладки морских трубопроводов</i>	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

между точкой касания дна и стингером. Данный метод укладки представлен на рисунке 2.2.1.

Новые суда - трубоукладчики, которые работают по S-методу, укладывают трубопроводы диаметром 810 мм - на глубину до 700м, диаметром до 1420 мм на глубину до 300 м со скоростью 3 – 5 км/сут. Крупногабаритные стингеры и мощные системы натяжения требуются с увеличением диаметра или глубины воды. На практике максимальное растягивающее усилие составляет около 3000 кН. Осложнение управления стингера происходит при увеличении радиуса кривизны и общей длины, также это влияет на его уязвимость к воздействию течений и волн [1].

На мелководных участках трассы трубоукладочное судно должно обеспечивать укладку трубопровода в подводную траншею в пределах допусков, определяемых проектом [3].

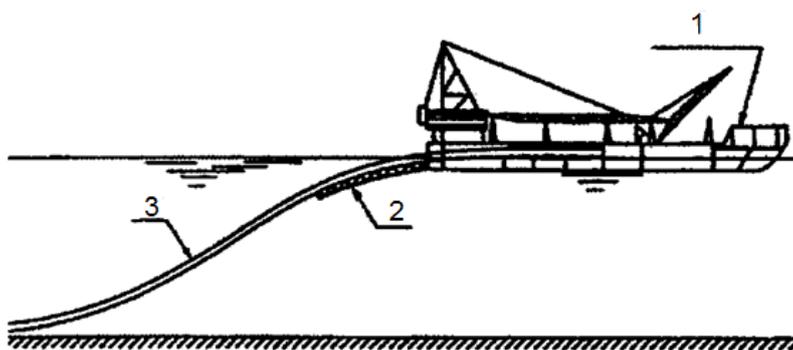


Рис. 2.2.1. – Укладка подводного трубопровода на дно моря S-методом:
1 — трубоукладочное судно; 2 — стингер; 3 — трубопровод [2]

2.3 Прокладка морских трубопроводов с бурового судна

Строительство глубоководных трубопроводов большого диаметра производят J-метод. Данный метод получил название J-метод из-за формы изогнутого участка наращиваемого трубопровода. Данный метод укладки представлен на рисунке 2.3.1

В данном методе верхний конец трубопровода расположен вертикально – это и есть главное отличие метода. Поэтому при этом методе нет необходимости использовать стингеры. С помощью регулировки усилия натяжения на судне происходит управление процессом строительства, при этом угол наклона вышки небольшой. На мелководных участках в начале и конце трассы применяют наибольшее отклонение вышки от вертикали.

					<i>Методы и способы прокладки морских трубопроводов</i>	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Бурение и обустройство подводных скважин, укладка и соединение трубопроводов могут проводиться одним судном, что является преимуществом данного метода [2].

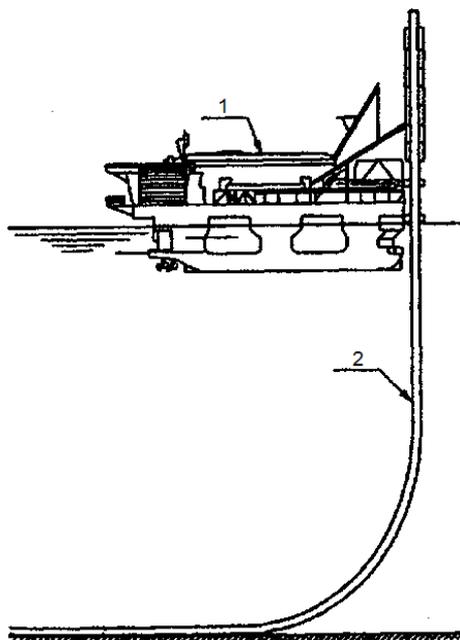


Рис. 2.3.1. – Укладка подводного трубопровода на дно моря J-методом:
1 — трубоукладочное судно; 2 — трубопровод [2]

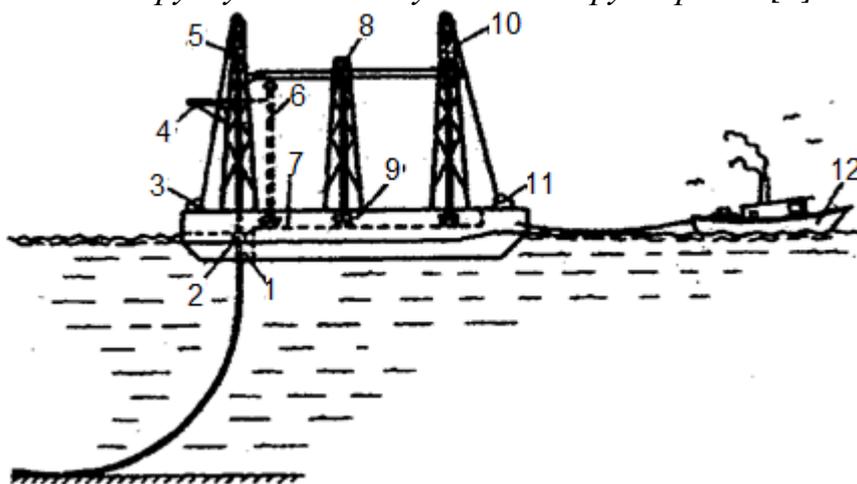


Рис. 2.3.2. – Трубоукладочная баржа для вертикального опускания трубопровода с полупогружным корпусом:

1 — V-образный клюз; 2 — суппорт; 3, 11 — лебедки; 4 — фиксатор; 5, 8, 10 — вышки;
7 — рельсы; 9 — тележка; 6 — трос; 12 — буксирный катер [2]

На рисунке 2.3 показана конструкция баржи для вертикальной укладки подводного трубопровода.

J-метод укладки трубы имеет ограничение минимальной глубиной, а S-метод ограничен по глубине сверху [4]. При строительстве трубопровода используют

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

сочетание этих двух методов. S-методом прокладывают участки возле берега, а J-метод используют для монтажа вглубь моря. Сравнение потенциальных возможностей обеих технологий показано на рисунке 2.3.3.

Оптимальная глубина H различных технологий строительства зависит от наружного диаметра D трубопровода и угла наклона морского дна.

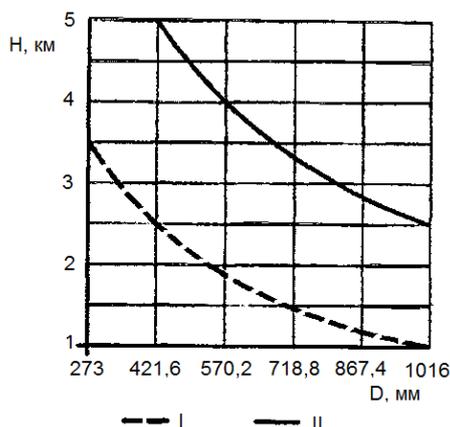


Рис. 2.3.3. – Потенциальные возможности методов укладки глубоководных трубопроводов [2]

2.4 Прокладка плетей трубопровода притягиванием КО ДНУ

На двух буксирах, расположенных в голове и хвосте плети, транспортируют (на глубине 10 – 15 км) плеть трубопровода с понтонами (до 3 км), изготовленную на берегу. В месте, где проводят работы, к концам трубопровода крепят второй комплект тросов. Тросы пропускают через опорные блоки анкерных оснований, которые расположены на дне моря, и соединяют со второй парой буксиров. После чего понтоны отсоединяют на концах трубопровода и притягивают плеть трубопровода (одновременно с обеих сторон) ко дну моря.

Первый комплект тросов отсоединяют от буксиров и крепят к паре мощных понтонов, после того как трубопровод достигает нужной глубины для стабилизации кривой провеса. Второй комплект тросов, который проходит через блоки анкерных оснований, нужен для окончательного притягивания трубопровода ко дну. Данные тросы также используются для завода концов трубопровода в соединительные устройства анкерных оснований. После того, как закончен монтаж концов трубопровода

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						26
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

к анкерным основаниям, на дно опускают плеть трубопровода, отсоединяя от нее понтоны.

Тяговые средства выбирают по максимальному расчетному тяговому усилию, которое в свою очередь зависит от длины протаскиваемого трубопровода, коэффициента трения и веса трубопровода в воде [3].

2.5 Прокладка способом свободного погружения

Данный способ используют для сооружения трубопроводов в прибрежных зонах (глубина до 30 м).

Сущность способа описана далее. Плеть трубопровода заготавливают на берегу. Её балластируют, опрессовывают и оснащают понтонами, чтоб сохранить плавучесть во время буксировки к месту укладки. После чего различными способами спускают плети на воду: узкоколейной дорожке с тележками, по роликовым опорам. В некоторых случаях разрабатывают соединенные с морем траншеи, в которые скатывают заготовленные плети, имеющие плавучесть за счет понтонов. Далее к месту работы буксируют готовые плети длиной до 2 км, на плаву соединяют, а затем опускают на грунт при небольшой отрицательной плавучести. На поверхности воды или судне оставляют головной конец плети, чтобы присоединить к нему последующие плети. В трубу со стороны берега заливают воду, чтобы погрузить трубопровод на дно, понтоны вместе с трубопроводом погружаются на дно. Отсоединяют их путем полуавтоматической отстропки или с помощью водолазов [1].

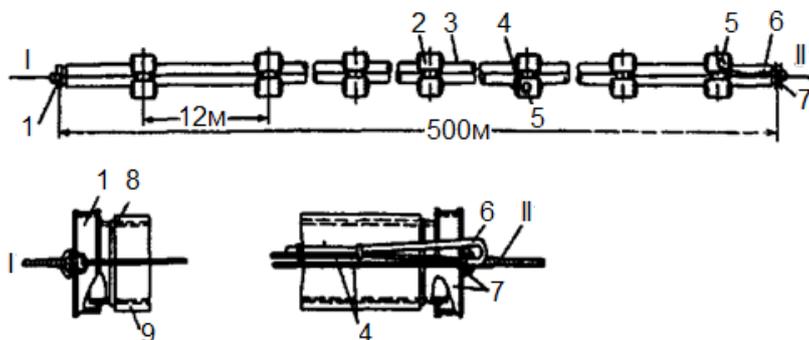


Рис. 2.5.1. – Оснастка плети трубопровода диаметром 1020 мм и длиной 500 м:
 1 — головное упряжное устройство; 2 — понтон разгружающий; 3 — трубопровод;
 4 — канат для отсоединения понтонов; 5 — буй; 6 — воздушный рукав для нагнетания воздуха в трубопровод; 7 — хвостовое упряжное устройство; 8 — изоляция;

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9 — бетонное покрытие; I, II — бункерный трос соответственно к носовому и кормовому буксира [1]

На рисунке 2.5.1 показана плеть, которая оснащена понтонами, головным и хвостовым упряжными устройствами, а также гибкими шлангами для залива плети водой (когда непогода) и выпуска воздуха из труб во время залива. На рисунке 2.5.2 представлено механическое устройство для полуавтоматической отстроповки понтонов [2].

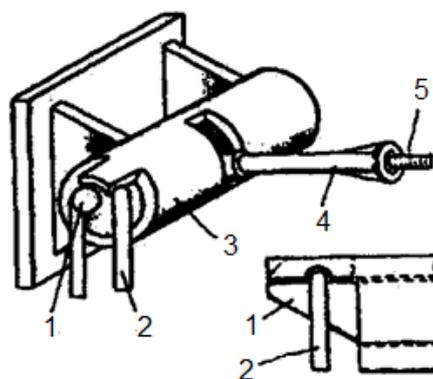


Рис. 2.5.2. — Устройство для автоматической отстроповки понтонов:
1 — валик; 2 — трос-подвеска; 3 — цилиндрический корпус; 4 — рукоятка валика;
5 — трос, идущий от предыдущего понтона [1]

На рисунке 2.5.3 показана специальная площадка, на которой в море соединяют плети трубопроводов. Данная площадка — это понтон, размерами 24x 10, 8x2 м, с прорезью в средней части для прохода стыкуемых труб. На ней располагаются гидравлическое устройство для центровки труб, устройства для подъема концов плетей над водой, оборудование для контроля сварного шва, энергетическая станция для привода механизмов и обеспечения ручной сварки стыка и якорное устройство, чтобы удерживать площадки в заданном положении [2].

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

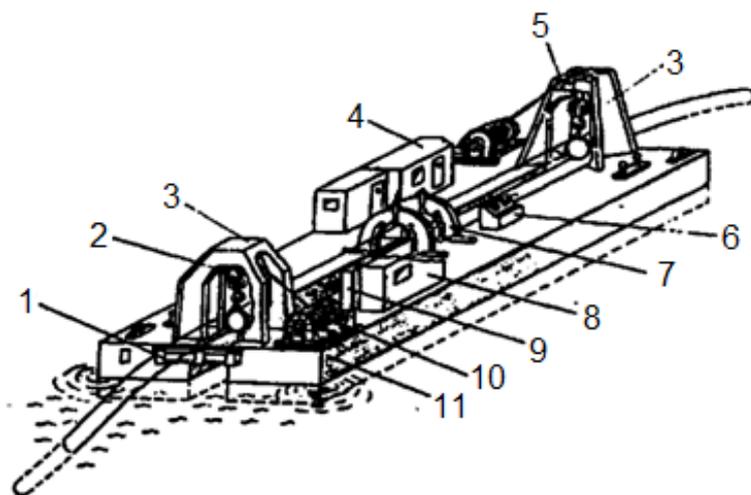


Рис. 2.5.3. – Понтон-площадка для стыковки плетей на плаву:

1 — опорная балка; 2 — полиспаст; 3 — портал; 4 — рентгеновская лаборатория; 5 — гидродомкрат горизонтального передвижения полиспаста; 6 — насосная станция и пульт управления; 7 — центrovочный портал с гидродомкратами; 8 — электростанция; 9 — сварочное оборудование; 10 — лебедка; 11 — понтон [1]

Применение трубоукладочной баржи со специальным барабаном, на который наматываются трубы, является еще одним способом.

При данном методе трубы собирают на берегу, а потом наматывают их на барабан, который размещен на судне. Далее их транспортируют до рабочей площадки и сматывают с барабана. При сматывании труб образуются в точке спуска с баржи сильные изгибы трубопровода [1].

Предложен способ укладки трубопровода на дно с барабана, непосредственно опускаемого на дно. Конец трубопровода, который находится на барабанае, с помощью водолазов или специального оборудования крепится в начальной точке трассы. Барабан, на который намотан трубопровод, перемещается по дну с помощью троса, который закреплен на передвигающейся надводной барже. Трубопровод разматывается, выпрямляется и укладывается на дно. Несколько поплавков устанавливается на трассе. Вес конструкции при сматывании трубопровода с барабана уменьшается, чтобы сохранить уровень положения конструкции, удаляют поплавки. Установка барабана на салазки, которые скользят при движении баржи по донному грунту, может быть более целесообразной. Этот способ позволит укладывать трубопровод на глубине от 30 до 1525 м.

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На рисунке 2.5.4 представлен специальный плуг, который тянет рабочее судно, предназначенное чтобы копать траншеи под гибкий трубопровод. Гибкий трубопровод проходит через желоб на салазках и опускается в траншею [2].

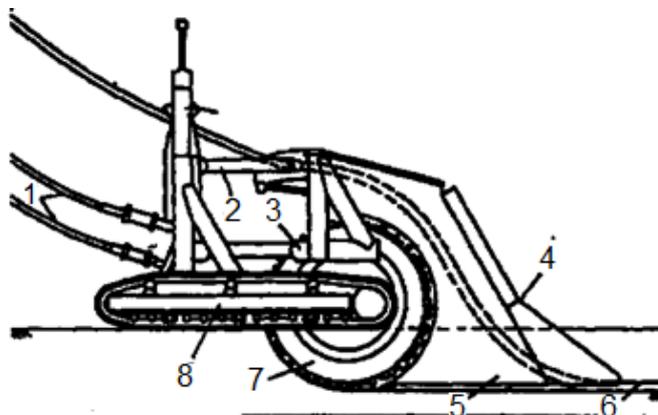


Рис. 2.5.4. – Машина для рытья траншеи и одновременной укладки гибкого трубопровода «Корфлексип» или кабеля:

*1 — контрольные и силовые кабели и шланги; 2 — подвижная рама;
3 — гидравлический домкрат; 4 — задние дверцы; 5 — плуг; 6 — уложенный в траншею трубопровод или кабель; 7 — режущее колесо; 8 — гусеничное шасси [1]*

					Методы и способы прокладки морских трубопроводов	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

3 Классификация типичных морских коррозионных сред

В зависимости от условий экспозиции поведение материалов может изменяться в очень широких пределах, поэтому их стойкость обычно рассматривается применительно к конкретной зоне, характеризующейся определенными условиями. К таким зонам относятся: зона брызг, зона прилива, малые глубины (мелководье), большие глубины и ил.

Зона брызг – область, подверженная волнам или разбрызгиванию, что может привести к исключительно высокой коррозии, особенно если это морская вода. Поверхность металла в данной зоне почти постоянно смачивается хорошо аэрированной морской водой. Обрастание водорослями или моллюсками не происходит. С ударным воздействием воды и ветра может быть связано разрушение металла при штормовых условиях.

Для стали данная зона является наиболее агрессивной, так как в брызгах содержатся пузырьки воздуха, усиливающие на покрытия и защитные пленки разрушающее действие морской воды [8].

В зоне прилива поверхность трубопровода также контактирует с хорошо аэрированной морской водой в течение какой-то части суток. Температура металла при этом зависит от температуры воздуха и воды, но в основном определяющей температурой является температура воды. Более высокая скорость разрушения для стали соответствует более интенсивному движению воды. Поверхность металла в данной зоне обычно покрывается морскими организмами.

При полном погружении (малые глубины) сталь является металлом, скорость которого в морской воде находится под катодным контролем. На мелководье концентрация кислорода обычно соответствует насыщению или близка к нему. Биологическая активность при этом также максимальна. Температура

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Классификация типичных морских коррозионных сред	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	32	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

воды у поверхности значительно выше, чем на средних и больших глубинах, и меняется в зависимости от географического положения.

Морские организмы, обрастающие на металлоконструкции, замедляют коррозию стали, особенно те, которые имеют твердую оболочку, из-за того, что уменьшают у поверхности металла скорость движения воды, которая несет кислород, а также создает диффузионный барьер для кислорода на катоде.

Количество кислорода может несколько уменьшаться с ростом глубины, что влияет на коррозионное поведение. Температура уменьшается с увеличением глубины, причем это особенно заметно на 30 – 40 метрах, что может привести к торможению коррозии по сравнению с более теплым, хорошо аэрированным поверхностным слоем воды.

Даже на больших глубинах имеется достаточное количество кислорода для того, чтобы протекало коррозионное разрушение. Другим фактором, который влияет на коррозию, является pH среды. На больших глубинах pH имеет более низкие значения, так как при повышении давления уменьшается pH [8].

Условия в зоне ила сложны и число исследований еще очень мало. Можно ожидать, что коррозионная активность этой среды зависит от химических, биологических и физических свойств донных отложений.

В донных отложениях обычно имеются бактерии, которые выделяют такие газы, как NH_3 , H_2S и CH_4 , в результате своей жизнедеятельности, поэтому данные отложения аэробны. При увеличении давления может увеличиваться активность бактерий. Сталь подвергается коррозии в зоне ила значительно медленнее, чем в расположенных выше слоях воды. В иле легче достигается поляризация катодным током, главным образом из-за ограниченного притока кислорода [8].

					<i>Классификация типичных морских коррозионных сред</i>	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4 Факторы морской коррозии металлов

Морская вода – это сложный, тонко сбалансированный раствор многочисленных солей, содержащий живые организмы, взвешенный ил, растворенные газы и разлагающуюся органику. Взаимосвязь многих переменных, определяющих свойства морской воды как коррозионной среды, приводит к тому, что изменение одного параметра может влиять на относительные величины других.

Характер и скорость коррозионного разрушения металла в морской воде зависит от факторов, делящихся на химические, физические и биологические, представленные в таблице 2 [7].

Таблица 2 - Факторы, влияющие на коррозию в морской воде [7]

Химические	Физические	Биологические
Растворенные газы Кислород Двуокись углерода Химическое равновесие Соленость рН Растворимость карбонатов	Скорость Пузырьки воздуха Взвешенный ил Температура Давление	Обрастание Организмы с твердыми раковинами Организмы без твердых раковин Деятельность растений Выделение кислорода Поглощение CO ₂ Деятельность животных Поглощение кислорода Выделение CO ₂

Первым фактором является соленость морской воды. На скорость протекания коррозии в морской среде соленость воды влияет незначительно. Соленость морской

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Факторы морской коррозии металлов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А. В.				БР	34	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

воды находится в пределах от 10% до 35,6%. Количество твердых веществ (в граммах) приходящихся на 1000 г воды – это и есть величина солености морской воды.

Состав морской воды является вторым фактором и оказывает значительную роль на морскую коррозию. Если в воде содержится сероводород, то протекание катодного и анодного процессов коррозии упрощается. Труднорастворимые сульфиды образуются на поверхности металла, параллельно этому происходит окисление среды. Процесс коррозии металла в море ускоряется, если в воде содержатся ионы йода и брома. Кремнекислые соединения, углекислый кальций оказывают благоприятное действие, так как образуют оксидную пленку на поверхности металла, которая обладает защитным эффектом.

Движения водных масс является третьим фактором и оказывает влияние на скорость диффузии кислорода. Когда вода интенсивно перемешивается, процесс происходит с кинетическим контролем, например, при быстром движении морского судна, а при спокойной воде – диффузионным [7].

Ватерлинией называется зона периодического смачивания водой, вблизи нее морская коррозия всегда имеет усиленный характер. Связано это с тем, что к поверхности легко поступает кислород (усиленной аэрацией поверхности металла). Также сказывается агрессивное влияние брызг (кристаллики соли остаются на месте высохших брызг, они не дают образовываться защитным пленкам). Более прогретый поверхностный слой морской воды и в условиях усиленной аэрации коррозии металла протекает быстрее.

На морскую коррозию оказывает негативное влияние наличие зазоров и щелей в металлоконструкции. Металл в щели плохо аэрирован, он выступает в роли анода, вследствие чего, происходит его усиленное растворение [7].

Неочищенные участки на поверхности металлоконструкции от прокатной окалины ускоряет морскую коррозию в десятки раз. Гальваническая пара возникает на поверхности металла: здесь окалина – это катод, а анодом выступает чистый металл, протекает анодное растворение металла. При несплошном лакокрасочном покрытии и наличие неокрашенных участков (по отношению к неокрашенным) наблюдается такой же эффект.

					Факторы морской коррозии металлов	Лист
						34
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Контактная коррозия металлов наблюдается в условиях морской атмосферы, так как у морской воды хорошая электропроводность.

По отношению к стали многие металлы становятся катодами в морской воде. Под действием блуждающих токов и в результате неправильных схем питания на судне в морской среде возникает электрокоррозия [7].

Коррозионная усталость, кавитация и коррозионная эрозия возникает в результате воздействия механического фактора [7].

Влияние морских организмов на коррозию

В естественной водной среде на поверхности металла сразу начинаются коррозионные процессы и микробиологическое обрастание. Биологическое обрастание в морской воде уже давно считается естественным явлением.

Биологическая коррозия металла в морской воде происходит из-за присутствия в ней разных микроорганизмов (кораллы, моллюски, бактерии). Коррозионное разрушение в зазорах и щелях происходит из-за возникновения неровностей, появляющихся вследствие скопления и нарастания микроорганизмов, которые ограничивают доступ кислорода к поверхности.

Обрастание микроорганизмами металлоконструкции может иметь и положительный характер, так как коррозионный процесс замедляется из-за образовавшегося слоя. К примеру, коррозию сплава значительно замедляет обрастание мидиями поверхности стали. Объясняется это тем, что мидии потребляют значительное количество кислорода.

Морская биологическая коррозия чаще подвергает разрушению стали, свинец, сплавы на алюминиевой и никелевой основе, олово и его сплавы [7].

					<i>Факторы морской коррозии металлов</i>	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5 Коррозия морских трубопроводов

Коррозией называется окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, который происходит на поверхности раздела фаз. При коррозии происходит разрушение металла из-за химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Опыт эксплуатации металлических конструкций в различных морских средах показывает, что существует несколько наиболее распространенных видов коррозионного разрушения. В подводных условиях важную роль играют такие эффекты, как ударное воздействие и кавитация, связанные с наличием потоков воды.

При эксплуатации в морских условиях разрушение многих материалов происходит неожиданным образом и отличается от поведения, предсказываемого на основании лабораторных испытаний в соевых растворах. Присутствие в воде органических веществ и живых организмов еще более усложняет процессы коррозии [8].

По виду разрушения металла коррозия может быть равномерной (общей), местной (локальной), межкристаллитной, избирательной, но их механизмы различны и зависят от условий.

При равномерной или общей коррозии процесс распределяется равномерно по всей поверхности металла.

Местная (локальная) коррозия сосредоточена на определенном участке поверхности. Она может быть в виде пятен, язв и точек.

Коррозия в виде пятен занимает достаточно большой участок поверхности и распространяется не очень глубоко.

Поражение от коррозии в виде язв являются глубокими, локализируются на небольших участках поверхности.

Поражение от коррозии в виде точек или питтинговой коррозии имеет размеры, которые меньше, чем от язвенной коррозии.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Коррозия морских трубопроводов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	37	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Межкристаллитная коррозия – это коррозия, при которой металл разрушается по границам кристаллов. Данный процесс достаточно быстр, глубок и имеет катастрофическое разрушение.

При избирательной коррозии один или несколько компонентов сплава растворяется, оставляя пористый остаток, сохраняющий изначальную форму и кажущийся неповрежденным.

Металл, который в коррозионной среде постоянно подвергается растягивающему напряжению, подвержен коррозионному растрескиванию. Коррозионное растрескивание вызывает абсорбция водорода, который образуется при коррозии.

По механизму протекания коррозия делится на химическую, которая происходит в средах, непроводящих электрический ток, и электрохимическую, сопровождающуюся наличием электрического тока.

Из-за протекания электрохимических реакций, которая сопровождается наличием электрического тока, в водной среде происходит коррозия стали, при этом возрастает скорость коррозии.

Данный вид коррозии происходит из-за работы большого количества макро- или микрогальванопар в металле, которые находятся в контакте с электролитом.

Гальванические пары возникают в металле при соприкосновении двух разнородных металлов, если в металле содержатся примеси, имеются участки с разным кристаллическим строением. Образование пор в окисной пленке и наличие участков с разной механической нагрузкой тоже являются причинами образования гальванической пары. При наличии участков с неравномерным доступом активных компонентов внешней среды, таких как воздуха, возникают гальванические элементы, то есть образуются катодные и анодные участки. Между анодом и катодом возникает электрический ток, анод имеет более отрицательный потенциал, а катод – это металл с меньшим потенциалом.

Внутреннюю коррозию трубопровода предупреждают тремя способами: техническими (механическими), химическими и технологическими.

Причины коррозии всегда определяются свойствами коррозионно-опасной среды, с которой внутренняя и наружная поверхность трубопровода контактирует.

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Коррозия внутренней поверхности трубопроводов имеет место в основном при перекачке жидкой среды, если в ней растворены коррозионно-опасные вещества: соли, кислоты и щелочи.

Коррозия наружной поверхности зависит от способа прокладки трубопровода и примененных конструктивных решений. Например, при прокладке методом «труба в трубе» коррозия наружной поверхности не происходит.

У морских трубопроводов может возникнуть наружная и внутренняя коррозия во время их длительной эксплуатации. Наружная коррозия труб может зависеть от различных факторов, интенсивность данной коррозии, которая возрастает в водной среде, со временем начинает постепенно снижаться. Среднее значение данной коррозии около 0,15 мм/год, данное значение невелико, но местная коррозия, происходящая по разным причинам, может достигать значения 1,6 мм/год в особо неблагоприятных условиях.

Причинами интенсивной коррозии морских трубопроводов могут быть:

- Обрастание животными организмами и растительностью;
- Отложения морского ила;
- Наличие на трубе пленки окалины;
- Низкое качество сварных швов и очистки трубы.

До сдачи в эксплуатацию морские трубопроводы трижды проходят испытания. Первое испытание – это предварительное испытание, при котором трубопровод проверяют на прочность прежде, чем укладывать его на дно.

На втором испытании проверяют на прочность трубопровод после его укладки на дно.

На третьем испытании на герметичность подвергают уложенный подводный трубопровод с арматурой, которая на нем установлена, и прилегающие участки труб.

Гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями) или пневматическим (природным газом, воздухом) способами осуществляют испытания трубопровода, который прокладывают длинномерными плетями или путем наращивания с плавательных средств, на прочность. А на герметичность трубопроводы проверяют пнев-

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

матическим способом. Плетни испытывают в течение 3 ч, отдельные трубы - не менее 20 с, учитывая, что кольцевое напряжение в металле труб должно быть не больше 90 % от предела текучести материала. Поднимать давление следует плавно, при этом давление для испытания на прочность трубопровода после укладки должно быть равно $P_{исп} = 1,25P_{раб}$ в течение 6 ч при гидравлическом и 12 ч при пневматическом способах испытания.

К особенностям процесса морской коррозии можно отнести:

- высокую агрессивность среды, как и воды, так и окружающей атмосферы;
- большое влияние контактной коррозии металлов;
- дополнительное влияние эрозии и кавитации (механический фактор);
- протекание биокоррозии, а также значительное влияние биологического фактора, то есть обрастание микроорганизмами.

Морская коррозия является электрохимическим процессом, так как она протекает с кислородной деполяризацией. Данный процесс происходит по смешанному диффузионно-кинетическому катодному контролю. Кинетический контроль может преобладать при быстром течении воды, то есть интенсивной аэрации. Диффузионный катодный контроль преобладает в спокойной морской воды либо если на поверхности металла имеется толстый шар вторичных продуктов коррозии.

Защитная пленка (шар продуктов коррозии или оксидная пленка) являются катодом при морской коррозии, а анодом выступает металл в трещинах, порах и других дефектах.

Кроме равномерного разрушения при протекании морской коррозии дополнительно появляются глубокие язвы.

Если сравнивать с промышленной коррозией, то морская коррозия – менее агрессивная.

Более равномерный характер разрушения носят при протекании морской атмосферной коррозии, чем при коррозии в морской воде.

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

5.1 Внешняя коррозия трубопроводов

У морских трубопроводов может возникнуть наружная и внутренняя коррозия во время их длительной эксплуатации. Наружная коррозия труб может зависеть от различных факторов, интенсивность данной коррозии, которая возрастает в водной среде, со временем начинает постепенно снижаться. Среднее значение данной коррозии около 0,15 мм/год, данное значение невелико, но местная коррозия, происходящая по разным причинам, может достигать значения 1,6 мм/год в особо неблагоприятных условиях.

В США и Франции проводили испытания на коррозионных станциях, которые показали, что общая коррозия труб в море находится в пределах 0,08 – 0,2 мм/год, а местная коррозия (в виде оспы) при этом достигает 0,43 – 0,97 мм/год. Данная коррозия может привести к образованию в стенке труб сквозных отверстий через пару лет эксплуатации трубопровода.

Причинами интенсивной коррозии морских трубопроводов могут быть:

- Обрастание животными организмами и растительностью;
- Отложения морского ила;
- Наличие на трубе пленки окалина;
- Низкое качество сварных швов и очистки трубы [2].

Установлено возникновение местной коррозии, которая располагается по спирали с одинаковым шагом и подвергает уже через пять лет к повреждению трубопровода, в местах наклепа стальной поверхности труб, который при прокате труб на трубопрокатном заводе сопровождается нарушением сплошности слоя окалина.

При уменьшении общей коррозии, благодаря обрастанию в морской воде трубопроводов, увеличивается развитие местной коррозии из-за перфорации защитного покрытия [2].

Меньшей коррозии подвержены заглубленные в грунт трубопроводы, так как скорость распространения коррозии зависит от количества содержащихся солей и кислорода в воде, то есть скорость возрастает при увеличении их содержания.

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

К обнажению металла и сварных швов, а также к абразивному истиранию изоляции приводит в зоне течений и волнений отсутствие заглубление в грунт трубопровода, как показала эксплуатация трубопроводов на Каспийском море. Было установлено, что до 2 мм/год достигает скорость местной коррозии сварного шва. В случае заглубления трубопровода этот вид повреждения исключается. В зоне периодического смачивания, когда труба оголяется, либо наоборот покрывается водой из-за действия волн, незащищенный стояк трубопровода подвергается интенсивной коррозии. При защите от коррозии трубопроводы в данной зоне требуют особого внимания [2].

Коррозию чаще всего предотвращают путем нанесения надежных покрытий на трубопровод, чтобы уменьшить воздействие агрессивной среды, а ниже зоны брызг от коррозии трубопровод защищает система катодной защиты.

Зона брызг одна из серьезных проблем. В зоне брызг есть постоянный моющий эффект, который опасен для конструкций, расположенных под слоем бетона или под другим пористым материалом. До обнаружения существования данной проблемы, она может достигнуть опасных размеров.

При строительстве и эксплуатации сооружений, которые находятся в зоне брызг, требуется особое внимание. Необходимо при проектировании и строительстве трубопроводы принять меры, и, следовательно, данная проблема будет решена. Также нужно иметь в виду при строительстве, что данный участок будет ремонтироваться в будущем, потому что сооружения в зоне брызг подвержены повреждениям от судов, не смотря на то, что они защищены отбойными палами [2].

К повреждению наружного покрытия трубопровода может привести высокая температура в определенных районах. Для таких районов необходимо использовать наружные покрытия, которые не подвергаются повреждениям при высоких температурах. Если покрытие рассчитано на работу при невысоких температурах, то уже при 65 °С и выше они размягчаются и могут соскользнуть со стояка. Существуют надежные средства для предотвращения внешней коррозии. Успехи, которые достигли в данной области, можно проследить на трубах, которые демонтировали из установок

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

после тридцатилетней эксплуатации в Мексиканском заливе. Они сохранили все ту же хорошую внешнюю поверхность, как и при их укладке [2].

5.2 Внутренняя коррозия трубопроводов

Следует указать и на возможность внутренней коррозии трубопровода под действием агрессивного перекачиваемого продукта (нефть с содержанием серы, особенно гидросерной кислоты). Если относительная влажность газа при максимальной температуре трубопровода меньше 80%, при этом точка росы не менее чем на 5 °С ниже температуры трубопровода при минимальной рабочей температуре и максимальном рабочем давлении, то газ не является коррозионным.

Когда выбирают сталь для трубопровода, должны учитывать её химический состав. В морской среде существенного влияния не оказывают на развитие коррозии такие вещества, как фосфор, марганец и углерод, а вот сера, наоборот, способствует образованию коррозии. Улучшению антикоррозионных свойств стали способствуют медь, хром и никель. Однако, когда выбирают сталь, склонность ее к коррозии следует принимать во внимание только в определенных пределах из-за важности других показателей, в первую очередь механических свойств стали [2].

При исследовании в морских условиях коррозии сварных швов было получено, что максимальная глубина язв в сварных швах достигает 0,13 – 1,6 мм/год, средняя скорость коррозии поверхности шва составляет 0,06 – 0,18 мм/год, отношение глубины местной коррозии к средней скорости разъедания составляет 2,3–8,8. Так как стык является контактом двух сплавов, то есть контактом наплавленного и основного металла, то сварной шов подвергается интенсивной коррозии.

Образование сварных швов проходит с возникновением факторов, благоприятствующих для концентрации коррозионных поражений. Факторы, из-за которых возрастает концентрация коррозионных поражений, - это наличие шлаковых, газовых включений, неоднородность состава и структуры металла шва, перегрев и наличие перекристаллизация от термического действия сварки и наличие остаточных сварных напряжений.

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Образование макропары: основной металл – сварной шов вызывают в морской воде разные электродные потенциалы неоднородного состава и различной структуры сварного шва. Если электродный потенциал сварного шва является наиболее отрицательным, то он служит анодом, а это является опасным для сварного шва, потому что поверхность шва намного меньше поверхности свариваемого металла, выступающий в данном случае катодом, большая поверхность металла делает легким процесс катодной деполяризации. Из-за того, что на сварном шве концентрируются коррозионные разрушения, данный шов быстро разрушается [2].

Коррозия сварного шва, который находится под напряжением, усиливается в морской воде. Увеличение электродного потенциала сварного шва, повышает его коррозионную стойкость. Когда проводят сварочные работы, коррозионную стойкость сварных швов достигают следующим образом:

- получают чистый, гладкий, минимально окисленный шов без включений и пор;
- вводят процесс сварки, в которой компоненты сплава, для повышения электродного потенциала шва, практически не выгорают;
- подбирают сварочные материалы так, что при сварочных работах структура сплава почти не изменялась и структурные составляющие, которые уносят из твердого раствора в электрохимическом отношении компонентов, не выпадали;
- искусственным облагораживанием шва элементами, которые повышают электродный потенциал расплавленного металла [2].

У всех морских трубопроводов должна быть антикоррозионная защита, которая рассчитана на полный срок (20 – 30 лет и более) эксплуатации трубопровода.

Пятифазный поток, в состав которого входят чистый газ, жидкие углеводороды, соленая вода, буровой раствор, сварочные электроды представляет опасность в данном случае. Зоны сужения потока и участки, где скорость течения низкая, очень опасны в отношении эрозии и коррозии. К примеру, вертикальные кривые, в которых скапливаются загрязнения.

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Небольшие количества CO_2 наиболее неприятны, так как действуют на трубопровод отрицательно, потому что они под давлением вступают в реакцию со свободной водой и образуют при этом угольную кислоту. Она скапливается в местах с нарушением нормального течения, в таких как А отводы и тройники. Коррозия заметна в зонах изменений условий потока и микроструктурных изменений, которые наблюдаются в местах проведения сварки. На расстоянии 2 – 3 см от сварного шва находятся наиболее уязвимые зоны [2].

Сульфатвосстанавливающие бактерии при анаэробных условиях вызывают сероводородную коррозию. Они восстанавливают сульфат в сульфид, потребляя из воды органических материалов водород во время своего роста. Пищей для бактерий могут быть небольшое количество серы в виде сульфатов, органические материалы и вода, которые содержатся в газовом потоке. Бактерии очень быстро размножаются, для стального трубопровода вредна химическая реакция, которая происходит между веществами, которые выделяют бактерии, и находящимися в трубе загрязнениями. Участки с медленным потоком или зоны вертикальных кривых трубопроводов, в которых бактерии могут быстро размножаться, в этом отношении имеют большую опасность [8].

Застойные зоны в нефтепроводах с медленными потоками должны быть ликвидированы, чтобы их удалить с помощью пропуска скребков в этих опасных зонах создают завихрения, также можно повышать расход, чтобы разрушить колонии бактерий, данную операцию называют «промывка» [3].

Эрозионная коррозия является одним из видов разрушающего влияния на трубопровод. Развивается она в местах нарушения стандартного течения внутри трубопровода, к примеру, в коленах стояков. Для зоны сварного шва внутренняя коррозия наиболее опасна. Скорость течения и рН среды влияют на скорость эрозионной коррозии.

Очень существенно явление в морских трубопроводах, при котором газ движется в противоположном направлении от движения жидкости. Чтобы продвинуть жидкость вдоль стенок трубопровода, скорость газа должна составлять 11 – 13 км/ч. Если скорость меньше данного значения, по закону земного притяжения жидкость

					<i>Коррозия морских трубопроводов</i>	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

течет в обратном направлении от газового потока. В вертикальных перегибах трубы и стояках это создает значительные осложнения.

Нужно отметить, что отложения углеводородов, воды и песка на перегибах трубопровода располагаются слоями (рис.5.2.1). Твердые вещества оседают на дне, создавая среду размещения бактерий. Данные отложения выступают в качестве щита, который прикрывает поверхность трубы и таким образом позволяет функционирование коррозионных элементов, приводящих в прикрытой зоне к потере металла [2].

Слой сильно засоленной воды часто располагается сверху слоя твердых отложений. Над слоем засоленной воды расположен слой углеводородов, а природный газ течет в самом верху над всеми слоями. В суженном сечении скорость газа начинает достигать определенного значения, при котором на поверхности слоя углеводородов появляется рябь, которая переходит в волны. Начинается «соскальзывание» углеводородов со слоя воды, тем самым вызывая явление, при котором создается большой слой углеводородов на восходящих участках за перегибом трубопровода, в данном случае происходит смещение слоя воды в направлении потока газа.

Далее при возрастании скорости газа вода и слой жидких углеводородов ведет себя одинаково. На заднем конце слоя воды при этом возникают волны, которые промывают стенки трубы. Данная зона очень неблагоприятна в изогнутом участке трубопровода, из-за промывки стенок труб могут образовываться гальванические пары между промытым участком и непромытым. Такие зона отличаются по площади, которая подверглась эрозии в месте контакта участков [2].

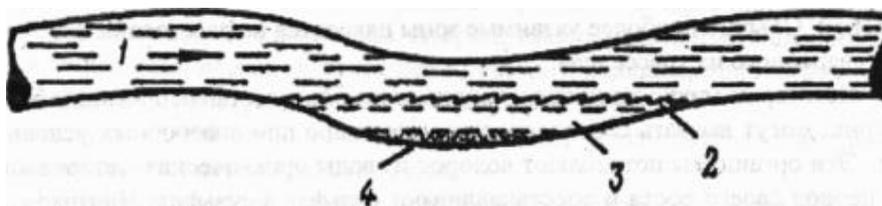


Рисунок 5.2.1 – Расслоение отложений в изогнутых участках трубопроводов: 1 – газ; 2 – жидкие углеводороды; 3 – вода; 4 – песок [2]

					Коррозия морских трубопроводов	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6 Защита трубопроводов от коррозии

Противокоррозионную защиту нужно выполнять комплексно, следует проводить изоляцию наружной и внутренней поверхности трубопровода вместе с катодной поляризацией, протекторной защитой или электрохимической защиты, с помощью наложения тока.

По всей площади снаружи и внутри морской подводный стальной трубопровод защищается антикоррозионным покрытием. Конструкция трубопровода и способ укладки влияет на выбор типа защитного покрытия. Эластичные и прочные покрытия следует применять при использовании методов укладки по S-образной или J-образной кривой. Эти же покрытия применяют при использовании способа буксировки на плаву с последующим погружением на дно. Покрытие должно обладать достаточной прочностью для исключения повреждений о грунт (возможно скальный) в случае, если трубопровод протаскивают по дну. Покрытия наносят в заводских условиях, на судах-трубоукладчиках или на специальной строительной площадке.

Нужно учитывать условия, при которых строится и эксплуатируется трубопровод (температуру, заглубление в грунт), когда выбирают покрытие для изоляции. Высокие требования такие, как хорошая адгезия, пластичность, малая влагопоглощаемость, малая проницаемость (для водяных паров), совместимость с электрохимической защитой, высокое электрическое сопротивление и достаточная прочность при транспортировке и укладке, эксплуатации трубопровода, предъявляются к наружным покрытиям. Эти требования должны сочетаться с умеренной стоимостью изоляции и технологичностью ее нанесения на трубопроводы [3].

Изоляционные покрытия для фасонных частей, арматуры и сварных соединений по характеристикам не должны уступать требованиям изоляционных покрытий для труб.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Защита трубопроводов от коррозии	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	47	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б3А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Изоляционные покрытия на местах подключения контрольно-измерительной аппаратуры и устройств электрохимической защиты, и восстановленные изоляционные покрытия на поврежденных участках, должны быть надежными.

При транспортировке, погрузо-разгрузочных работах и складировании труб нужно продумать специальные меры, которые исключают механические повреждения защитной изоляции.

Сочетание антикоррозионных покрытий и электрохимической (протекторной или катодной) защиты обеспечивают защиту от внешней коррозии гибкие металлические компоненты подводных трубопроводов, которые имеют контакт с морской водой (соединительные концевые фитинги) [18].

6.1 Защита от внутренней коррозии

Необходимо обеспечивать защиту от коррозии внутренней поверхности трубопровода для стальных подводных трубопроводов и соединительных концевых фитингов, каркасов, которые транспортируют рабочие среды с высокой коррозионной активностью. К данным мерам можно отнести:

- применение коррозионно-стойких материалов для стальных труб и металлических компонентов гибких труб, которые удовлетворяют требованиям стойкости к сульфидному растрескиванию под напряжением и стойкости к водородоиндуцированному/ступенчатому растрескиванию;
- производить увеличение толщины стенки трубы, учитывая прибавку на коррозионный износ;
- перед транспортировкой предварительно обрабатывать углеводороды, чтобы удалить воду или другие вещества из них, которые способствуют коррозии;
- нанесение антикоррозионного покрытия на внутреннюю поверхность труб;
- ингибирование углеводородов [18].

Чтобы осуществить компенсацию потерь прочности трубы из-за воздействия на стенки равномерной внутренней коррозии, нужно увеличивать толщину стенки подводного трубопровода, учитывая коррозионный износ.

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Величина прибавки на износ и необходимость ее введения определяют после рассмотрения таких факторов, как:

- расчетный срок службы трубопровода, условия эксплуатации и коррозионная агрессивность рабочей среды;
- предполагаемый вид коррозии;
- эффективность дополнительных мер для защиты трубопровода, которые снижают интенсивность процессов коррозии, к примеру, с помощью химической обработки покрытий и рабочих сред;
- чувствительность приборов контроля внутренней коррозии, с какой частотой проводят проверки и осмотры;
- последствия случайных утечек транспортируемых рабочих сред, требования безопасности и надежности;
- эффективность системы контроля рабочего давления в трубопроводе.

На коррозионный износ трубопровода, который изготовлен из углеродистой стали и транспортирует неагрессивные среды, минимальная прибавка составляет 1 мм и более. Для трубопровода, который транспортирует коррозионно-агрессивные рабочие среды такие, как жидкие и газообразные углеводороды, также содержащие в составе воду, прибавка на коррозионный износ составляет не менее 3 мм. Для морских трубопроводов, которые изготавливают из нержавеющей сталей и сплавов, прибавку на износ не требуют вводить.

Когда используют нержавеющую сталь, учитывают коррозионную стойкость, включая межкристаллитную коррозию, технологичность изготовления, в том числе свариваемость, прочностные свойства [18].

Когда выбирают внутреннее антикоррозионное защитное покрытие, учитывают такие факторы, как:

- сопротивляемость эрозионным воздействиям рабочих сред и механическим повреждениям при очистке внутренней поверхности трубопроводов с использованием скребков;

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

– химическая совместимость с углеводородами и другими веществами, которые транспортируют, не исключая вероятности введения ингибиторов, контакт с ними может быть возможен в процессе укладки, монтажа и эксплуатации;

– наличие надежных систем контроля качества основного покрытия труб и покрытия в районе монтажного соединения;

– сопротивляемость быстрой декомпрессии.

Для временной защиты используют заглушки в виде муфт и пробок во время хранения труб, транспортировки и до их заполнения, также для защиты внутренней поверхности от коррозии наносят консервационный состав, вводят ингибиторы в трубопровод [18].

6.2 Защита от внешней коррозии

Внешнее покрытие выбирают учитывая:

– водопроницаемость, растворимость газов и солей, адгезию, пористость;

– физическую (механическую), химическую и биологическую сопротивляемость, ее снижение во время эксплуатации и хранения;

– совместимость нанесения, не исключая участки с монтажными соединениями, строительство, монтаж и ремонт в полевых условиях;

– совместимость с бетонным покрытием, в случае его применения;

– совместимость с катодной защитой;

– соответствие требованиям теплоизоляционного покрытия, если оно выполняется;

– обеспечение требований по охране труда, учитывая вредные условия приготовления, формирования и нанесения [18].

В спецификации на поставку отражают физико-механические свойства. К таким свойствам относят:

– максимальную и минимальную толщину;

– плотность;

– адгезию;

– противодействие гидростатическому давлению;

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- сопротивляемость удару;
- удельное поперечное сопротивление;
- катодное сопротивление;
- растягивающее напряжение и удлинение;
- теплопроводность;
- электрическое сопротивление;
- износостойкость;
- изгиб;
- способность к отверждению.

Такие работы как исправление дефектов, то есть острые кромки закругляем до радиуса более двух миллиметров, сварные швы выравниваем, очистка от загрязнений (масляных и прочих), окалины и продуктов коррозии должна включать в себя подготовка поверхности труб перед тем, как на нее наносят покрытие.

Водные моющие растворы, а также уайт-спирит применяют для устранения масляных и прочих загрязнений. Струйно-абразивные установки используют, чтобы удалить окалину и продукты коррозии, после чего удаляют оставшуюся пыль.

После использования струйно-абразивной очистки покрытия наносят в течение 4-х часов на открытом воздухе и в течение 24-х часов в закрытых помещениях [18].

Проверку и испытания покрытий производят визуальным контролем, измерением толщины, определением сплошности покрытий и испытанием на адгезию отдельных труб.

В нашей стране применяют защитные покрытия, которые включают цинкополиэтиленовую грунтовку, усиливающую обмотку и битумно-резиновую мастику, при строительстве способом свободного погружения с поверхности моря подводных трубопроводов. Состав битумно-резиновой мастики: битум нефтяной – 85%, резиновая крошка – 10%, пластификатор – 5%. Заводские мастики марок МБР-ИЛТ-100 или МБР-ИЛ-90 используют в летнее время, а мастики марок МБР-ИЗ-80 применяют в зимнее время. Бризол, каландрированная резина, имеющая среднюю твердость, и

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

стеклоткань, с учетом дальнейшего бетонирования труб, применяют для усиливающих обмоток [8].

Нанесение покрытия на трубопровод выполнять согласно инструкции «Защита от коррозии морских трубопроводов» и производят следующие действия:

- первоначально очищают до металлического блеска плети труб от окалины и продуктов коррозии;

- далее наносят на плети труб слой цинкополистирольной грунтовки, толщина которой равна 0,12 мм и состоит из цинковой пыли (60%), полистирола (6,7%), ксилола или нефтяного сольвента (33,3%), и слой битумно-резиновой мастики, толщина которой 4 – 5 мм, разогретой до 150 – 180°C;

- затем покрытую горячим слоем мастики трубу покрывают в один слой оберточным материалом, делая нахлест между витками равный 20 – 25 мм. У данного покрытия плотность должна быть 1,2 т/м³. Если используют такое покрытие, то понтоны и пригрузы устанавливают поверх деревянной футеровки на изолированной трубе [8].

В настоящее время применяют для изоляции труб цинкополистирольную грунтовку и эмаль ПС-1184 (ТУ 39-01-33-361-78), когда укладывают морской трубопровод с использованием трубоукладочной баржи. Краскораспылителем наносят данную эмаль в пять слоев, толщина каждого составляет 0,16 – 0,18 мм. Эмаль ПС-1184 состоит из кубовых остатков от ректификации стирола, смолы продуктов пиролиза, растворителя (сольвент нефтяной или ксилол) и пигмента. Ее можно изготовить, используя лак коре (ТУ 30315—78) с добавлением необходимого количества железного сурика.

Применяют такое же покрытие для изоляции стояков подводного трубопровода, что и при изоляции линейной части. Стояки закрывают поверх покрытия двумя слоями мешковины, которые склеены эпоксидным лаком, чтобы защитить их от солнечной радиации.

Участки выхода трубопровода на берег и морские основания защищают от волновых воздействий. Надежное средство защиты стояков в зоне периодического

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						51
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

смачивания – облицовка их никелевыми сплавами, сталью, железобетоном, вулканизированной резиной, армированными пластиками.

Технологическая схема изоляции сварных стыков обетонированных труб на трубоукладочной барже:

- Сначала очищают и обезжиривают сварные стыки труб;
- Затем наносят слой цинкополистирольной грунтовки и первый слой горячей битумно-резиновой мастики;
- Далее наматывают бризол или стеклоткань;
- Затем второй слой битумно-резиновой мастики наносят, наматывают два слоя бризола, которые склеены той же мастикой между собой. У данного покрытия общая толщина должна быть 12 мм и более.

После того, как мастика охладится и затвердеет, трубу опускают под воду.

Усилие сдвига не должно быть больше чем 4Н на 1 м² поверхности раздела бетона и битума на границе сцепления бетонной оболочки и изолированной трубы. В этом случае обеспечивается надежность их сцепления и исключается сползание бетонной оболочки с нефтепровода [4].

Во время нанесения каждого слоя покрытия следует проверять правильность технологического режима и качество выполнения изоляционных работ. Асфальто-песчаное покрытие «Сомастик», плотность которого равна 2,2 т/м³, применяют в зарубежной практике, чтобы изолировать подводные трубопроводы. Покрытие наносят при температуре 140 – 200 °С под давлением, его толщина составляет 8 – 16 мм, толщина покрытия зависит от диаметра трубы. Густая мастика подается через сопло установки и наносится на поверхность трубы с помощью двух вращающихся лопаток. Состав покрытия (в % по массе): битум – 12, песок – 63, известняк – 24, минеральное волокно – 1. Далее трубу с изоляционным покрытием погружают в известковый раствор, который готовят из расчета на 4,6 л воды 1 кг негашеной извести.

Эпоксидное покрытие отвечает за способность трубопровода противостоять пластическим деформациям. Из-за этого данное покрытие используют для изоляции

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						52
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

трубопроводов, которые укладывают барабаном с трубоукладочных барж. Толщина эпоксидного покрытия 0,3 мм, его наносят на нагретую до 230 °С трубу, после пескоструйной обработки. Оно затвердевает в течение 2 – 4 минут. Данное покрытие можно использовать в качестве изоляционного покрытия внутренней стенки трубопровода, так как по отношению к нефти и газу оно устойчиво.

В условиях Севера для изоляции морских трубопроводов могут применять защитные липкие ленточные пленки из полихлорвинила и полиэтилена, которые используют на речных подводных трубопроводах. Эти пленки наносят в холодном состоянии, что позволяет полностью механизировать процесс нанесения. Они имеют большую прочность, долговечны.

Перед тем как наносить покрытия на трубы, нужно зачистить их до металлического блеска, так как с завода они обычно поступают с ржавчиной, окалиной и загрязнениями. Их очищают пескоструйным способом или применяют механизированные металлические щетки. Чтобы очищать трубопровод диаметрами 325 – 529, 630 – 820, 1020, 1020 – 1220, 1420 мм, производят машины соответственно серий ОМ 521, ОМЛ 4, ОМЛ 12, ОМ 121, ОМ 1422. После очистки сразу же наносят равномерно на сухую поверхность трубы слой грунтовки, которая зависит от вида накладываемого покрытия (грунтовка на основе каучука и синтетических смол, грунтовка на основе каучука и цинкополистирольные грунтовки, цинковая протекторная краска).

Противокоррозионная защита морского трубопровода должна включать защиту наружной и внутренней (при транспортировании агрессивных сред) поверхности труб в сочетании с электрохимической защитой (ЭХЗ). Для противокоррозионной защиты морского трубопровода от коррозии следует использовать трехслойные полимерные покрытия усиленного типа заводского нанесения. Изоляционные материалы, используемые для нанесения покрытия, технологическое оборудование линий наружной изоляции труб должны обеспечивать получение защитных покрытий с показателями свойств, отвечающими требованиям ГОСТ Р 51164. Изоляционное покрытие труб должны пройти обязательную сертификацию на соответствие предъ-

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						53
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

являемым требованиям и быть рассчитано на весь срок эксплуатации морского трубопровода [2].

Для защиты фитингов, фланцев и задвижек должны использоваться покрытия, по своим защитным свойствам соответствующим основному покрытию трубопровода.

Изоляция участков сварных стыков морского трубопровода по основным показателям свойств должно соответствовать основному покрытию трубопровода и осуществляться термоусаживающимися манжетами (лентами), наносимыми по жидкому эпоксидному праймеру.

Характеристика транспортируемых сред по осложняющим факторам эксплуатации должна приниматься по ГОСТ Р 51858 [12]. При выборе защитного покрытия внутренней поверхности трубных изделий промышленных морских трубопроводов при эксплуатации должны учитываться следующие факторы:

- характеристика транспортируемого продукта;
- содержание воды в транспортируемой среде;
- рабочее давление и температура;
- водородный показатель транспортируемой среды;
- количество сероводорода, углекислого газа, кислорода, ионов хлора, других галогенов, ионов металлов в транспортируемой среде;
- скорость потока, режимы перекачки, количество песка и других механических примесей.

Для защиты от коррозии внутренней поверхности труб следует применять жидкие с высоким сухим остатком и порошковые лакокрасочные материалы на основе эпоксидных и полиуретановых смол заводского изготовления в соответствии с Техническими Условиями на покрытие [2].

6.2.1 Обетонирование труб

Сплошные бетонные покрытия являются наиболее лучшим способом защиты в сравнении с балластировкой отдельными грузами из-за отсутствия необходимости в защите антикоррозионной изоляции деревянной футеровкой, из-за уменьшения

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						54
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

трудозатрат на изоляцию труб и монтаж грузов непосредственно на строительстве. Также балластное покрытие является защитой изоляции от возможного ее повреждения при укладке и эксплуатации подводного трубопровода.

К недостаткам сплошных бетонных покрытий можно отнести увеличение изгибной жесткости и необходимость транспортировки обетонированных труб, которые имеют большую массу, особенно трубы большого диаметра (1220 мм), на переход. Данные недостатки можно устранить, сделав прорези в покрытиях значительной толщины, и уменьшения массы за счет тяжелых бетонов обетонированной трубы.

6.2.1.1 Монолитные бетонные покрытия трубопроводов типа ПЖУ

Покрытия типа ПЖУ (покрытия железобетонное, утяжеляющее) производят в опалубке на полигоне (заводе).

При обетонировании используются трубы, которые предусмотрены проектом для подводных переходов и соответствуют всем требованиям СНиП на проектирование магистральных трубопроводов, действующим стандартам и техническим условиям.

Если отсутствуют заводские сертификаты, которые подтверждают соответствие труб техническим условиям и проведение заводского гидравлического испытания их, то нельзя обетонировать трубы.

Завод (полигон) железобетонных изделий получает стальные трубы с сертификатами, которые передает стройорганизации по акту вместе с обетонированными трубами и сертификатами на готовую продукцию.

На стадии проектирования при строительстве переходов магистральных трубопроводов согласовывают применение обетонированных трубопроводов со строительной организацией.

В проекте перехода указывают марку бетона, толщину бетонного покрытия, тип антикоррозионной изоляции и характеристику применяемых материалов [16].

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Противокоррозионное изоляционное покрытие усиленного типа должны иметь трубы, которые балластируют монолитным железобетонным покрытием, выполненное в соответствии с нормами СНиП 2.05.06-85 [9].

Марка покрытия типа ПЖУ состоит из буквенного обозначения и трех групп цифр, к примеру, ПЖУ-14-16,5-2,9. Первая группа цифр обозначает диаметр стальной трубы (в дециметрах), второй цифрой обозначают толщину стальной трубы (в миллиметрах), третья цифра – это объемная плотность бетона.

Прочные защитные обертки необходимо применять при перемещении труб для сохранения изоляционного покрытия от механических повреждений. Данные обертки выполнены в 2 слоя, общая толщина которых не менее 1 мм. Для защитных обертки подходят различные полимерные пленки, ленты ПДБ и ПРДБ, бризол. Очистка поверхности трубопровода, нанесение на нее грунтовок, изоляционных покрытий и обертки выполняют в соответствии с нормами [9], [14].

Необетонированные участки с обоих концов трубы длиной 300 – 350 мм для сварки и изоляции стыка трубы (включая участок с изоляционным покрытием). Для труб, которые обетонируют в опалубке, неизолированные участки по концам не должны превышать 150 мм. Вручную изолируют места сварки отдельных обетонированных труб в плети перед наложением защитного покрытия, предусмотренного проектом. Тип и конструкция изоляционного покрытия должны быть аналогичны основным покрытиям в местах сварных соединений труб.

Железобетонные обетонированные трубы, которые получают с завода, должны иметь маркировку. На маркировке данных труб обязательно указывают марку изделия, номер трубы, массу обетонированной трубы с точностью до 1 %, вес заглушенной обетонированной трубы под водой, дату изготовления, штамп ОТК [16].

В бетонном покрытии типа ПЖУ делают кольцевые прорезы для того, чтобы уменьшить изгибную жесткость обетонированных труб.

Транспортируют обетонированные трубы с завода на строительную площадку с деревянными прокладками, чтобы предупредить повреждение покрытия и открытых концов трубы.

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Гидравлические испытания плетей труб, которые сварены из обетонированных труб, проводят в два этапа. Первый этап проводят до укладки плетей на переходах, второй этап – после укладки на переход в соответствии с требованиями [14].

При первом этапе испытаний поперечные стыки плетей с монолитным бетоном должны быть открытыми. После предварительного испытания трубопровода на давление, которое указано в проекте, на такие стыки наносят изоляцию и защитное покрытие.

6.2.1.2 Обетонирование труб методом набрызга в заводских условиях

Наиболее распространенным способом обетонирования труб в зарубежном строительстве является заводское обетонирование труб методом набрызга. Данный способ обладает высокой производительностью, а также позволяет получить бетонные покрытия различной толщины и высокой прочностью, поэтому этот метод имеет широкое применение.

Покрyтия обладают очень высокой плотностью из-за использования метателей, которые набрасывают бетонный раствор с большой скоростью на вращающуюся трубу.

Обетонирование труб производят следующим образом: хранящиеся на открытых складах заполнители загружают в расходные бункеры установки, дозируют по объему и подают ленточным конвейером в лопастный смеситель. С помощью шнеков и конвейера в этот смеситель из двух силосов подают цемент вместе с заполнителями.

Из смесителя бетон выгружают на качающийся транспортер, питающий валки для набрызга смеси на трубу. Набрызг бетона на вращающуюся трубу производят резиновые валки, которые вращаются со скоростью 1800 об/мин. Труба перемещается на специальных тележках по рельсам перед валками. За один проход наносят слой бетона толщиной до 70 мм. На этот слой наматывается с нахлестом 25 мм оцинкованная сетка. При втором проходе на сетку наносят второй слой бетона требуемой толщины. Чтобы предохранить бетон от высыхания, на наружную поверхность

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

бетона наносят консервирующий состав. Общая толщина бетонного покрытия изменяется в пределах от 25 до 128 мм. Бетонную смесь наносят на смоченное изоляционное покрытие трубы. Скребковый конвейер возвращает обратно отскакивающий при набрызге бетон в смеситель (отскок составляет до 10 %) [16].

Специальные гидравлические подъемники используют для подачи изолированных труб на стенд для набрызга и съем с него обетонированных труб. Автопогрузчик используют для снятия трубы с гидравлического подъемника и транспортирования ее на склад, где ее выдерживают в течение семи суток, после этой естественной выдержки трубу используют по назначению.

Повышенные требования предъявляют к качеству воды, цементу и заполнителям при приготовлении бетона, который наносят на поверхность трубопровода набрызгом. У цемента должна быть высокая тонкость помола.

Песок должен быть кварцевый, фракционированный, без каких-либо примесей. Волгоградский песок выбран как наиболее оптимальный по гранулометрическому составу.

Молотая железная руда (гематит) применяется с максимальной крупностью в 10 мм.

Вода должна быть чистой, свежей и без примесей, которые ухудшают свойства бетона. Особые требования предъявляют к дозированию воды, так как при незначительном отклонении от требуемого соотношения сильно ухудшается адгезия бетона к изолированной поверхности трубы, и нанесенный слой начинает отслаиваться.

Антикоррозионная изоляция, которую используют для труб обетонируемым методом набрызга, кроме общих требований, которые предъявляют к изоляционным покрытиям стальных трубопроводов, должна удовлетворять следующим условиям:

- не должна повреждаться в процессе нанесения бетонного покрытия;
- должно быть обеспечено достаточное сцепление бетонного покрытия с антикоррозионной изоляцией с учетом принятой технологии монтажа и укладки подводного трубопровода [16].

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Каменноугольную эмаль и эпоксидные покрытия применяют в качестве антикоррозионной изоляции под бетонное покрытие в зарубежной практике.

В нашей стране для подводных трубопроводов по рекомендации института Гипроморнефтегаз используют антикоррозионную изоляцию, которая состоит из грунтовки, двух слоев битумно-резиновой мастики и двух слоев бризола.

Из опыта эксплуатации установки по обетонированию трубопроводов методом набрызга установлено, что особое внимание должно быть обращено на точность дозирования воды при затворении бетонной смеси.

Влажность материалов, которые хранятся на открытых складах, под влиянием атмосферных воздействий может изменяться в широких пределах неравномерно по объему, поэтому материалы, которые загружают в смеситель, содержат большее количество влаги, чем это требуется по заданному водоцементному отношению.

В летний период в районах с жарким климатом при эксплуатации установки возможно выдерживание бетона в условиях естественного твердения под специальным консервирующим покрытием. В противном случае требуется термообработка бетона и строительство цеха для размещения технологического оборудования установки.

Комплект установки включает приборы и оборудование для контроля качества покрытия на всех этапах обетонирования трубопровода.

Антикоррозионное покрытие при обетонировании труб методом набрызга с высокой скоростью нанесения раствора бетона должно обладать достаточной прочностью против перфорации покрытия быстролетящими твердыми частицами бетона. Для уменьшения перфорации изоляции при обетонировании набрызгом первый слой бетона толщиной в 20 мм, который прилегает к изоляции, часто изготавливают только с песчаным наполнителем без крупных фракций (руды, гранита) [16].

Следует также отметить большое значение величины сцепления изоляционного покрытия с трубой при укладке трубопровода с трубоукладочного судна. Так как в этом случае трубы проходят через натяжной механизм фрикционного действия, то при недостаточном сцеплении всегда есть опасность сползания «бетонной рубашки»

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

с трубы, что недопустимо. Величина этого сцепления должна быть не менее 6 Н/см^2 . Нанесение на трубопроводы диаметром 325 – 529, 630 – 820, 1020, 1020 – 1220, 1420 мм ленточных пленок и битумно-резиновой мастики и обертка их усиливающими обмотками на строительных участках выполняются с помощью изоляционных машин соответственно серий ИМ 521, ИМ 17, ИМЛ 7М, ИМ 121, ИМ 1422.

6.2.1.3 Обетонирование труб в полевых условиях

Обетонирование труб в полевых условиях в практике строительства ВСМО Союзподводтрубопроводстрой осуществляют с помощью листовой металлической опалубки.

Технические требования к изоляционному покрытию, составу бетона и армированию для труб диаметром до 720 мм включительно должны соответствовать ТУ 102-1-84.

Параметры обетонированных труб длиной 10500 - 11600 мм, диаметром 325, 377, 426, 530, 720 мм и предельные отклонения по размерам должны соответствовать следующим данным, приведенных в таблице 3 [16].

Таблица 3 – Предельные отклонения [16]

Длина неизолированных концевых участков трубы L , мм	150
Длина необетонированных концевых участков трубы L_n , мм	По проекту, но не менее 300;
Толщина бетонного покрытия δ_B , мм	По проекту, но не менее 60
Толщина защитного слоя бетона δ_3 , мм	По проекту, но не менее 30; для труб диаметром 720 мм - 35

Предельные отклонения указанных параметров L , δ_B , δ_3 и массы железобетонного покрытия не должны превышать $\pm 5 \%$, а $L_n \pm 10 \%$ (рисунок 5.1) [16].

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

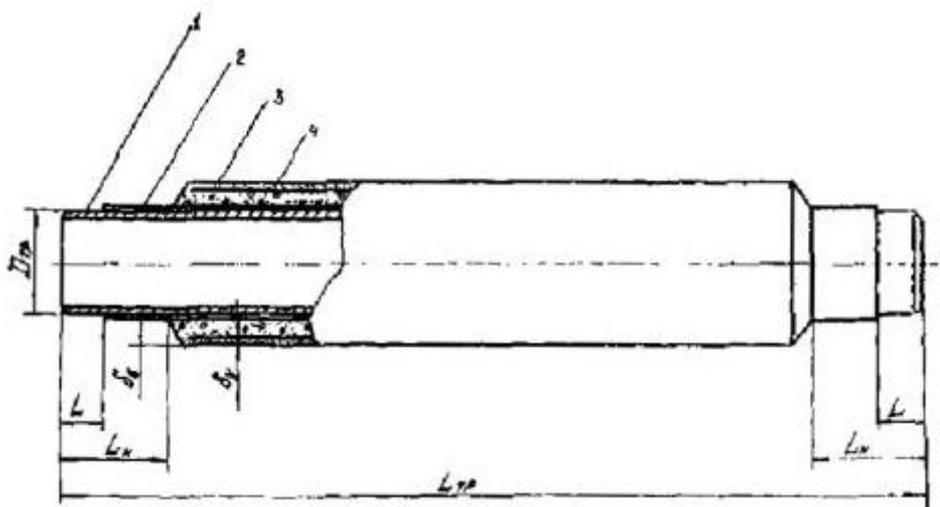


Рис. 6.2.1.3.1 – Схема обетонированной трубы:

1 - труба; 2 - изоляционное покрытие; 3 - арматурная сетка; 4 - бетонное покрытие [16]

Бетонное покрытие представляет собой сплошной слой расчетной толщины, армированный одним слоем металлической сетки с ячейкой 100 · 100 мм из проволоки диаметром 5 мм. Через определенные расстояния в покрытии могут быть предусмотрены кольцевые прорезы для уменьшения жесткости обетонированного трубопровода.

Обетонирование плетей трубопровода выполняют в соответствии с проектом производства работ и инструкцией по технологии обетонирования трубных плетей, разработанной трестом «Востокподводтрубопроводстрой» [16].

6.2.2 Электрохимическая защита трубопровода

Антикоррозионное покрытие может иметь дефекты: трещины или раковины даже при самой тщательной изоляции труб, которые возникают во время изготовления. Также в изоляционном покрытии могут быть повреждения из-за захватов во время погрузки, плохим качеством изоляции сварных соединений труб на трубоукладочном судне. Во время укладки трубы, при её заглублении, при внешних нагрузках после прокладки трубопровода также могут возникнуть повреждения.

В связи с этим следует применять электрохимическую защиту для предупреждения развития коррозии трубопровода. Сущность этого способа защиты состоит в превращении трубопровода в положительный элемент электролитической пары –

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						61
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

катод, в качестве отрицательного элемента используют специальный металлический анод. Морская вода используется в качестве электролита. Свойства электрохимической защиты зависят от величины отрицательной поляризации защищаемой поверхности. Практикой установлено, что сталь обычно подвергается достаточной электрохимической защите, если потенциал, измеряемый между стальной поверхностью трубы и эталонным электродом серебро – хлорид – серебро, контактирующим с электролитом, равен по меньшей мере 0,8 В [10].

Катодную защиту следует применять либо в сочетании с покрытиями, либо вести защиту, выполняя условия образования на поверхности металла солевых катодных отложений.

В зависимости от условий эксплуатации сооружений, а также химического состава воды катодную защиту следует применять в одной из трех модификаций:

а) в воде с малой минерализацией ($C < 150$ мг/л) следует применять катодную защиту в сочетании с покрытиями. При этом нормативный срок службы покрытий удлинится в два - три раза;

б) в воде средней минерализации ($150 \text{ мг/л} < C < 600 \text{ мг/л}$) следует применять катодную защиту в сочетании с первоначально нанесенным покрытием или с заводской грунтовкой без последующего возобновления на весь период эксплуатации системы защиты;

в) в воде с высокой минерализацией ($C > 600$ мг/л) допустимо применять катодную защиту на конструкциях, не защищенных покрытиями.

Проблема электрохимической защиты в том, чтобы поддерживать необходимый потенциал в течение всего срока службы трубопровода и возможности его контроля. Это достигается либо наложением тока от внешнего источника, либо соединением трубы с анодом, который имеет более низкий потенциал по сравнению со сталью труб и большую способность к растворению в морской воде с образованием ионов металла.

На Каспийском море трубопроводы небольшой протяженности защищают наложенным током от катодных станций, которые расположены на берегу или в море

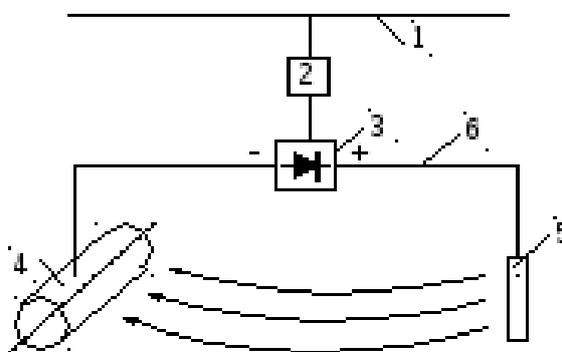
					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						62
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

на специальных надводных площадках вдоль трассы. На береговых станциях энергия подается от сети переменного тока с последующим преобразованием его в постоянный с помощью выпрямителей. В местах отсутствия внешней сети, энергию получают от специальных дизельэлектростанций. В качестве заземлителей (анодов) используют отходы труб или ферросилид, который является наилучшим материалом для анода, так как его растворимость в воде незначительна. Магнетитовые анодные заземлители применяют в морской воде.

Расстояние между катодными станциями для неизолированных наружным покрытием трубопроводов должно быть не более 1,5 км, а для защищенных усиленной битумной изоляцией расстояния составляют до 5 км [10].

На эффективность действия катодных станций оказывает влияние диэлектрические свойства наружной изоляции, способность покрытия сохранять электрическое сопротивление в эксплуатационный период трубопровода.

При катодной защите трубопровода положительный полюс источника постоянного тока (анод) подключается к специальному анодному заземлителю, а отрицательный (катод) – к защищаемому сооружению, как показано на рисунке 6.2.2.1.



*Рис.6.2.2.1 – Схема катодной защиты трубопровода:
1- линия электропередачи; 2 - трансформаторный пункт; 3 - станция катодной защиты; 4 - трубопровод; 5 - анодное заземление; 6 – кабель [19]*

Как видно на рисунке 6.2.2.2 в точке подключения источника электроэнергии будет протекать максимальный ток в цепи катодной защиты. Сила тока уменьшается при удалении от точки в обе стороны. Аналогичная картина наблюдается при распределении наложенного потенциала по длине трубопровода в обе стороны от точки дренажа.

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

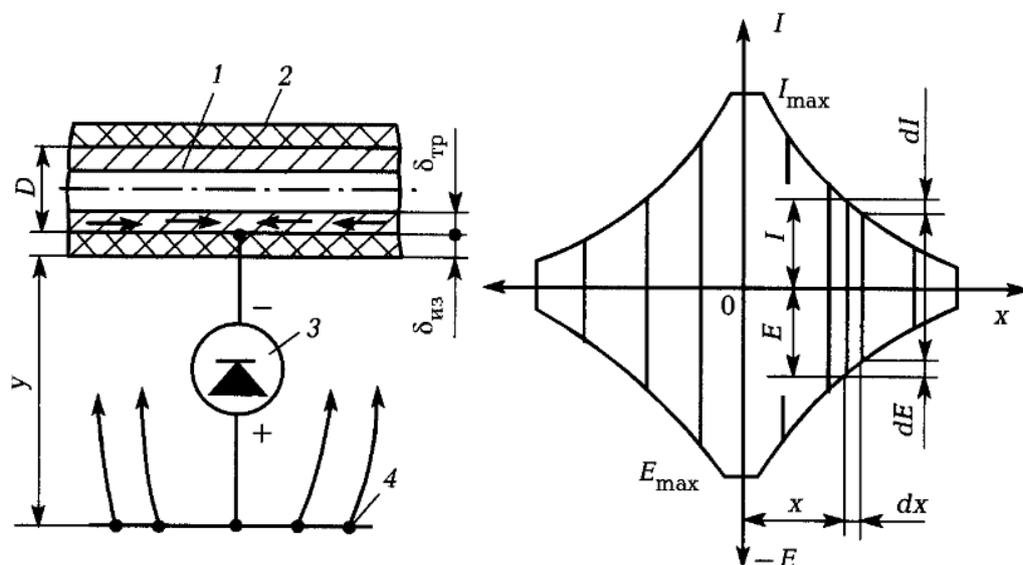


Рис. 6.2.2.2 – Расчетная схема катодной защиты трубопровода: 1 – трубопровод; 2 – изоляционное покрытие; 3 – СКЗ; 4 – анодное заземление; $\delta_{из}$ – толщина изоляционного покрытия; $\delta_{тр}$ – толщина стенки трубопровода; D – диаметр трубопровода; y – расстояние от анодного заземления до трубопровода; E – наложенный потенциал; I – сила тока; x – расстояние от точки дренажа до рассматриваемого сечения трубопровода [19]

Повысить электрическое сопротивление изоляции может применение цинковой протекторной грунтовок толщиной до 0,1 мм. Мощность катодных станций можно увеличить, используя катодную защиту с противопотенциалом и специально выполненными анодами. Однако, несмотря на все мероприятия, эффективность применения электрохимической защиты наложенным током для морских трубопроводов очень ограничена.

Протекторная защита с помощью цинковых анодов применяется для защиты морских трубопроводов во всем мире. Цинк обладает высоким коэффициентом использования (95%), характеризуется равномерной в течение времени отдачей тока, хорошей сочетаемостью с морской водой, отсутствием чувствительности к загрязнению, солёности или заиленности воды. Реже используется магний, обладающий высокой отдачей тока, но имеющий значительную самокоррозию (45%) и небольшую продолжительность службы, и алюминий, покрывающийся пленкой окисла, снижающей эффективность этого материала.

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64

Для стального трубопровода, имеющего 10% не защищенной изоляцией поверхности, сила тока равна $0,1 \text{ А/м}^2$, для заглубленного в грунт трубопровода необходимая сила тока уменьшается до $0,03 \text{ А/м}^2$. Обычно аноды выбирают, исходя из полного срока службы трубопровода (не менее 20 лет).

Протекторная защита в настоящее время является лучшим средством электрохимической защиты при значительной протяженности подводных трубопроводов (более 10 км). Цинковые аноды изготавливаются в виде браслетов, которые состоят из двух полуколец, закрепляющихся на расстоянии 100 – 200 м друг от друга на трубопроводе. На расстоянии 250 мм от кольцевых сварных швов осуществляют механическое крепление анода к трубе поверх изоляции с помощью зажимов. Электрическое соединение с трубой осуществляют с помощью медных проводов термитной сваркой. При этом следует избегать контакта между арматурой бетонного покрытия и анодом. Наружный диаметр анода подбирают таким образом, чтобы анод после установки находился заподлицо с бетонным покрытием.

Во избежание электрического контакта подводную часть трубопровода обязательно изолируют от всех береговых и морских сооружений. Для этого устанавливаются изолирующие фланцы между стояком и трубопроводом на платформе.

При прокладке трубопроводов в труднодоступных районах, удаленных от источников электроэнергии, применяется протекторная защита, представленной на рисунке 6.2.2.3.

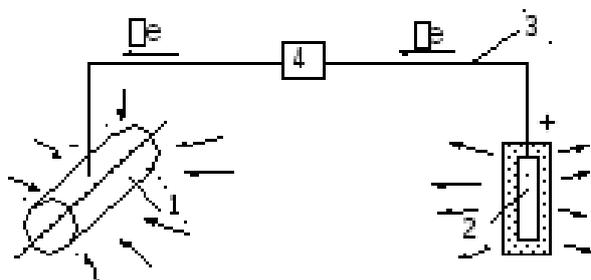


Рис. 6.2.2.3 – Схема протекторной защиты:

1 - трубопровод; 2 - протектор; 3 - проводник; 4 - контрольно-измерительная колонка []

Проектирование комплексной защиты наружной поверхности трубопровода от коррозии должно выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и СП 36.13330 [10], [11].

					Защита трубопроводов от коррозии	Лист
						65
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Электрохимическая защита должна отвечать требованиям ГОСТ Р 51164 и обеспечивать в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию трубопровода на всем его протяжении. Минимальный и максимальный потенциалы следует определять, исходя из расчетной максимальной температуры стенки трубы при эксплуатации.

Электрохимическая защита морского трубопровода должна:

– исключить потери металла на внешней стороне стенки трубы, вызываемые грунтовой коррозией или коррозией блуждающими токами источников постоянного или переменного тока;

– учитывать перспективное (до 5 лет) строительство подземных металлических сооружений около трассы проектируемого трубопровода;

– на участках высокой коррозионной опасности (высокая коррозионная агрессивность грунтов, вероятная скорость коррозии более 0,5 мм год, возможность микробиологической коррозии и коррозионного растрескивания под напряжением) предусматривать 100 % резервирование в цепях электроснабжения, катодного преобразования и нагрузки с обеспечением автоматического перевода на резервные элементы при отказе основных. В случае применения групповых протекторов необходимо резервирование дренажной линии;

– исключить вредное влияние проектируемой ЭХЗ на подземные металлические сооружения в соответствии с ГОСТ 9.602 [13];

– определить на начальный и конечный (не менее 15 лет) периоды эксплуатации следующие параметры: для установок катодной защиты силы защитного тока и напряжения на выходе катодных станций (преобразователей), а также сопротивления анодных заземлений; для протекторных установок силы защитного тока и сопротивления протекторов; для установок дренажной защиты силы тока дренажа и сопротивления дренажной цепи;

– соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164 к срокам ввода в действие средства ЭХЗ трубопроводов. В том случае, когда основные средства ЭХЗ не могут быть

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						66
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

включены в работу в установленные сроки, следует предусмотреть временную ЭХЗ, которая должна быть включена в установленные стандартом сроки [10].

Для защиты от коррозии подземных морских трубопроводов следует применять протекторы из сплавов на основе магния, имеющие коэффициент полезного действия не ниже 60 % и электродный потенциал на весь период эксплуатации не более минус 1,5 В. Эти протекторы должны быть заводского изготовления, упакованные вместе с активатором. Сосредоточенные протекторы следует применять в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м. Допускается использовать искусственное снижение удельного электрического сопротивления грунта раствором хлорида натрия в местах установки протекторов при исключении вредного воздействия на окружающую среду. Протяженные протекторы следует использовать в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не выше 500 Ом·м.

При длинах морских трубопроводов до 40 км следует использовать вариант комбинированной ЭХЗ, представляющую собой защиту трубопровода протекторами, а на поздних стадиях эксплуатации подключение установки катодной защиты для компенсации сверхнормативного изменения защитных свойств изоляционного покрытия или ускоренного растворения гальванических анодов [11].

Во время всего периода эксплуатации необходимо обеспечить непрерывные потенциалы по всей поверхности на морском трубопроводе. В таблице 4 приведены минимальные и максимальные значения защитных потенциалов для морской воды. Указанные потенциалы рассчитаны при температуре от 5 до 25° С для морской воды с соленостью от 32 до 28 ‰.

Таблица 4 – Минимальные и максимальные защитные потенциалы [17]

Электрод сравнения	Минимальный защитный потенциал, В	Максимальный защитный потенциал, В
Медносульфатный насыщенный	-0,95	- 1,10

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						67
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Электрод сравнения	Минимальный защитный потенциал, В	Максимальный защитный потенциал, В
Хлоросеребряный	-0,90	- 1,05
Цинковый	+0,15	0,00

6.2.2.1 Минимальное защитное смещение потенциала

Из-за технических трудностей, возникающих при натуральных измерениях плотностей токов $j_{\text{защ}}$ и $j_{\text{корр}}$, особенно при исследовании подземных трубопроводов, чаще о качестве защиты судят не по j , а по величине потенциала U или смещения потенциала ΔU .

Расчетное защитное смещение потенциала по В. В. Красноярскому

В.В.Красноярский получил теоретическое соотношение, позволяющее оценивать степень защиты сооружения в зависимости от величины катодного смещения потенциала. Предлагаемая им расчетная формула может быть представлена в виде

$$\Delta U_{\text{защ.min}} = - 0,059 \cdot \lg (j_{\text{корр}} / j_a), \quad (6.1)$$

где $\Delta U_{\text{защ.min}}$ – минимальное защитное смещение потенциала, В;

$j_{\text{корр}}$ – первоначальная плотность тока коррозии без ЭХЗ; j_a - предельно допустимая плотность тока коррозии при включенной ЭХЗ.

Так, для снижения скорости коррозии в 100 раз, т.е. для выполнения условия $j_{\text{корр}} / j_a = 100$, необходимо сместить потенциал сооружения на величину $\Delta U_{\text{защ.min}} = - 0,059 \cdot \lg 100 = - 0,118$ В.

Даже при $\Delta U_{\text{защ.min}} = -0,018$ В скорость коррозии снижается вдвое. Оценка по формуле (5.3) полезна уже тем, что вселяет уверенность, что даже такое незначительное смещение как $\Delta U_{\text{защ.min}} = - 0,02$ В продлит срок службы трубопровода вдвое, $\Delta U_{\text{защ.min}} = 0,1$ В – достаточное поляризационное смещение потенциала стали.

Стандарт NACE (Национальная ассоциация инженеров-коррозионистов) США

Предлагают в качестве минимального защитного смещения потенциала следующие значения:

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						68
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$\Delta U_{\text{защ. min}} = - 0,1 \text{ В}$ – для неизолированных сооружений;

$\Delta U_{\text{защ. min}} = - 0,3 \text{ В}$ – для изолированных трубопроводов.

Первый из этих критериев хорошо определен теоретически, что было отмечено только-что выше, как достаточное поляризационное смещение потенциала стали, обеспечивающее примерно 100-кратное снижение скорости коррозии.

Второй критерий учитывает не только поляризационную, но и омическую составляющую смещения потенциала, под которой обычно понимают падение потенциала в порах изоляции [20].

Здесь следует сделать введение в спорную область о паритете поляризационной составляющей защитного потенциала. Условимся считать, что

– омическая составляющая смещения потенциала ($\Delta U_{\text{ом}}$) это неизбежное и к тому же совершенно бесполезное и даже вредное падение напряжения, вызванное током защиты на некотором сопротивлении, куда входит сопротивление электролита в порах изоляции и участок земли между трубопроводом и измерительным электродом, особенно если вблизи измерительного электрода активно поле внешних токов, например, поле токов анодного заземлителя катодной станции;

– поляризационная составляющая ($\Delta U_{\text{пол}}$);

– полезное падение напряжения на поляризационном сопротивлении металл-электролит, т.е. в тонком слое на границе металл-электролит.

Таким образом, для этого критерия

$$\Delta U_{\text{защ. min}} = \Delta U_{\text{пол. min}} + \Delta U_{\text{ом. min}} \cdot \quad (6.2)$$

Так как для защиты достаточно $\Delta U_{\text{пол. min}} = - 0,1 \text{ В}$, то при использовании значения $\Delta U_{\text{защ. min}} = - 0,3 \text{ В}$, как критерия защиты, полагают, что величина омической составляющей на изоляционном покрытии в данном случае не превышает $\Delta U_{\text{ом. min}} = - 0,2 \text{ В}$.

Минимальный защитный потенциал

Общепризнанным в мировой практике критерием защиты является минимальный защитный потенциал, который принимают равным $U_{\text{защ. min}} = - 0,85 \text{ В}$ (по медносульфатному электроду сравнения).

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$U_{\text{защ. min}} = \Delta U_{\text{защ. min}} + U_{\text{ст}}, \quad (6.3)$$

где $\Delta U_{\text{защ. min}} = -0,1$ В – минимальное защитное смещение потенциала неизолированной поверхности;

$U_{\text{ст}}$ – смещение стационарного потенциала.

Так как можно ожидать, что фактические значения $U_{\text{ст}}$ для реального подземного трубопровода (они определяются физико-химическими свойствами окружающего грунта) лежат в диапазоне

$$U_{\text{ст}} = -0,4 \dots -0,75 \text{ В},$$

то приемлемый минимальный защитный поляризационный потенциал может лежать практически в пределах

$$U_{\text{защ. min}} = -0,5 \dots -0,85 \text{ В}.$$

Выбор величины $U_{\text{защ. min}} = -0,85$ В как единственного критерия защиты связан скорее со стандартизацией, унификацией и желанием обеспечить запас надежности. При прагматическом подходе выбор критерия защиты может быть иным, и особенно при спокойном состоянии трубопровода, когда $U_{\text{ст}} = \text{const}$ [20].

Среднеарифметическое значение суммарного потенциала $U_{\text{сум. ср.}}$, В, вычисляют по формуле:

$$U_{\text{сум. ср.}} = \frac{\sum_{i=1}^n U_{\text{сум. j}}}{n}, \quad (6.4)$$

где $U_{\text{сум. i}}$ – мгновенное значение потенциала, В;

n – число измерений.

Среднее значение $\Delta U_{\text{ср+}}$, В, положительного (анодного) смещения потенциала относительно стационарного потенциала сооружения $U_{\text{ст}}$, В, вычисляют по формуле:

$$\Delta U_{\text{ср+}} = \frac{\sum_{i=1}^n (U_i + U_{\text{ст}})}{n_+}, \quad (6.5)$$

где n_+ – число положительных смещений потенциала относительно $U_{\text{ст}}$ за период измерений;

U_{i+} – мгновенное зарегистрированное значение потенциала, менее отрицательное, чем $U_{\text{ст}}$, В.

Электрохимическую защиту считают эффективной при отсутствии положительных смещений потенциала относительно стационарного потенциала.

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		70

При наличии записи колебаний потенциала регистрирующим прибором в качестве признака эффективности электрохимической защиты можно принимать суммарную продолжительность положительных смещений потенциала от стационарного потенциала, не превышающую в пересчете на сутки 4мин/сут [20].

					<i>Защита трубопроводов от коррозии</i>	Лист
						71
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

7 Расчет катодной защиты морского трубопровода

Расчет катодной защиты основан на допущении, что при рекомендуемом расположении анодов достигается равномерное распределение потенциалов на защищаемой поверхности.

Расчет защиты должен производиться для двух этапов ее эксплуатации – периода формирования на защищаемой поверхности катодного осадка (СКО) и эксплуатационного периода.

Основной расчетной величиной принята минимальная защитная плотность тока – $j_{\text{защ}}$.

Глубина моря в районе месторождения составляет 25–35 м. От платформы на сушу проложен подводный трубопровод длиной 47 км, выполненный из стальных бесшовных труб диаметром 273 мм и толщиной стенок 18,3 мм. Пластовая продукция – смесь нефти и попутного газа – транспортируется на нефтесборный пункт «Романово», где доводится до товарной кондиции. Трубопровод имеет два вида защиты: активную (протекторы или аноды норвежской фирмы «Jotun») и пассивную (трехслойное наружное покрытие из экструдированного полипропилена).

Таблица 7.1 – Удельная электропроводимость воды [21]

Соленость воды	Удельная электропроводимость, Ом/м					
	0 °С	5 °С	10 °С	15 °С	20 °С	25 °С
1	-	-	-	-	0,10	-
2	-	-	-	-	0,50	-
5	0,53	0,61	0,71	0,80	0,83	0,98
10	0,93	1,08	1,24	1,40	1,52	1,73
15	1,33	1,55	1,77	2,00	2,21	2,47
20	1,74	2,02	2,30	2,60	2,90	3,22
25	2,13	2,47	2,81	3,17	3,54	3,92
30	2,52	2,91	3,31	3,74	4,17	4,62
35	2,90	3,35	3,81	4,29	4,79	5,30

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Расчет катодной защиты морского трубопровода	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	73	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Исходные данные для расчета:

Расчет будем проводить для участка трубопровода, длиной 2000 м, диаметром 273 мм, толщиной стенки 18,3 мм. Считаем, что 1/3 площади контактирует с грунтом, а оставшаяся площадь с морской водой.

Площадь защищаемой поверхности в подводной зоне, $S = 1715,308 \text{ м}^2$; площадь, контактируемая с грунтом, $S_1 = 571,77 \text{ м}^2$; площадь, контактируемая с морской водой, $S_2 = 1143,538 \text{ м}^2$.

Протяженность трубопровода, $L = 2 \text{ км}$; $L_1 = 667 \text{ м}$; $L_2 = 1333 \text{ м}$;

Удельная катодная поляризуемость стали, $b = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$;

Соленость воды, $c = 35 \text{ ‰}$;

Удельная электропроводимость среды, $\gamma_{\text{воды}} = 3,35 \text{ Ом/м}$; $\gamma_{\text{грунта}} = 0,2 \text{ Ом/м}$; $\gamma_{\text{воды}} = 0,67 \text{ Ом/м}$ (табл.7.1);

Анод углеродистый типа ЭГТ:

Электрохимический эквивалент материала анода, $q = 0,5 \text{ кг/А} \cdot \text{год}$;

Масса анода, $M = 19,3 \text{ кг}$;

Длина анода, $l = 2,9 \text{ м}$;

Радиус анода, $r = 0,057 \text{ м}$;

Удаление анодов от сооружения, $h = 30 \text{ м}$;

Срок службы анодов, $T = 10 \text{ лет}$.

Аноды должны находиться не ближе 10 м от сооружения. Расстояние между анодами или анодными пакетами следует определять из условия, что зона эффективного действия их L' равна

$$L' = 2h = 2 \cdot 30 = 60 \text{ м.} \quad (1)$$

При расчете параметров катодной защиты определяются следующие величины:

1) Число точек расположения анодов или пакетов анодов:

$$N = \frac{L}{L'} = \frac{2000}{60} = 33. \quad (2)$$

2) Минимальная защитная плотность тока:

$$j_{\text{защ}} = \frac{\Delta V^{\text{мин}}}{b}, \quad (3)$$

					Расчет катодной защиты морского трубопровода	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчетная защитная плотность тока равна (с учетом утечки тока на подземную часть конструкций) 0,045 А/м².

3) Общий защитный ток на эксплуатационный период:

Для участка, который контактирует с грунтом:

$$J_{\Sigma 1} = j_{\text{защ}} \cdot S_1 = 0,045 \cdot 571,77 = 25,73 \text{ А}, \quad (4.1)$$

Для участка, который контактирует с морской водой:

$$J_{\Sigma 2} = j_{\text{защ}} \cdot S_1 = 0,045 \cdot 1143,538 = 51,46 \text{ А} \quad (4.2)$$

4) Номинальный ток анода:

$$J_a = \frac{M \cdot 0,8}{T \cdot q \cdot k_m} = \frac{19,3 \cdot 0,8}{8 \cdot 0,5 \cdot 1} = 3,86 \text{ А}, \quad (5)$$

где k_r – коэффициент, учитывающий фактическую продолжительность работы анодов в течение года. При непрерывной работе анодов в течение года $k_r = 1$.

5) Число анодов:

$$n_1 = \frac{J_{\Sigma 1}}{J_a} = \frac{25,73}{3,86} = 6,67 = 7, \quad (6.1)$$

$$n_2 = \frac{J_{\Sigma 2}}{J_a} = 13,33 = 14. \quad (6.2)$$

6) Число анодов в пакете:

$$n' = \frac{n}{N} = \frac{30}{33} = 0,9 = 1. \quad (7)$$

7) Сопротивление растеканию одиночного анода в случае удаления анода от сооружения на величину больше 5г.

Для участка, который контактирует с грунтом:

$$R_{0a1} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot l_1 \cdot \gamma_{\text{грунта}}} \cdot \left(\ln \frac{2l_1}{2} - 1 \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 667 \cdot 0,67} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 667}{2} - 1 \right) = 1,96 \cdot 10^{-3} \quad (8.1)$$

Для участка, который контактирует с морской водой:

$$R_{0a2} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot l_2 \cdot \gamma_{\text{вода}}} \cdot \left(\ln \frac{2l_2}{2} - 1 \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1333 \cdot 3,35} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 1333}{2} - 1 \right) = 2,2 \cdot 10^{-4} \quad (8.2)$$

8) Сопротивление растеканию пакета анодов

Участок, контактирующий с грунтом:

$$R_{\text{па1}} = \frac{n' \left(\ln \frac{l_1}{z} - 0,307 \right) + \ln \frac{z}{r} + B}{4 \cdot \pi \cdot \gamma_{\text{грунта}} \cdot n' \cdot l_1} = \frac{1 \cdot \left(\ln \frac{667}{0,05} - 0,307 \right) + \ln \frac{0,05}{0,057}}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,67 \cdot 1 \cdot 667} = 1,7 \cdot 10^{-3} \quad (10.1)$$

Для участка, который контактирует с морской водой:

					Расчет катодной защиты морского трубопровода	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$R_{\text{па2}} = \frac{n' \left(\ln \frac{l_2}{z} - 0,307 \right) + \ln \frac{z}{r} + B}{4 \cdot \pi \cdot \gamma_{\text{вода}} \cdot n' \cdot l_2} = \frac{1 \cdot \left(\ln \frac{1333}{0,05} - 0,307 \right) + \ln \frac{0,05}{0,057}}{4 \cdot 3,14 \cdot 3,35 \cdot 1 \cdot 1333} = 1,8 \cdot 10^{-4} \quad (10.2)$$

где z – расстояние между анодами в пакете, м;

$B=0$ – коэффициент, определяемый в зависимости от n' .

9) Защитная плотность тока в период формирования СКО:

$$j_{\text{защ}}^{\text{СКО}} = \frac{\Delta V^{\text{СКО}}}{b}, \quad (11)$$

где $\Delta V^{\text{СКО}}$ – сдвиг потенциала, обеспечивающий формирование СКО; $\Delta V^{\text{СКО}} = 0,15$ В, $j_{\text{защ}}^{\text{СКО}} = 0,15$ А/м².

10) Сила тока, стекающего с анода в период формирования СКО

На участке, контактируемом с грунтом:

$$J_{a1}^{\text{СКО}} = \frac{j_{\text{защ}}^{\text{СКО}} \cdot S_1}{n} = \frac{0,15 \cdot 571,77}{7} = 12,25 \text{ А}, \quad (12.1)$$

На участке, контактируемым с морской водой:

$$J_{a1}^{\text{СКО}} = \frac{j_{\text{защ}}^{\text{СКО}} \cdot S_2}{n} = \frac{0,15 \cdot 1143,538}{14} = 12,25 \text{ А}. \quad (12.2)$$

11) Напряжение на выходе катодной станции в эксплуатационный период:

$$u_{\text{ст1}} = J_a \cdot n \cdot \left[\frac{R_{0a1} + R_{\text{ПК}}}{n} \right] = 3,86 \cdot 7 \cdot \left[\frac{1,7 \cdot 10^{-3} + 154}{7} \right] = 594,44 \text{ В}, \quad (13.1)$$

$$u_{\text{ст2}} = J_a \cdot n \cdot \left[\frac{R_{0a2} + R_{\text{ПК}}}{n} \right] = 3,86 \cdot 14 \cdot \left[\frac{1,8 \cdot 10^{-4} + 154}{14} \right] = 594,44 \text{ В}, \quad (13.2)$$

где $R_{\text{ПК}}$ – сопротивление подводящего кабеля, Ом. Кабель КНРП – одножильный с сечением жилы 120 мм².

12) Напряжение на выходе катодной станции в период формирования СКО:

$$u_{\text{ст}}^{\text{нач}} = u_{\text{ст}} \cdot \frac{J_a^{\text{СКО}}}{J_a} = 594,44 \cdot \frac{12,25}{3,86} = 1886,5 \text{ В}. \quad (14)$$

13) Сила тока катодной станции в эксплуатационный период

На участке, контактируемом с грунтом

$$J_{\text{ст1}} = n_1 \cdot J_a = 7 \cdot 3,86 = 27 \text{ А}, \quad (15.1)$$

На участке, контактируемом с морской водой

$$J_{\text{ст2}} = n_2 \cdot J_a = 14 \cdot 3,86 = 54 \text{ А} \quad (15.2)$$

14) Сила тока катодной станции в период формирования СКО

					Расчет катодной защиты морского трубопровода	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

На участке, контактируемом с грунтом

$$J_{ст1}^{нач} = n_1 \cdot J_a^{CKO} = 7 \cdot 12,25 = 85,75 \text{ А}, \quad (16.1)$$

На участке, контактируемом с морской водой

$$J_{ст2}^{нач} = n_2 \cdot J_a^{CKO} = 14 \cdot 12,25 = 171,5 \text{ А}. \quad (16.2)$$

15) Мощность катодной станции в эксплуатационный период

На участке, контактируемом с грунтом

$$P_{ст1} = J_{ст1} \cdot u_{ст1} = 27 \cdot 594,44 = 16049,88 \text{ Вт} \quad (17.1)$$

На участке, контактируемом с морской водой

$$P_{ст2} = J_{ст2} \cdot u_{ст2} = 54 \cdot 594,44 = 32100 \text{ Вт} \quad (17.2)$$

16) Мощность катодной станции в начальный период

На участке, контактируемом с грунтом

$$P_{ст1}^{нач} = J_{ст1}^{нач} \cdot u_{ст1}^{нач} = 85,75 \cdot 1886,5 = 161767 \text{ Вт} = 161,77 \text{ кВт}, \quad (18.1)$$

На участке, контактируемом с морской водой

$$P_{ст2}^{нач} = J_{ст2}^{нач} \cdot u_{ст2}^{нач} = 171,5 \cdot 1886,5 = 323534,75 \text{ Вт} = 323,53 \text{ кВт}. \quad (18.2)$$

По величинам $J_{ст}$ и $P_{ст}$ выбирается катодная станция.

В случае, если расчетное напряжение катодной станции превышает номинальное значение напряжения выбранной станции, необходимо увеличить число анодов, уменьшив тем самым ток $J_a = \frac{J_{\Sigma}}{n}$ и увеличив срок их службы.

В начальный период эксплуатации защиты, когда требуются дополнительные мощности, необходимые для формирования СКО ($J_{ст}^{нач}$, $P_{ст}^{нач}$, $u_{ст}^{нач}$), к системе должны подключаться резервные станции или система защиты должна расчленяться на отдельные участки, которые следует вводить в работу поэтапно. При этом должен обеспечиваться ток анодов, равный J_a^{CKO} .

					Расчет катодной защиты морского трубопровода	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

8 Расчет протекторной защиты

Расчет протекторной защиты должен сводиться к определению числа одиночных протекторов или протекторов пакетов.

Для расчета протекторной защиты будем проводить для участка трубопровода, длиной 2000 м, диаметром 273 мм, толщиной стенки 18,3 мм. Считаем, что 1/3 площади контактирует с грунтом, а оставшаяся площадь с морской водой.

Площадь защищаемой поверхности в подводной зоне, $S = 1715,308 \text{ м}^2$; площадь, контактируемая с грунтом, $S_1 = 571,77 \text{ м}^2$; площадь, контактируемая с морской водой, $S_2 = 1143,538 \text{ м}^2$.

Исходные данные:

Протяженность трубопровода, $L = 2 \text{ км}$; $L_1 = 667 \text{ м}$; $L_2 = 1333 \text{ м}$;

Удельная электропроводимость среды, $\gamma_{\text{воды}} = 3,35 \text{ Ом/м}$; $\gamma_{\text{грунта}} = 0,2 \text{ Ом/м}$; $\gamma_{\text{воды}} = 0,67 \text{ Ом/м}$ (табл.7.1);

Протектор типа П-ПОА-60 с характеристиками:

длина, $l = 0,9 \text{ м}$;

диаметр, $D = 0,17 \text{ м}$;

масса, $M_{\text{п}} = 60 \text{ кг}$;

марка сплава – АП.2.

Рабочий потенциал по НВЭ, $V_{\text{н}}$ минус 0,6 В;

токоотдача сплава, $\alpha = 2070 \text{ А} \cdot \text{год/кг}$.

Кабель КНРП – одножильный с сечением жилы 120 мм^2 ;

Линейное сопротивление токопровода, $\rho = 0,00015 \text{ Ом/м}$;

Длина токопровода, $l_{\text{т}} = 15 \text{ м}$.

Расчет системы защиты сводится к определению следующих величин:

1) Сопротивление соединительного токопровода:

$$R_{\text{т}} = \rho \cdot l_{\text{т}} = 0,00015 \cdot 15 = 0,002 \text{ Ом.} \quad (19)$$

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Расчет протекторной защиты	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	78	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

2) Ток одиночного протектора:

$$R_{\Pi} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Pi} \cdot \gamma} \left(\ln \frac{4 \cdot l_{\Pi}}{D} - 1 \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,9 \cdot 3,35} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot 0,9}{0,17} - 1 \right) = 0,12 \text{ Ом} \quad (20.1)$$

$$R_{\Pi} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Pi} \cdot \gamma} \left(\ln \frac{4 \cdot l_{\Pi}}{D} - 1 \right) = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,9 \cdot 0,67} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot 0,9}{0,17} - 1 \right) = 0,54 \text{ Ом}$$

$$\text{при подвеске } J_{\Pi} = \frac{V_{\text{ст}} - V_{\Pi}}{R_{\Pi} + R_{\Gamma}} = \frac{-0,35 + 0,6}{0,12 + 0,002} = 2,05 \text{ А,}$$

где $V_{\text{ст}}$ – стационарный потенциал по НВЭ, для морской воды $V_{\text{ст}} = 0,35 \text{ В}$.

3) Суммарный защитный ток сооружения:

$$J_{\Sigma 1} = j_{\text{защ}} \cdot S_1 = 0,05 \cdot 571,77 = 28,59 \text{ А,} \quad (21.1)$$

$$J_{\Sigma 2} = j_{\text{защ}} \cdot S_2 = 0,05 \cdot 1143,538 = 57,18 \text{ А,} \quad (21.2)$$

где $j_{\text{защ}}$ принимается равной $0,05 \text{ А/м}^2$.

4) Необходимое количество протекторов:

$$n_{\Pi 1} = \frac{J_{\Sigma 1}}{J_{\Pi}} = \frac{28,59}{2,05} = 13,9 = 14, \quad (22.1)$$

$$n_{\Pi 2} = \frac{J_{\Sigma 2}}{J_{\Pi}} = \frac{57,18}{2,05} = 28. \quad (22.2)$$

5) Зона действия протектора в случае, когда он устанавливается на дне в удалении от сооружения:

$$L'_{\Pi} = 2 \cdot h_{\Pi} = 2 \cdot 15 = 30 \text{ м,} \quad (23)$$

где h_{Π} – расстояние от протектора до защищаемой поверхности, м.

б) Число пакетов протекторов:

$$N_{\Pi 1} = \frac{L_1}{L'_{\Pi}} = \frac{667}{30} = 22, \quad (24.1)$$

$$N_{\Pi 2} = \frac{L_2}{L'_{\Pi}} = \frac{1333}{30} = 44. \quad (24.2)$$

7) Число протекторов в пакете:

$$n'_{\Pi 1} = \frac{n_{\Pi 1}}{N_{\Pi 1}} = \frac{14}{22} = 0,6, \quad (25.1)$$

$$n'_{\Pi 2} = \frac{n_{\Pi 2}}{N_{\Pi 2}} = \frac{28}{44} = 0,6. \quad (25.2)$$

8) Ресурс годности протектора (в годах):

$$T = \frac{\alpha \cdot M_{\Pi}}{8760 \cdot J_{\Pi}} = \frac{2070 \cdot 60}{8760 \cdot 2,05} = 6,9 = 7 \text{ лет.} \quad (26)$$

					Расчет протекторной защиты	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

9 Производственная безопасность

При проектировании и строительстве надежность и безопасность магистральных трубопроводов обеспечиваются по повышенным требованиям, по отношению к проложенным на суше. Это вызвано особыми (морскими) условиями, такими как, достаточно агрессивная морская среда, подводное расположение, повышенная протяженность без промежуточных компрессорных станций, воздействия морского волнения, ветра и течений, сейсмичность, сложный рельеф дна, ограниченные возможности подготовки и контроля трассы, затрудненность или невозможность реализации стандартного для магистральных трубопроводов регламента обслуживания и ремонтов.

Эффективная и надежная работа магистральных трубопроводов зависит от характеристик надежности, закладываемых на стадии проектирования и строительства и поддерживающихся на стадии эксплуатации, производя своевременное техническое обслуживание и ремонт.

В данном разделе работы анализируется влияние на человека и окружающую среду применяемого оборудования, энергии, продукции и сырья, а также техника безопасности при работе с определенным оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях. Объектом исследования является трубопровод, который проложен в водной среде.

9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В процессе трудовой деятельности на работающего человека могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы.

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Производственная безопасность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	80	121
Консульт.		Грязнова Е.Н.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав.каф.		Бурков П.В.						

Опасными производственными факторами называются факторы, воздействие которых на рабочего приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, которые могут быть причиной острого заболевания, резкого ухудшения здоровья и смерти.

Согласно ГОСТ 12.0.003-15 опасные и вредные факторы по природе действия подразделяются на химические, физические, биологические и психофизиологические. В данном случае биологический фактор можно исключить. К химическому фактору относят воздействия на организм человека токсических веществ через органы дыхания [38].

					Производственная безопасность	Лист
						80
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Таблица 9.1. –Опасные и вредные факторы при выполнении ремонтных работ по замене поврежденного участка трубопровода [38].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Подготовительные работы: 1. Обследование трубопровода внутритрубными магнитными и/или ультразвуковыми дефектоскопам; 2. Земляные работы; 3. Удаление грунта засыпки; 4. Организация связи ремонтной бригады; 5. Выравнивание трубопровода; 6. Снятие изоляции и бетонного покрытия.		1. Механические травмы при основных видах работ	ГОСТ 12.4.011-89[66] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[51] ПОТ РО 14000-002-98[67]
	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89[66] ГОСТ 12.0.002-2014[68]
	2. Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014[51] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ[69] СниП П-12-77[52]
	3. Воздействие на организм недостаточной освещённости рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[40] СП 52.13330.2011[70]
	4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96[60] СНиП 2.04.05-86[71]
	5. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ[73] СН 2.2.4/2.1.8.566-96[61]

Продолжение таблицы 9.1

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Основные работы: 1. Сварочно-монтажные работы; 2. Гидроиспытание трубопровода;	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89[66] ГОСТ 12.0.002-2014[68]
	2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[53]
	3. Воздействие на организм недостаточной освещённости рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[40] СП 52.13330.2011[70]
		1. Ожоги при сварке	ГОСТ 12.1.038-82 [72] ГОСТ 12.4.011-89[66] ГОСТ 5264-80[65]
		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.019-79[74] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [56] ГОСТ 12.1.038-82[72] ГОСТ 12.4.011-89[66]
		3. Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[62] ГОСТ 12.1.011-78[75]

Продолжение таблицы 9.1

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Изоляционно-укладочные работы: 1. Укладка трубопровода на грунт и защита от внешнего воздействия	1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне		ГОСТ 12.4.011-89 [66] ГОСТ 12.0.002-2014[68]
	2. Повышенный уровень шума		ГОСТ 12.1.003-2014[51] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ[69] СниП П-12-77[52]
	3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды		ГОСТ 12.1.005-88[53]
	4. Превышение уровня вибрации		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ[73] СН 2.2.4/2.1.8.566-96[61]
		1. Механические травмы;	ГОСТ 12.4.011-89[66] ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[51]
		2. Поражение электрическим током;	ГОСТ 12.1.019-79[74] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ[56] ГОСТ 12.1.038-82[72] ГОСТ 12.4.011-89[66]
		3. Пожаро-и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91[62] ГОСТ 12.1.011-78[75]

9.1.1 Вредные производственные факторы

1. Повышенное барометрическое давление в рабочей зоне

Любые эксплуатационные работы на морском трубопроводе проводятся на глубине, поэтому одним из важных вредных факторов является повышенное давление. При стандартных атмосферных условиях барометрическое давление на уровне моря составляет 101,3 кПа.

					Производственная безопасность	Лист
						83
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Естественная гипербария – компрессия тела при погружении под воду. При погружении под воду на каждые 10 м на человека действует дополнительно 1 атмосфера [50].

Выделяют три периода (стадии) развития гипербарии:

1. Период шлюзования или погружения (период перехода от нормального давления к повышенному). При погружении под воду уже на глубину 20–40 м сдавливаются поверхностные сосуды, грудная клетка, лёгкие, увеличивается кровенаполнение внутренних органов, сопровождающееся перерастяжением стенок их сосудов, вплоть до разрыва, вдавливанием барабанных перепонки.

2. Период сатурации (период постоянного повышенного насыщения жидкостей и тканей газами в результате увеличения их растворимости). Усиливается развитие баротравмы лёгких и воздушной эмболии. Токсическое действие азота и кислорода проявляются развитием головной боли, головокружений, нарушений сердечно-сосудистой системы, повреждением эпителия дыхательных путей.

3. Период десатурации или вышлюзования (период подъёма, или декомпрессии, характеризующийся образованием и увеличением газовых, особенно азотных, пузырьков во внеклеточных и внутриклеточных жидкостях). Развивается при переходе организма из области повышенного давления к нормальному атмосферному давлению [50].

При повышении давления выше критического происходит разрушение сосуда, то есть возможен его взрыв. Это может привести к тяжёлым последствиям, которые выражаются как материальные затраты, так и возможные травмы со стороны работающего персонала.

Чтобы предотвратить такое явление, нужно производить контроль за давлением. Замеры давления производятся в заранее намеченных точках, которые определяются эксплуатационной организацией, учитывая опыт эксплуатации.

Измерения давления следует производить одновременно во всех точках, предусмотренных схемой замеров. Продолжительность проведения работ не должна превышать 1 ч. Результаты измерений давления заносят в специальный журнал [50].

					Производственная безопасность	Лист
						84
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

2. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шумом является беспорядочное сочетание различных по уровню и частоте звуков. Шум на производстве создают различные механизмы и машины. Шум также может возникать при работе электромагнитных устройств, при истечении воздуха и газов, а также при движении воды и жидкости [51].

С физиологической точки зрения шумом является всякий нежелательный, неприятный для восприятия человека шум. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм человека происходят нежелательные явления:

- снижается острота зрения, слуха;
- повышается кровяное давление;
- понижается внимание.

Сильный продолжительный шум может быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем, что приводит к заболеваниям сердца и повышенной нервозности.

- Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.
- Длительное действие шума более 85 дБ в соответствии с нормативными документами и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления [51].

Средства коллективной защиты разрабатываются согласно СНиП П-12-77: снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств), глушители.

Средства индивидуальной защиты: ушные вкладыши, противошумный шлем, наушники [52].

3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

При ремонте перехода газопровода через водную преграду основным опасным производственным фактором является химический – испарение, утечка вредных веществ при выбросе газа, например, метана, одоранта, газоконденсата.

Для безопасности рабочего по санитарным нормам содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно допустимой концентрации (ПДК). Для нефти

					Производственная безопасность	Лист
						85
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

данный параметр составляет 300 мг/м³. Концентрация паров углеводородов в воздухе рабочей зоны при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, допускается не выше предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ м³. Предельно допустимая концентрация (ПДК) содержания метана (СН₄) в воздухе рабочей зоны -7000 мг/м² [53].

Анализ воздушной среды проводится газоанализатором с периодичностью: при проведении газоопасных работ не реже чем через каждые 60 мин; при проведении огневых работ не реже чем через каждые 30 мин. Анализ воздушной среды проводится также перед началом работ, после окончания работ, после каждого перерыва в работе и по первому требованию работников [54].

При производстве таких видов работ, имеют место случаи получения тяжелых травм. Как правило, это связано с не соблюдением правил техники безопасности рабочих при производстве работ [53].

В качестве коллективного средства защиты используются вентиляционные установки, автоматический контроль, сигнализация. В качестве индивидуальных средств защиты применяют респираторы и марлевые повязки [53].

4. Воздействие на организм недостаточной освещенности рабочей зоны

Режим работ запланирован круглосуточный, поэтому необходимо разработать мероприятия по обеспечению нормальной освещенности рабочей зоны. Для освещения места работ должны применяться только светильники во взрывозащищенном исполнении. Количество светильников должно обеспечивать равномерное достаточное освещение места производства работ. Переносные ручные электрические светильники должны питаться от сети напряжением не выше 42 В [40].

Аварийное освещение предусматривается на случай отключения рабочего для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае должна составлять не менее 2лк, во втором – не менее 0,5лк.

Средства подводного освещения (СПО) должны сочетать простоту конструкции, минимально возможные габариты и массу с обеспечением необходимого доступа для осмотра и замены отдельных узлов в процессе эксплуатации. Конструкция СПО должна быть герметичной, прочной и рассчитанной на гидростатическое давле-

					Производственная безопасность	Лист
						86
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

ние, соответствующее предельной глубине погружения с коэффициентом запаса, равным 1,5. Конструкция узлов крепления светооптической части СПО должна обеспечивать ее фиксированную установку в рабочем положении. Предельные температуры нагрева отдельных частей или деталей средств подводного освещения должны соответствовать требованиям ТУ на изделия. Для защиты стационарных СПО от механических повреждений должны быть предусмотрены защитные ограждения: сетки, выгородки и другие устройства. Изоляция токоведущих частей СПО должна выдерживать без пробоя и поверхностного перекрытия в нормальных климатических условиях действие испытательного напряжения переменного тока синусоидальной формы частотой 50 Гц, равного 500 В. Сетевые СПО не должны иметь резонансных частот в диапазоне 35—60 Гц [55].

5. Отклонение показателей микроклимата на рабочем судне

Нормирование метеоусловий на судах производится в соответствии с "Санитарными правилами для морских судов промыслового флота".

Метеоусловия в судовых помещениях характеризуются определёнными сочетаниями параметров: температуры воздуха, относительной влажности, скорости движения воздуха. В данной работе рассматриваются суда I категории, которые совершают рейсы продолжительностью более 5 суток, а также суда неограниченного района плавания [60].

Оптимальными микроклиматическими условиями являются такие сочетания количественных параметров микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционального и теплового состояния организма без напряжения механизмов терморегуляции (таблица 9.2). Они обеспечивают ощущение теплового комфорта и создают предпосылки для высокого уровня работоспособности.

Допустимыми условиями являются такие сочетания количественных параметров микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать преходящие и быстро нормализующиеся изменения функционального и теплового состояния организма, сопровождающиеся напряжением механизмов терморегуляции, не выходящим за пределы физиологических приспособ-

					Производственная безопасность	Лист
						87
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

бительных возможностей. При этом не возникает повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут наблюдаться ухудшение самочувствия и снижение работоспособности [60].

Таблица 9.2 – Параметры микроклимата для судна I категории [60]

Параметр	Величина параметра	
	Оптимальная	Допустимая
Температура воздуха, °С	16 – 18	13 – 19
Относительная влажность, %	40 – 60	Не более 75
Скорость движения воздуха, м/с	Не более 0,3	Не более 0,5

6. Превышение уровня вибрации

Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации – это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений. Соблюдение ПДУ вибрации не исключает нарушение здоровья у сверхчувствительных лиц [61].

По способу передачи на человека различают:

- общую вибрацию, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека;
- локальную вибрацию, передающуюся через руки человека.

По частотному составу вибрации выделяют:

- низкочастотные вибрации (с преобладанием максимальных уровней в октавных полосах частот 1 - 4 Гц для общих вибраций, 8 - 16 Гц - для локальных вибраций);
- среднечастотные вибрации (8 - 16 Гц - для общих вибраций, 31,5 - 63 Гц - для локальных вибраций);
- высокочастотные вибрации (31,5 - 63 Гц - для общих вибраций, 125 - 1000 Гц - для локальных вибраций) [61].

Нормируемый диапазон частот устанавливается:

					Производственная безопасность	Лист
						88
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

- для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;
- для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полосах со среднегеометрическими частотами 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,6; 80,0 Гц [61].

9.1.2 Опасные производственные факторы

1. Механические травмы при основных видах работ

При проведении земляных, погрузочно-разгрузочных работ возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с высокогабаритной техникой. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности и соблюдать все требования к машинам, указанных в ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации [39].

К использованию допускаются машины в работоспособном состоянии. Перечень неисправностей и предельных состояний, при котором запрещается эксплуатация машин, определяется эксплуатационной документацией.

При выборе типа машин для производства работ необходимо, чтобы техническая характеристика машины соответствовала параметрам технологического процесса и условиям работ.

Использование машин следует осуществлять, если температура окружающего воздуха, скорость ветра и влажность соответствуют значениям, указанным в эксплуатационной документации на машину [39].

До начала работ с использованием машин необходимо определить рабочую зону машины, границы опасной зоны, средства связи машиниста с рабочими, обслуживающими машину, и машинистами других машин.

При использовании машин в режимах, установленных эксплуатационной документацией, уровни шума, вибрации, запыленности, загазованности не должны пре-

					Производственная безопасность	Лист
						89
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

вышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003-2014, ГОСТ 12.1.012-2004, ГОСТ 12.1.005-88 [51], [73], [53].

2. Ожоги при сварке

При сооружении подводных переходов магистральных трубопроводов широкое применение получила ручная электродуговая сварка. Электрическая дуга, горящая под водой, находится в газовом пузыре, возникающем из-за испарения и разложения воды. Для устойчивого горения дуги на электрод наносят толстый слой покрытия. При горении дуги выступающий слой покрытия образует козырек, способствующий удержанию газового пузыря вокруг дуги и устойчивому ее горению. Сварку под водой выполняют на постоянном и переменном токе. С увеличением глубины и давления окружающей среды устойчивость дуги не нарушается, возрастает только напряжение и увеличивается ток [56].

В качестве источников питания используют однопостовые и многопостовые сварочные агрегаты, сварочные преобразователи и трансформаторы, имеющие напряжение холостого хода 70-110 В (таблица 9.3).

Поражение электрической дугой возможно в следующих случаях:

- При прикосновении человека, который не изолирован от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, которые находятся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- При однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

					Производственная безопасность	Лист
						90
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Таблица 9.3 – Режим ручной подводной сварки [65].

Марка электрода	Диаметр электрода, мм		Сила тока, А
ЭП-35	4-5		220-240
УОНИ-13/45П ЭПС-5			200-220, 160-220, 250-270
ЭПО-55			240-260, 200-275
ЭПС-52			160-200, 200-250

Меры безопасности при сварке:

- Электродуговая сварка происходит при очень высокой температуре, поэтому, во избежание ожогов, не прикасаться к неостывшим деталям голыми руками.
- Одежда во время работы обязательно должна быть сухой, иначе может произойти поражение электрическим током.
- Для защиты глаз используют только специальной маской с фильтрующими стеклами.
- Никогда не производить сварку рядом с местами хранения горючих веществ [56].

3. Поражение электрическим током

Особое место на предприятиях занимают несчастные случаи в результате поражения электрическим током. Наиболее частыми причинами электротравматизма на производстве являются:

- неисправное электрооборудование (провода, рубильники, двигатели);
- отсутствие или недостаточность защитного заземления;
- прикосновение к металлическим конструкциям и частям оборудования, находящимся под током вследствие соприкосновения их с оголенными проводами, а также к самим оголенным проводам;
- отсутствие индивидуальных и коллективных средств защиты. Основными факторами, определяющими опасность поражения электрическим током и исход

					Производственная безопасность	Лист
						91
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

поражения, являются: а) сила тока; б) продолжительность воздействия тока; в) частота тока; г) пути прохождения тока через организм; д) состояние организма [56].

При относительно слабом термическом воздействии будет повреждаться только верхний слой кожи (эпидермис) на глубину около 1 мм (ожог I степени – покраснение кожи). Увеличение плотности теплового потока или длительности излучения приводит к воздействию на нижний слой кожи – дерму (ожог II степени – появление волдырей) и подкожный слой (ожог III степени). Здоровые взрослые люди и подростки выживают, если ожоги II и III степени охватывают менее 20% поверхности тела. Выживаемость пострадавших даже при интенсивной медицинской помощи резко снижается, если ожоги II и III степени составляют 50% и более от поверхности тела [56].

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная и индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой

[56].

4. Пожаро-и взрывоопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями [62].

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;

					Производственная безопасность	Лист
						92
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно [62].

Объекты должны иметь системы пожарной безопасности, направленные на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений на требуемом уровне.

Требуемый уровень обеспечения пожарной безопасности людей с помощью указанных систем должен быть не менее 0,999999 предотвращения воздействия опасных факторов в год в расчете на каждого человека. Допустимый уровень пожарной опасности для людей должен быть не более 10^{-6} воздействия опасных факторов пожара, превышающих предельно допустимые значения, в год в расчете на каждого человека [62].

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются: пламя и искры; повышенная температура окружающей среды; токсичные продукты горения и термического разложения; дым; пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества [62].

					Производственная безопасность	Лист
						93
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Средства пожаротушения: огнетушители, ящики с песком, войлок (кошма), пожарные рукава, асбестовое полотно.

Для извещения о пожаре должна предусматриваться:

- а) автоматическая или кнопочная электрическая пожарная сигнализация;
- б) телефонная связь [64].

9.2 Экологическая безопасность на магистральных трубопроводах

Морские трубопроводные системы – сложнейшие технические объекты, работающие в трудных природных условиях. Они являются эффективными средствами транспорта при освоении нефтегазовых ресурсов континентального шельфа морей и океанов. Сооружение и эксплуатация морских трубопроводов имеет воздействие на окружающую среду, которая представлена в таблице 9.2.1.

					<i>Производственная безопасность</i>	Лист
						94
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Таблица 9.2.1 – Воздействие магистрального трубопровода на окружающую среду [63]

Воздействие	Источник воздействия	Мероприятия по снижению воздействия			
Воздействие на морскую воду	<ul style="list-style-type: none"> – забор морской воды для производственных и хозяйственно-бытовых целей (все типы судов); – сброс нормативно-очищенных хозяйственно-бытовых и технических вод (все типы судов); – дноуглубительные работы при разработке траншеи для прокладки трубопровода; – укладка трубопроводов на дно; – забор и сброс морской воды для гидравлических испытаний трубопроводов 	<ul style="list-style-type: none"> – Контроль за сбросом сточных вод и удалением мусора за борт на судах; – Использование установок очистки сточных вод, соответствующих требованиям Российского морского регистра судоходства; – Забор воды на гидравлические испытания в минимально необходимых объемах и минимальные сроки. – При проведении гидравлических испытаний постоянно контролируют показатели: объемы и давление закачиваемой воды, скорость движения, объемы используемых химикатов; – Проведение регулярных наблюдений (по программе производственного контроля и экологического мониторинга) прибрежной территории, состояния вод и морского дна по трассе трубопроводов. 			
Воздействие на атмосферный воздух	<ul style="list-style-type: none"> – Маневрирование установочных и вспомогательных судов; – работа морской землечерпалки траншекопателя; – работа дизель-генераторов судов для обеспечения электроэнергией оборудования; – работа двигателей вертолета; – работа плазменных аппаратов для резки сталей, сварочных постов, шлифовальных станков 	<ul style="list-style-type: none"> – применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ; – использовать только исправную технику, прошедшую контроль токсичности отработанных газов; – осмотр и регулировка топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива; – осуществление выбросов дизельных двигателей через патрубки, установленные выше уровня верхней палубы; – запрещение работы оборудования на форсированном режиме; – запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу [63]. 			
		<i>Производственная безопасность</i>	Лист		
Изм	Лист		№ документ	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 9.2.1

Воздействие	Источник воздействия	Мероприятия по снижению воздействия
Воздействие на геологическую среду (изменение рельефа дна)	<ul style="list-style-type: none"> – строительство траншей для прокладки трубопроводов; – установка концевого манифольда подводного трубопровода; – активизация экзогенных геологических процессов; – нарушение гидро- и литодинамических условий морского дна 	<ul style="list-style-type: none"> – Для наблюдения за литодинамическими процессами вдоль трассы трубопровода организуются литомониторинг; – требование к защите подводных конструкций от тралового воздействия является обязательным для конструкций, расположенных за пределами запретной зоны технологического судна; – защита подводного трубопровода от коррозии, в условиях взаимодействия с морской водой и почвенной средой морского дна, обеспечивается сочетанием окраски/покрытия и катодной защиты с учетом особенностей примененных конструкционных материалов.
Воздействие на жизнедеятельность микроорганизмов	<ul style="list-style-type: none"> – забор воды для гидроиспытания трубопровода; – уничтожение бентоса при оседании на дно взвеси и при укладке на морское дно трубопровода; – полная либо частичная трансформация местообитаний; – проявление «фактора беспокойства» – эффект присутствия судов и самого человека, шум работающей техники (для морских млекопитающих и птиц); – непосредственное воздействие на животных, в том числе нерегламентированная добыча животных (браконьерство); 	<ul style="list-style-type: none"> – незначительная площадь нерестилиц некоторых промысловых видов рыб в прибрежной зоне строительства трубопровода; – проведение работ в период, когда нерест у рыб практически завершен; – отсутствие гнездовых колоний птиц на морском побережье на участке проведения работ; – использование сертифицированного оборудования, технические характеристики которого обеспечивают соблюдение нормируемых уровней звукового давления и вибраций при его функционировании; – использование виброизолирующих опор, упругих прокладок, специальных ограждений, глушителей, шумоизолирующих корпусов, защитных кожухов на двигателях и конструктивных разрывов между работающим оборудованием; – минимальное использование на судах подруливающих устройств;

Продолжение таблицы 9.2.1

Воздействие	Источник воздействия	Мероприятия по снижению воздействия
Воздействие на жизнедеятельность микроорганизмов	– нарушение трофических, топических и иных связей в зооценозах.	– для всех производственных установок и систем разрабатываются планы проверок по обеспечению соблюдения природоохранных требований; – до начала строительных работ организуется экологическое обучение и инструктаж обслуживающего персонала.

9.2.1 Изменение состояния окружающей среды под воздействием трубопровода

Строительство, эксплуатация морских трубопроводов, а также попадания нефтепродуктов в морские воды может сильно повлиять на организмы, которые там обитают. При строительстве трубопроводов изменяется рельеф дна, следовательно, это влияет на живые организмы, обитающие в воде. Воздействие на морскую среду связано с временным перемещением донного грунта, с повышением мутности и осаждением изъятых грунтов на дно, также при укладке трубопровода на дно происходит взмучивание. Нарушение донных отложений при строительстве траншей для прокладки трубопроводов [63].

Активизация экзогенных геологических процессов приводит к изменению существующего подводного рельефа и нарушению его устойчивости. Нарушение гидро- и литодинамических условий морского дна, что влечет за собой появление областей размыва и аккумуляции вблизи них.

Гибель планктонных организмов в образующемся в толще воды облаке взвеси и при заборе воды для гидроиспытания трубопровода. Уничтожение бентоса при оседании на дно взвеси, а также при укладке непосредственно на морское дно трубо-

					Производственная безопасность	Лист
						97
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

провода, полная либо частичная трансформация местообитаний. Также происходит нарушение трофических, топических и иных связей в зооценозах [63].

Косвенное воздействие связано с различными изменениями абиотических и биотических компонентов среды обитания животных, что в конечном итоге влияет на их распределение, численность и условия воспроизводства. Ведущие формы косвенного воздействия – изъятие и трансформация местообитаний, сокращение площади кормовых угодий, загрязнение окружающей среды, шумовое воздействие судов, нарушение привычных путей ежедневных и сезонных перемещений морских млекопитающих, птиц и рыб, а также само присутствие человека.

Определённое увеличение фонового шума при эксплуатации трубопровода может снизить способность рыб и морских млекопитающих определять звуки и сигналы, которыми они обмениваются между собой и которые им необходимы для биоиндикации. Основным видом реакции на такие шумы обычно бывает избегание животными и рыбами привычных мест обитания на тот или иной срок [63].

9.3 Чрезвычайные ситуации на магистральных трубопроводах

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [59].

По источнику возникновения (происхождению) ЧС делятся на пять групп:

- Природные;
- Техногенные;
- Биолого-социальные;
- Террористические;
- Военные.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;

					Производственная безопасность	Лист
						98
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия [59].

Чрезвычайные ситуации на магистральных трубопроводах – это пожары, взрывы и аварийные разливы нефти.

9.3.1 Пожары и взрывы на магистральном трубопроводе

Пожаром называется неконтролируемое горение. Опасные факторы пожара: высокая температура, выброс в воздух ядовитых продуктов горения, выгорание в зоне пожара кислорода, разрушение зданий и сооружений, разрушение технологического оборудования [59].

Взрывом является воспламенение газовой смеси, распространяющейся с огромной скоростью и сопровождающееся большим выбросом энергии [44].

Источниками воспламенения:

- замыкание электрических цепей при неисправном электрооборудовании,
- искры от электродуговой сварки,
- искры от выхлопа двигателей внутреннего сгорания,
- искры от механической обработки металла,
- искры от статического электричества.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ [44].

Мероприятия по предотвращению пожара:

- Работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности.
- Персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности.

					<i>Производственная безопасность</i>	Лист
						99
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

- Проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне
- Работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты.
- Электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено.
- Рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения [45].

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации, системы противодымной защиты, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны соответствовать проекту и находиться в исправном состоянии.

Установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта [46].

9.3.2 Аварийные разливы нефти как чрезвычайные ситуации

На морских нефтепроводах к чрезвычайным ситуациям относят аварийные разливы нефти. Аварией на магистральном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом людей;
- травмированием людей с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти или взрывом её паров;
- загрязнением рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды;
- утечками нефти объемом 10 м³ и более [58].

Категории чрезвычайных ситуаций зависят от объема и площади разлива нефтепродуктов:

					<i>Производственная безопасность</i>	Лист
						100
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

- Локального значения (разливы достигают 500 т от нижнего уровня разлива);
- Регионального значения (разливы, которые находятся от 500 до 5000 т);
- Федерального значения (свыше 5000 т).

Для ликвидации аварий на подводном переходе магистрального трубопровода (ППМТ), с разгерметизацией нефтепровода и выходом нефти, необходимо:

- остановить перекачку нефти;
- закрыть береговые задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода;
- установить ограждения, препятствующие распространению нефти в водном объекте и организовать сбор разлившейся нефти;
- определить место и характер повреждения подводный переход магистрального нефтепровода;
- определить объемы ожидаемой утечки;
- организовать доставку людей и технических средств к месту аварии;
- организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка ППМТ одним из способов, указанных ПЛА;
- испытать отремонтированный участок нефтепровода [58].

9.4 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности [47].

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями. Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства [48].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

					<i>Производственная безопасность</i>	Лист
						101
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения,
- бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение суммы. Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [49].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7).

Все разновидности компенсаций не облагаются налогами. В то же время, если на данном уровне технологического развития имеется возможность устранить вредные производственные факторы, то выплата денежной компенсации уже таковой не считается. Поэтому, если выплата продолжается, то она подлежит налогообложению налог на доходы физических лиц на общих основаниях. Также из компенсационных выплат не удерживаются страховые взносы.

Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [49].

					<i>Производственная безопасность</i>	Лист
						102
Изм	Лист	№ документ	Подп.	Дата		

10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. При разрыве трубопровода причиняется огромный ущерб окружающей среде и материальным потерям на ликвидацию аварии. В данном разделе представлена смета затрат на ликвидацию аварии. Основные затраты разделяют на материальные, затраты на оплату труда, то есть заработная плата, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и прочие расходы.

В данном разделе также рассматривается готовность проекта к коммерциализации. Составлен календарный план выполнения проекта и составлен SWOT – анализ данного проекта.

10.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Научная разработка оценивается степенью ее готовности к коммерциализации, и выяснить уровень собственных знаний для проведения данного проекта. Для этого необходимо заполнить таблицу 10.1, содержащую степень проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика проекта.

Таблица 10.1 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации.

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их	3	3

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	104	121
Консульт.		Романюк В.Б.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. кав.		Бурков П.В.						

	прав		
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	41	45

Оценка готовности данного проекта к коммерциализации определяется по формуле 10.1:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (10.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 41, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						104
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.2 Календарный план проекта

В рамках планировании проекта был построен календарный и сетевой график проекта (таблицы 10.2.1 и 10.2.2).

Таблица 10.2.1 – Сетевой график проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Введение	2	14.12.16	16.12.17	специалист ведущий специалист
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	3	17.12.16	20.12.17	специалист ведущий специалист
3	Литературный обзор	35	21.12.16	28.01.17	специалист
4	Экспериментальная часть	56	29.01.17	24.03.17	специалист ведущий специалист
5	Результаты и обсуждения	34	25.03.17	27.04.17	специалист ведущий специалист
6	Оформление пояснительной записки	28	28.04.17	25.05.17	специалист
ИТОГО		158			

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						105
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

SWOT - анализ

SWOT - анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта и указывает на сильные и слабые стороны данного проекта.

Таблица 10.2.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность анализа сложных систем	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования
Угрозы: У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1. Отсутствие спроса на новые технологии производства.	1. Повышение квалификации кадров.

10.3 Затраты на проведение аварийно-восстановительных работ

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется последующим элементам:

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- прочие расходы.

Помимо затрат на материал, необходимо рассчитать затраты на топливо для используемой техники:

- экскаватор «DOOSAN-340» 1ед. – расход 25 л/час, время работы 45 часов;
- бульдозер «Shantui-SD16» 1ед. – расход 18 л/час, время работы 36 часов;
- бульдозер «Kamatsu-155» 1ед. – расход 32,7 л/час, время работы 42 часа;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, пробег 1450км;
- автобус вахтовый «УРАЛ-3255» 1ед. – расход 35,8 л/100км, пробег 800км;
- тягач «КЗКТ» 1ед. – расход 188 л/100км, пробег 550км;
- К-703 Сварочный пост 1ед. – расход 22 л/час, время работы 108 часов;
- Самосвал «Татра-815» 1ед. – расход 36 л/100км, пробег 740км;
- УМП-350 «УРАЛ-4320» 1ед. – расход 47 л/100км, работа установки 50л/час (смесь 35дт/15бен) – пробег 450км, работа установки 36 часов;
- УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед. – расход 20 л/100км, пробег 1250км.
- Баржа трубоукладчик 300000 руб./час, время работы 40 часов, затраты 12000000 рублей.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
						108
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в таблице 10.3.1.

Таблица 10.3.1 – Стоимость горюче-смазочный материалов

Наименование, марка техники	Норма расхода, л/ч, л/100км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, тыс. руб.
	АИ-92	Дизтопливо	АИ-92	Дизтопливо		
Экскаватор «DOOSAN-340»		25		1125	36,5	41
Бульдозер «Shantui-SD16»		18		648	36,5	24
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»		35.8		519,1	36,5	19
Тягач «КЗКТ»		188		1034	36,5	38
К-703 Сварочный пост		22		2376	36,5	87
Самосвал «Татра-815»		36		266,4	36,5	10
УМП-350 «УРАЛ-4320»	15	47/35	540	211,5/1260	32/36,5	71
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	20		250		32	8
ИТОГО						298

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						109
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.4 Расчёт амортизационных отчислений

Таблица 10.4.1 – Амортизационные отчисления

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Время работы, час		Норма амортизации, час	Сумма амортизации, тыс. руб.
		Одного объекта	Всего		
Экскаватор «DOOSAN-340»	1	45	45	72,30	3
Автобус вахтовый «УРАЛ-6522»	1	144	144	9,20	2
Тягач «КЗКТ»	1	50	50	25,90	1
К-703 Сварочный пост	1	108	108	45,70	5
Сварочный выпрямитель для подводной сварки и резки ВД—309 П.	2	108	108	48,0	5
Самосвал «Гатра-815»	1	108	108	84,70	9
УМП-350 «УРАЛ-4320»	1	50	50	12,25	0,6
УАЗ «ПАТРИОТ» 1ед.	1	144	144	2,64	0,4
ИТОГО					26

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
						110
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10.5 Расчет затрат на основные и вспомогательные материалы

Таблица 10.5.1 – Определение затрат на основные и вспомогательные материалы

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
Основные материалы				
Труба стальная диаметр 1420мм	м	1	70 310	70
Баллон с воздухом	шт	10	44 519	445
Грунтовка «Транскор Газ»	т	1	33 535,87	34
Мастика «Транскор Газ»	т	1	19 877,63	20
Стеклосетка ССТ-Б	м	150	12,37	2
Лента ДРЛ-Л	кг	25	225	7
Итого затраты на основные материалы				578
Вспомогательные материалы				
Электроды	шт	50	96,85	5
Шлифовальный круг	шт	15	857	13
Термоусаживающаяся манжета	1 стык	2	6 672,3	13
Песок	т	5	6 500	33
Итого затраты на вспомогательные материалы				64
ИТОГО				642

10.5.1 Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 10.5.1

Наименование	Оклад за месяц, руб.	Районный коэффициент 40%, руб.	Общий фонд ЗП, тыс. руб.
Начальник участка	32 535,0	13014,0	46
Мастер	27 401,2	10960,48	38
ИТОГО			84

Затраты на оплату труда рабочих (таблица 10.5.2.)

Таблица 10.5.2

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Районный коэффициент 40%, руб.	ЗП с учётом надбавок, тыс. руб.
Линейный трубопроводчик	3	5	221,68	144	38306,3	134
Линейный трубопроводчик	6	3	190,00	144	65664	230
Монтёр ЭХЗ	2	5	205,85	144	23713,92	83
Эл.монтёр	1	4	190,00	144	10944	38
Водитель	3	5	187,68	108	24323,3	85
Водитель	1	6	237,52	50	4750,4	17
Машинист экскаватора	2	5	237,52	52	9880,83	35
Машинист бульдозера	2	5	221,68	48	8512,51	30
Эл.газосварщик	1	5	237,52	144	13681,15	48
Эл.газосварщик	4	6	253,35	144	58371,84	204
Стропальщик	1	-	170	144	9792	34
Дефектоскопист	1	4	162	144	9331,2	33
Крановщик	2	6	237,52	128	12161,02	74
ИТОГО						1045

Страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$(1045+84) \cdot 30\% = 338,7 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утверждённых в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						112
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

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

$$(1045+84) \cdot 2\% = 22,58 \text{ тыс. руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Таблица 10.5.3 – Общие затраты на мероприятие

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	Структура затрат, %
Затраты на оплату труда	1129	7,8
Отчисления на социальные нужды	338,7	2,3
Материалы	642	4,4
Амортизационные отчисления	26	0,2
Расходы на эксплуатацию машин и оборудования	12298	85
Прочие затраты	22,58	0,3
Всего затраты на мероприятие	14470,28	100



Рисунок 10.5.1 – Диаграмма общих затрат на мероприятие

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						113
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

В данном разделе была рассмотрена оценка готовности проекта к коммерциализации, которая показала, что данный проект является средним по перспективе, а знания разработчика достаточны для ее коммерциализации.

Был представлен календарный план разработки данного проекта, как бакалавра, так и его руководителя. Представлен SWOT - анализ, где были указаны сильные и слабые стороны проекта и возможные угрозы к коммерциализации проекта.

Был проведен расчет затрат на проведение мероприятий по ликвидации и ремонту разрыва трубопровода на подводном переходе. Вместе с этим рассчитали затраты на технику и топлива, амортизационные отчисления, затраты на материалы и затраты на оплату труда специалистов.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что на проведение мероприятия по ликвидации и ремонту порыва магистрального трубопровода потребуется 14470,28 тысяч рублей. Наибольший удельный вес (85%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают расходы на эксплуатацию машин и оборудование.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Заключение

В данной работе были определены оптимальные виды защиты морских трубопроводов, что является комплексным применением пассивной и активной защиты. К пассивной защите относятся изоляционные покрытия, лакокрасочные покрытия, обетонирование труб. К активной защите относятся катодная защита, протекторная защита. Для комплексной защиты трубопровода необходимо защищать как внешнюю поверхность трубопровода, так и внутреннюю. Для защиты внутренней поверхности трубопровода можно увеличивать его стенку, исходя из расчетов на износ в течение его эксплуатации, применять изоляционные материалы, а также вводить ингибиторы в перекачиваемую углеводородную смесь для снижения её агрессивности.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены коррозионные процессы морских трубопроводов. Причинами коррозии морского трубопровода является прокладка трубы на дно, так как при прокладке S-методом и J-методом происходит растрескивание бетонного покрытия из-за того, что труба изгибается. Факторами коррозии служит соленость морской воды, обрастание морскими организмами и растениями, подвижность контактируемой среды с поверхностью трубопровода.

Был проведен расчет требуемых параметров катодной защиты на участке трубопровода, длиной $L=2000$ м и $D=273$ мм. В этом расчете были получены следующие результаты: сила тока катодной станции в эксплуатационный период на участке, контактируемом с грунтом $J_{ст1}=27$ А, на участке, контактируемом с морской водой $J_{ст2}=54$ А, мощность катодной станции в эксплуатационный период $P_{ст1}=16049$ Вт, $P_{ст2}=32100$ Вт.

При подготовке данной работы были также проведены расчеты по финансовому менеджменту и социальной ответственности.

					<i>Исследование влияния коррозии на состояние морского трубопровода</i>			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Леонова А.А.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.				БР	116	121
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2БЗА		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

11) СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.

12) ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

13) ГОСТ 9.602–2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

14) СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

15) ВСН 31-82 Инструкция по применению отечественных полимерных изоляционных лент и оберточных материалов для изоляции трубопроводов - Миннефтегазстрой. – М.: ВНИИСТ, 1982.

16) Р 589-86 Рекомендации по балластировке трубопроводов на подводных переходах.

17) ВН 39-1.9-005-98 Проектирования и строительства морского газопровода.

18) НД №2-020301-002 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов.

19) Защита трубопровода от коррозии: Том 2: / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.

20) Ткаченко В.Н. Электрохимическая защита трубопроводных сетей / Учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 2004. - 320с.

21) РД 31.35.07-83 Руководство по электрохимической защите от коррозии металлоконструкций морских гидротехнических сооружений в подводной зоне.

22) РД-91.020.00-КТН-149-06 Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.

23) Скалли, Дж. Основы учения о коррозии и защите металлов / Дж. Скалли. - М.: Мир, 1978. - 223 с 161

24) Василенко, И.Р. Защита НКТ от коррозии на скважинах Р-С залежи Усинского месторождения / И.Р. Василенко, Б.А. Кузьмин, В.И. Гришко // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №6. - С. 12 – 14

25) Косачев, В.Б., Гулидов, А.П. Коррозия металлов / В.Б. Косачев, А.П. Гулидов // «Новости теплоснабжения». – 2002. - № 1, (17), январь. - С. 34 – 39.

					<i>Список литературы</i>	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

26) Скорчеллетти, В.В. Теоретические основы коррозии металлов / В.В. Скорчеллетти. - М.: Химия, 1973. - 263 с.

27) Шлугер, М.А. Коррозия и защита металлов / М.А. Шлугер. - М.: Metallurgia, 1981. - 216 с.

28) Кеше, Г. Коррозия металлов / Г. Кеше. - М.: Metallurgia, 1984. - 400 с.

29) Улиг, Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: пер. с англ. / Г.Г. Улиг, Р.У. Ревин; под ред. А.М. Сухотина. – Л.: Химия, 1989. – 456 с.

30) Семенова, И.В. Коррозия и защита от коррозии / И.В. Семенова, Г.М. Флорианович, А.В. Хорошилов. – М.: Физмалит, 2002. - 335 с.

31) Кравцов, В.В. Коррозия и защита конструкционных материалов: Учебное пособие для вузов / В.В. Кравцов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - 158 с.

32) Розенфельд, И.Л. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями / И.Л. Розенфельд, Ф.И. Рубинштейн, К.А. Жигалова. - М: Химия, 1987. - 224 с.

33) Жук, Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов / Н.П. Жук. - М: Metallurgia, 1974. - 472 с.

34) Мальцева, Г.Н. Коррозия и защита оборудования от коррозии: учеб. пособие / Г.Н. Мальцева; под редакцией С.Н. Виноградова. – Пенза: Пенз. гос. ун-т, 2000. – 55 с.

35) Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров: Учеб. для вузов / М.В. Кузнецов, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.Ф. Котов. - М.: Недра, 1992. - 238 с.

36) Сологубов, А.Н. Использование внутреннего защитного покрытия на буровых, насосно-компрессорных и промысловых трубопроводах / Сологубов А.Н. // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – №12. – С. 80-82.

37) Свечкопалов А. П. Новое в балластировке подводных нефтегазопроводов / А. П. Свечкопалов // Нефтегаз. – 2006. – №1.

					<i>Список литературы</i>	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 38) ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
- 39) ГОСТ 12.03.033-84 ССБТ. Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
- 40) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий».
- 41) Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе.
- 42) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Классификация и общие требования безопасности.
- 43) Приказ Министра МЧС России от 08.07.2004 №329 Об утверждении критериев информации о чрезвычайных ситуаций.
- 44) РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организации систем «Транснефть».
- 45) ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в РФ».
- 46) СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации МГ.
- 47) ФЗ РФ №426 «О специальной оценке условий труда».
- 48) Постановление Правительства №188 от 29.03.2002.
- 49) ТК РФ Статья №147.
- 50) ГОСТ Р 54382 – 2011 Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования.
- 51) ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.
- 52) СНиП П-12-77 Строительные нормы и правила. Защита от шума.
- 53) ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 54) РД-75.180.00-КТН-150-10 «Регламент по вырезке и врезке «катушек» и подключение участков магистральных нефтепроводов».
- 55) ГОСТ Р 54584-2011 Средства подводного освещения. Общие технические условия.

					<i>Список литературы</i>	Лист
						119
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

- 56) ГОСТ 12.1.030-81 Межгосударственный стандарт "Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление".
- 57) ГОСТ Р 56022-2014 Система управления безопасностью судов. Требования по предотвращению загрязнения окружающей среды
- 58) РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
- 59) ГОСТ 22.0.05-97 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Технологические чрезвычайные ситуации.
- 60) СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 61) СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях и общественных зданий.
- 62) ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.
- 63) ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода.
- 64) ППБ-79 Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтеперерабатывающих предприятий.
- 65) ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные.
- 66) ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.
- 67) ПОТ РО 14000-002-98 Обеспечение безопасности производственного оборудования.
- 68) ГОСТ 12.0.002-2014 ССБТ Термины и определения
- 69) ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ Средства и методы защиты от шума.
- 70) СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 71) СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 72) ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность.
- 73) ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ Вибрационная безопасность.
- 74) ГОСТ 12.1.019-2009 Общие требования защиты.
- 75) ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные.

					<i>Список литературы</i>	Лист
						120
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		