

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы				
Анализ методов борьбы с коррозией нефтесборных трубопроводов _____ого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации УДК 621.644.623.193:622.279.5(571.16)				

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Шавидзе Руслан Георгиевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лунева Е.Е.	Кандидат технических наук, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	Кандидат экономических наук, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	Доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ТХНГ	Рудаченко А.В.	Кандидат технических наук, доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт природных ресурсов

Специальность: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Рудаченко А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Шавидзе Руслан Георгиевич

Тема работы:

Анализ методов борьбы с коррозией нефтесборных трубопроводов _____ого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2016 г. № 3075/с
---	------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2016г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	– система внутрепромысловых газонефтепроводов _____ого месторождения. – характеристика системы транспортировки свежинной продукции. – осложнения, связанные с транспортировкой скважинной продукции.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– виды коррозии ; – механизмы коррозии; – анализ причин аварийности трубопроводов _____ого месторождения; – анализ существующих методов борьбы с коррозией; – выбор оптимальных способов решения проблем транспортировки скважинной продукции; – гидравлический расчет, сравнение разных типов труб
Перечень графического материала	Обзорная схема _____ого месторождения

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лунева Е.Е.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т011	Шавидзе Руслан Георгиевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Шавидзе Р.Г.

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, человеческих	- стоимость работ и материально-технических ресурсов по ремонту промыслового нефтегазопровода
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	- сравнительный анализ возможных методов проведения ремонта, оценка экономического потенциала принятых технических решений
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	- обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- Расчет экономической эффективности
4. Оценка ресурсосбережения	- Расчет ресурсосбережения.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Шавидзе Р.Г.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Шавидзе Руслан Георгиевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/ специальность	«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проведение текущего ремонта по замене дефектных участков промыслового трубопровода по причине критических коррозионных повреждений линейной части на —————ом месторождении. Климат континентальный. Объект предназначен для транспортировки скважинной продукции от скважины до установки подготовки нефти.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Вредные факторы 1.Климатические условия. 2.Повышенные уровни шума. 3.Повышенные уровни вибрации. 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 6.Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1.Движущиеся машины и механизмы. 2.Брызги металла при сварке. 3. Поражение электрическим током. 4. Взрывоопасность и пожароопасность.
2. Экологическая безопасность:	При ремонте промыслового нефтегазопровода воздействия оказывают объекты постоянного и временного назначения. Реконструкция трубопровода сопровождается: – загрязнением атмосферного воздуха; – нарушением гидрогеологического режима; – загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждением почвенно-растительного

	покрова; – изъятием земель;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на нефтегазопроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Инструктирование и обучение

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Шавидзе Руслан Георгиевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 с., 23рис., 9 табл., 20 источников.

Ключевые слова: ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, ГАЗОЖИДКОСТНАЯ СМЕСЬ, КОРРОЗИЯ, ГОЗОНЕФТЕПРОВОД, ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является – система нефтегазосборных трубопроводов —————ого месторождения.

Цель дипломной работы – внедрение труб с внутренним антикоррозийным покрытием при проведении текущего, капитального ремонта и реконструкции нефтесборных трубопроводов —————ого месторождения, направленное на сокращение аварийных ситуаций при транспортировке скважинной продукции.

Произведена оценка технологического состояния нефтесборных трубопроводов —————ого месторождения. Выявлена тенденция возрастания скорости коррозионных процессов в трубопроводах.

Разработаны мероприятия по повышению надежности эксплуатации системы нефтесбора, на основании технико-экономических характеристик, предложен к реализации оптимальный вариант, включающий в себя замену стальных трубопроводов без внутреннего покрытия на трубопроводы с внутренним антикоррозийным покрытием. Проведены гидравлические расчеты трубопровода для подтверждения возможности применения нововведения. Определена ресурсоэффективность и ресурсосбережение от внедрения нововведения.

					Анализ методов борьбы с коррозией трубопроводов Лугинецкого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации								
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дат									
Разраб.		Шавидзе Р.Г.			РЕФЕРАТ				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Лулева Е.Е.									7		
Консульт.									ТПУ гр.3-2Т01				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

Summary

Graduate qualification work contains 112 p., 23 fig., 9 tables, 20 resources.

Key words: OIL-WATER EMULSION, LIQUID-GAS MIXTURE, CORROSION, OIL-AND-GAS-PIPELINE, REGULAR MAINTENANCE, TECHNICAL PLAN, RESOURCE EFFICIENCY, RESOURCE ECONOMY

The object of the study is the system of oil and gas gathering pipelines of Luginetskoye field.

The aim of the graduate work is to study the implementation of pipes with corrosion-resistant coating during the performance of regular maintenance, structural repair and reconstruction of oil gathering pipelines of Luginetskoye field, focused on emergency reduction while transporting the production fluid.

The technical condition of oil gathering pipelines of Luginetskoye field is assessed. The trend of corrosion process rate increase in pipelines is defined.

The activities of improving the reliability of oilfield system operation based on technical and economic characteristics are developed, the optimum alternative including the substitution of steel pipes without internal coating for pipes with internal corrosion-resistant coating is proposed. The pipeline hydraulic design is performed to confirm the feasibility of new implementation. Resource efficiency and resource economy of new implementation are determined.

					РЕФЕРАТ	Лист
						8
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Основные сокращения и обозначения

СП – скважинная продукция реагентов.

ССН – системы сбора нефти нефтяных месторождений.

НСК – нефтесборный коллектор.

ВНЭ – водонефтяная эмульсия.

ГЖС – газожидкостная смесь.

ДНС – дожимная насосная станция.

КНС – кустовая насосная станция.

КП – коррозионные процессы.

НСК – нефтесборные трубопроводы.

ППД – поддержание пластового давления.

БКНС – блочная кустовая насосная станция.

УПН – установка подготовки нефти.

УПСВ–К – установок предварительного сброса воды на кустах скважин.

ЛПА – ликвидация аварий и их последствий.

Обозначения:

Q – объемная подача, м³/ч;

L – линейный размер, м;

T – температура, С;

d – диаметральный размер, мм

Оглавление

Введение	12
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	13
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	15
2.1. Физико-химические свойства транспортируемых жидкостей и газов	18
2.1.1. Свойства жидкостей	19
2.1.2. Свойства пластовых газов	20
3. ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	22
3.1. Общие сведения о технологическом процессе и осложнениях связанных с коррозионными повреждениями в системе транспорта скважинной продукции	22
3.1.1. Коррозия трубопроводов.....	27
3.1.2. Виды коррозионных разрушений	29
3.1.3. Механизм протекания коррозии.....	30
3.1.4. Влияние факторов на внутреннюю коррозию трубопроводов.....	33
3.2. Характеристика системы сбора скважиной продукции.....	40
3.2.1. Назначение, состав промысловых трубопроводов.	41
3.2.2. Эксплуатационные характеристики.	42
3.2.3. Основные характеристики конструкций трубопроводов.....	43
3.3. Схема системы трубопроводного транспорта ————ого месторождения.....	45
4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	46
4.1. Анализ причин аварийности нефтегазопроводов ————ого месторождения	46
4.2. Коррозионный мониторинг трубопроводов.....	53
5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА	57
5.1. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии.....	57
5.1.1. Технологические мероприятия	57
5.1.2. Ингибиторная защита	58
5.1.3. Трубы из неметаллических материалов	58
5.1.4. Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками	60
5.1.5. Стальные трубы с внутренним антикоррозийным покрытием	64
5.2. Эпоксидное покрытие без растворителя Amercoat 391 PC	65
5.2.1. Преимущества применения покрытия Америкот 391	65
5.2.2. Защита внутренней поверхности зоны сварного шва	69
5.3. Гидравлический расчет стального трубопровода без внутреннего покрытия и с внутренним покрытием Amercoat 391 PC	75
5.3.1. Расчет трубопровода из стальных труб	75

5.3.2. Расчет трубопровода с внутренним антикоррозийным покрытием эпоксидной эмалью Amercoat 391 РС.....	76
6.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	78
6.1. Экономическая эффективность от применения труб с внутренним антикоррозийным покрытием на примере НСК куст 29 – врезка куста 29	78
6.2. Расчет затрат на ремонт трубопровода с применением труб с внутренним антикоррозийным покрытием Amercoat	80
6.3. Ресурсоэффективность.....	82
6.4. Ресурсосбережение	82
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
7.1. Производственная безопасность	83
7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при реализации мероприятий по повышению надежности промысловых нефтегазопроводов ————ого месторождения.	83
7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при реализации мероприятий по повышению надежности промысловых нефтегазопроводов ————ого месторождения.	90
7.2. Экологическая безопасность	99
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	104
Список использованных источников	109

Введение

Сегодня ущерб от коррозии в развитых странах оценивается в 2–4% ВВП, а потери от вышедших из строя изделий и оборудования составляют до 20% годового производства стали. Эти цифры делают необходимым всестороннее теоретическое изучение коррозии, которое, в свою очередь, служит основой для разработки методов борьбы с коррозионными процессами.

_____ое месторождение нефти введено в эксплуатацию в 1982г. На данный момент общая протяженность трубопроводов системы нефтесбора составляет более 150 км. После вступления _____ого месторождения в позднюю стадию разработки, характерной особенностью которой является высокая обводненность добываемой скважинной продукции, проблема эксплуатационной надежности трубопроводов приобрела еще большую актуальность, что подтверждается ростом числа отказов трубопроводов и фактами преждевременной замены труб. Рост аварий, связанный с коррозионными процессами, приводит к значительным экологическим, экономическим и правовым рискам.

Для повышения безопасности эксплуатации трубопроводов _____ого месторождения, требуется разработка и реализация мероприятий, направленных на защиту трубопроводов от коррозионных процессов.

					Анализ методов борьбы с коррозией трубопроводов Лугинецкого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации		
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Шавидзе Р.Г.			ВВЕДЕНИЕ		
Руковод.		Лунева Е.Е.					
Консульт.							
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
					ТПУ гр.3-2Т01		

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В ходе выполнения заданий для дипломной работы были изучены и использованы следующие источники литературы и нормативно-правовая документация:

1. Производственно-технический нефтегазовый журнал, Oilfield Engineering
Осложненные условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования, способы борьбы с коррозией: 2010г,06.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО«ВНИИО ЭНГ», 2003. – 188 с.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
1. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М., НПО ОБТ,1994.
2. ГОСТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».
3. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
1. Рахманкулов Д.Л., Бугай Д.Е., Габитов А.И., Голубев М.В., Лаптев А.Б., Калимуллин А.А. Ингибиторы коррозии. - Уфа: Государственное издательство научно – технической литературы «Реактив», – 1997. – Т.1. – 296 с.
- ГОСТ Р51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: Госстандарт России, 1998. – 45 с.
- ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
- ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		13

Ежегодно происходит до 70 тысяч отказов на объектах трубопроводного транспорта, и их количество растет с каждым годом. Основная причина отказов трубопроводов является внутренняя коррозия, около девяноста процентов отказов на объектах трубопроводного транспорта являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий около шестьдесят процентов приходится на долю внутрепромысловых газонефтепроводов и сорока процентов на долю систем поддержания пластового давления. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 8 тысяч километров труб или 500 тысяч тонн стали.

За последние года разработано множество способов противокоррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов, направленных на обеспечение надежности трубопроводных систем. Этот опыт, при всех особенностях эксплуатации трубопроводов, может быть интересен и для других отраслей хозяйства России.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						14
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Территория района представляет собой сглаженную, слаборасчлененную равнину. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75–130 м. Наименьшие отметки приурочены к руслам и поймам рек. Единственной крупной судоходной речкой является р.Чижапка с притоками Екыльчак, Тамырбат, Чагва и др. Русла рек извилистые, с крутыми берегами, кроме того имеется много завалов и перекатов. Высокие берега таежных рек обычно покрыты густым лесом, низкие пойменные – имеют много озер и стариц. Воды рек и озер применяются для хозяйственных целей и питьевого водоснабжения. На территории района много болот, однако большая часть его покрыта лесом. Лес смешанный, но преобладают хвойные: пихта, кедр, сосна, много кустарников.

Климат района континентальный. Зима холодная и продолжительная зимний период идет с начала ноября до середины апреля, лето теплое и короткое. Уровень выпавшего снега местами превышает 1,5 м. Грунт промерзает более чем на 1,5м.

В летние месяцы температура поднимается до +35°C, в зимние опускается ниже -45°C. Среднее количество осадков в год составляет 450 –500 мм. Установка автозимников и становление льда на реках начинается с ноября и завершается вскрытием рек в начале апреля. Навигация длится 150– 170 дней.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		15

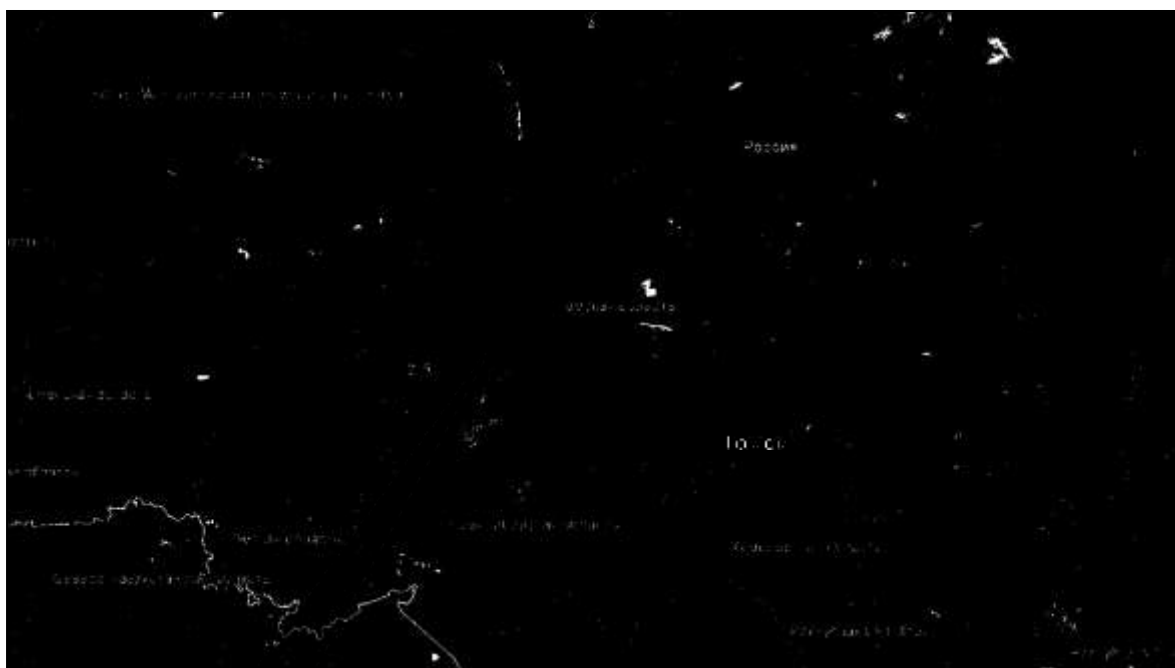


Рисунок 2.1– Расположение —————ого нефтегазоконденсатного месторождения

Железнодорожное, а так же дорожное сообщение с твёрдым покрытием в регионе отсутствует. Основная доставка и вывоз материалов осуществляется по автозимникам в зимний период, а так же на водном транспорте во время

					Общие сведения о месторождении	Лист
						16
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

навигационного периода.

_____ое месторождение имеет развитую внутрепромысловую систему дорог.

В районе _____ого месторождения имеются залежи глин, и строительных песков, пригодных для строительных целей. Глины используются для приготовления буровых глинистых растворов. Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте.

_____ое локальное поднятие, к которому приурочено одноименное месторождение, было выявлено в 1965 –1966 гг. работами сесьюмпартии 26/65–66.

В 1966 г на _____ой площади было начато глубокое поисковое бурение, и первой же скважиной номер152, заложенной в присводовой части структуры, было открыто _____ое месторождение.

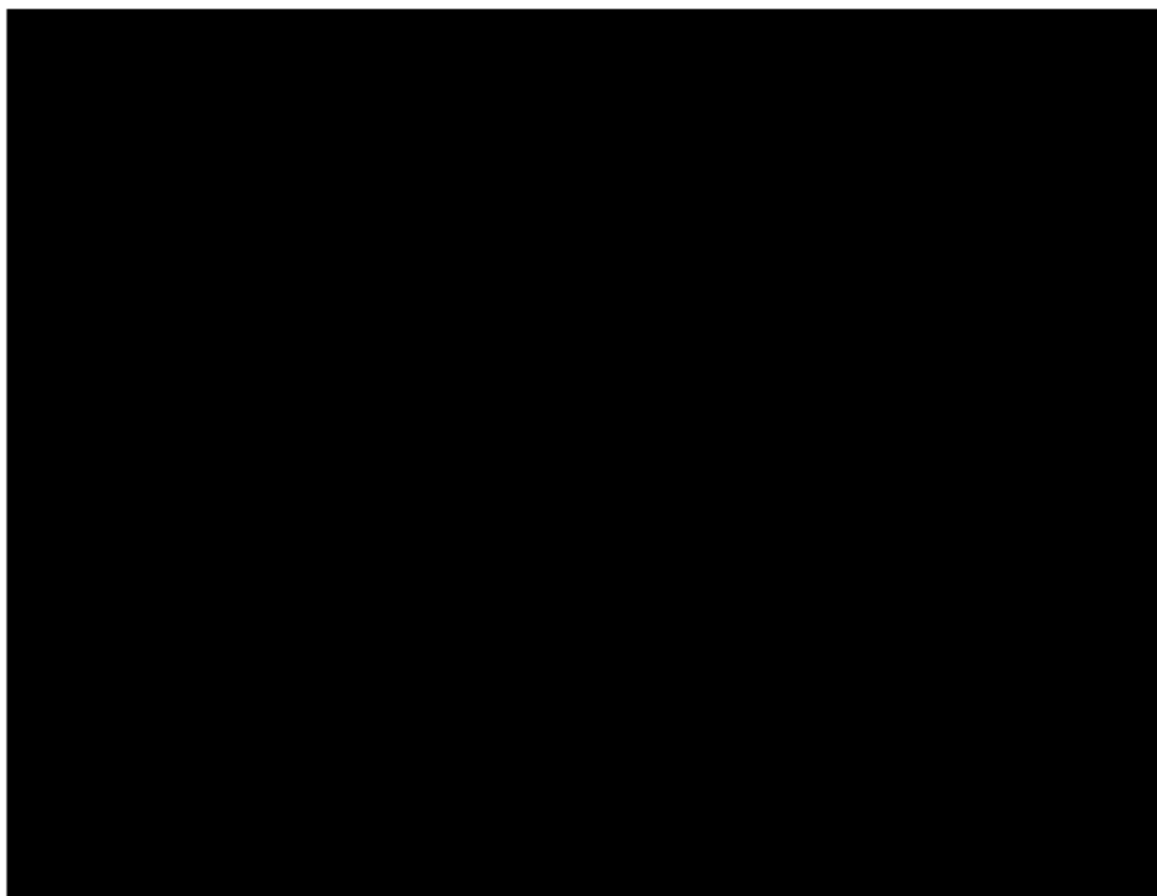


Рисунок 2.2 – Обзорная карта района

					Общие сведения о месторождении	Лист
						17
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

2.1. Физико-химические свойства транспортируемых жидкостей и газов

Физико-химические свойства нефти, газа и конденсата изучались по глубинным и поверхностным пробам, которые отбирались при исследовании скважин. Анализы проводились по общепринятым методикам.

В процессе разведки _____-ого месторождения было проанализировано 5 глубинных проб нефти из трёх скважин. После утверждения запасов ГКЗ СССР (1972г.) в процессе разбуривания месторождения было отобрано и проанализировано 33 глубинные пробы нефти из 14 эксплуатационных скважин, кроме того, две пробы были отобраны из разведочной скважины 182, пробуренной с целью доразведки месторождения.

За период, прошедший после последней переоценки запасов, на месторождении были дополнительно отобраны глубинные пробы из 18 скважин.

По результатам анализов глубинных проб видно, что полученные значения основных физических параметров очень заметно отличаются между собой. При этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти ни по площади, ни по разрезу. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров, по мнению авторов подсчета запасов, является тот факт, что все отобранные на _____ом месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом.

Состав и свойства нефти и газа _____-ого месторождения представлены в таблице 2.1.1

					ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ	Лист
						18
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1.1 – Состав и свойства нефти и газа —————ого месторождения

Состав	Параметры
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	827,05
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	674
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1030
Объемный коэффициент нефти	1,3985
Давление насыщения, МПа	15,9
Молекулярная масса газа	22,77
Состав газа, молярная концентрация, %	
H ₂ S	0
CO ₂	1,3825
N ₂	1,1425
CH ₄	74,915
C ₂ H ₆	7,21
C ₃ H ₈	8,46
C ₄ H ₁₀	3,345
i-C ₄ H ₁₀	1,22
C ₅ H ₁₂	0,595
i-C ₅ H ₁₂	0,43
C ₆ H ₁₄ и высшие	0,465
гептаны	0
октаны	0
остаток	0
Плотность газа, кг/м ³	0,949
Динамическая вязкость нефти, МПа·с	0,495
Вязкость дегазированной нефти, МПа·с	3,585

2.1.1. Свойства жидкостей

Сепарированная нефть залежей горизонтов Ю₁ и Ю₂ на месторождении изучена по результатам анализов 61 проб нефти из 24 эксплуатационных и 11 разведочных скважин. По результатам исследования поверхностных проб нефть юрских пластов —————ого месторождения легкая, подвижная, малосмолистая, для большинства проб характерно низкое содержание асфальтенов. Однако результаты исследования сепарированных проб свидетельствуют о неоднородности физико-химических свойств нефти. Если в целом по средним значениям содержания парафина и серы в пробах нефть характеризуется как малосернистая и парафинистая, то нефть пласта Ю₁² сернистая и

					ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		19

высокопарафинистая (содержание серы и парафина 0,51 % и 6,25 %, соответственно) Повышенное содержание серы отмечается также в некоторых пробах нефти пласта Ю₁³, Ю₄⁴ и Ю₂, парафина - в пластах Ю₁³ и Ю₁. Приведенные данные свидетельствуют о локальной изменчивости свойств нефти по площади и разрезу.

По данным анализа пробы сепарированной нефти горизонта М (кора выветривания), отобранной в скв.номер180, нефть этой залежи отличается от юрских нефтей: она тяжелая (плотность 0,827 г/м³), характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (2,4 %), сернистая (содержание серы 0,67 %), высокопарафинистая.

По групповому химическому составу стабильный конденсат _____ого месторождения имеет метаново-парафиновую основу с незначительными добавками ароматических углеводородов (4,1-6,4 процентов).

В разрезе _____ого месторождения выделяется шесть водоносных комплексов. Пластовые воды горизонта Ю1 относятся к хлоркальциевому типу. Для них характерно незначительное содержание сульфатов 3,8 мг/л и повышенная концентрация ионов кальция 1097,8 мг/л. Минерализация вод высокая и составляет 45,8 г/л, плотность 1034 кг/м³. Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 81°С составляет 0,37мПа·с.

2.1.2. Свойства пластовых газов

Растворенный газ _____ого месторождения сухой с преобладающим содержанием метана от 64,77 до 84,35 процентов.

Основным компонентом свободного газа _____ого месторождения является метан, содержание которого колеблется от 78 до 92 процентов, что в среднем несколько выше, чем в растворенном газе. Кроме углеводородов, в составе свободного газа присутствуют азот, (от 2,03 до 11,5 проценетов),

					ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		20

двуокись углерода CO₂ (0,1-1,63процентов), сероводород отсутствует, содержание гелия (менее 0,03процентов).

					ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРАНСПОРТИРУЕМЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ	Лист
						21
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

3. ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

В России коррозия ежегодно приводит к огромным убыткам, основной ущерб, наносимый коррозией, заключается не в разрушении металла (в мире до 20% металла в год уходит именно в коррозионные отходы), а в выходе из строя дорогостоящих изделий и оборудования. Так же ущерб наносят потери появляющиеся в результате вынужденных остановках оборудования при замене вышедших из строя по причине коррозии трубопроводов, экологических последствий утечек нефти и газа, нарушении технологических процессов.

3.1. Общие сведения о технологическом процессе и осложнениях связанных с коррозионными повреждениями в системе транспорта скважинной продукции

При извлечении скважинной продукции из продуктивного пласта на поверхность добывается газожидкостная смесь, состоящая из нефти, газа и воды. Конечная стадия процесса добычи нефти – разделение этой смеси на три потока: нефть и попутный газ отправляют потребителям, а отделяемую от нефти пластовую воду утилизируют на месте добычи нефти.[3,с.27]

В процессе разработки нефтяного месторождения, особенно в условиях применения методов поддержания пластового давления и интенсификации добычи нефти (закачка в пласт воды и газа, использование тепловых методов, ПАВ, CO_2 и других химических реагентов), могут существенно измениться, первоначальные свойства добываемой из нефтяных скважин жидкости. Изменяется вязкость и состав нефти и газа, постепенно опресняется добываемая с нефтью вода вследствие закачки в пласт слабоминерализованных пресных вод. В водной фазе извлекаемой жидкости может возрасти содержание ПАВ или двуокиси углерода, закачиваемых в пласт для увеличения нефтеотдачи, а также концентрация других химических реагентов.

Таким образом, хотя коррозионные свойства добываемой из скважин

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						22
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

нефти, газа и воды определяются физико-химическими свойствами этих трех составляющих (и в первую очередь, очевидно, свойствами водной фазы), однако результирующая агрессивность этой сложной смеси во многом зависит от ряда внешних и внутренних факторов, связанных с конкретными условиями разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. [3,с.28]

При обычной температуре нефтяная фаза является практически инертной по отношению к большей части металлов. Однако коррозионная активность водной фазы в системе нефть-вода-газ может в наибольшей степени быть проявлена лишь при некоторых определенных условиях, которые во многом зависят от физико-химических свойств неполярной фазы среды и влияния ее на характер распределения воды и нефти одна в другой.

Характер и степень коррозионного воздействия добываемой из скважин жидкости на внутрепромысловые трубопроводы зависят не только от природы нефти и ее физико-химических свойств, но и от условий залегания нефти в залежи, от способа разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, от применяемой техники и технологии добычи, сбора и транспорта нефти на промыслах, а также от периода разработки, в котором находится эксплуатируемое месторождение.

В связи с этим различают следующие четыре основные стадии разработки месторождений. На первой стадии осваивают нефтяное месторождение эта стадия характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности и выходом на максимальный проектный уровень добычи. Вторая стадия — поддержание более или менее стабильного уровня добычи с неуклонным нарастанием обводненности скважин и постепенным переходом их с фонтанной добычи на механизированную. На третьей стадии значительно снижается объем добытой нефти. Резко прогрессирует обводнение продукции, часть скважин по этой причине выводится из действующего фонда. Четвертая стадия (завершающая) — это разработка истощенных нефтяных пластов. Эта стадия характеризуется низкими

дебитами нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Третья и четвертая стадия составляют так называемый поздний период разработки нефтяных месторождений. [3,с.30]

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой высококонцентрированные растворы солей (преимущественно хлористого натрия и кальция) и обладают нейтральным рН. Если в них отсутствуют сероводород или кислород, пластовые воды оказывают, как правило, слабое коррозионное воздействие на металлическое оборудование скважин. В зависимости от содержания в пластовых водах коррозионно-активных агентов процесс коррозии металлов в этих электролитах протекает с водородной или кислородной деполяризацией. Вопрос о коррозионной активности пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью, следует рассматривать исходя из того, являются они в системе нефть–вода диспергируемой фазой или дисперсионной средой.

Из многих факторов, оказывающих влияние на коррозионную активность системы нефть–вода, важнейшим является соотношение воды и нефти. Ряд исследователей считает, что агрессивность добываемой нефти постепенно растет с повышением содержания в ней воды. Имеются данные, что одному и тому же соотношению воды и нефти соответствует различная коррозионная активность системы. До сих пор не установлено, какое соотношение воды и нефти отвечает максимально возможной агрессивности системы и существует ли критическое соотношение между водой и нефтью, после которого коррозионная активность продукции скважины начинает резко возрастать.

Вопрос о коррозионном поведении газожидкостной смеси, которая содержит в качестве отдельной фазы минерализованную воду, представляет большой теоретический и практический интерес, поскольку на нефтепромыслах чаще всего приходится встречаться с движением трехфазных смесей (нефть, вода, газ). Как уже указывалось, эта

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						24
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

многокомпонентная система поднимается по скважине и транспортируется по нефтесборным коллекторам в виде эмульсионной структуры, характеризующейся, как и всякая эмульсия, дисперсностью, устойчивостью во времени и скоростью коалесценции (расслоения фаз). С точки зрения коррозии, нас в первую очередь интересуют физико-химические свойства нефтяных эмульсий, возникающих при совместном движении в скважине воды и нефти.

Один из важных показателей водонефтяных эмульсий – их агрегатная устойчивость, которая определяется временем, необходимым для разделения системы на две несмешивающиеся фазы. Устойчивость водонефтяных эмульсий колеблется в широких пределах и в зависимости от их свойств составляет период от нескольких секунд до нескольких лет. [3,с.35-36]

С ростом содержания в нефти воды и при сохранении постоянной степени дисперсности эмульсии число капелек воды в ней резко возрастает. Например, в одном литре однопроцентной эмульсии число глобул воды может достигнуть порядка триллиона, а общая площадь поверхности раздела составить десятки квадратных метров. Очевидно, для стабилизации такой разбитой границы раздела необходимо иметь в нефти достаточное количество стабилизаторов. Если принять, что содержание стабилизаторов эмульсии в высокомолекулярной части нефти является величиной постоянной для данной нефти, то, очевидно, с ростом водонефтяного отношения относительная концентрация стабилизаторов в системе будет уменьшаться. Можно себе представить такое положение, когда концентрация эмульгаторов в системе будет недостаточной для стабилизации всей содержащейся в нефти воды. В этом случае водонефтяная эмульсия становится неустойчивой и разделяется на две несмешивающиеся жидкости, выделяя пластовую воду в качестве отдельной фазы. Следует еще иметь в виду, что стабилизаторы ВНЭ являются типичными поверхностно-активными величинами и могут поэтому адсорбироваться из нефти не

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						25
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

только на жидких, но и на твердых границах раздела, например: в кристаллах парафина, частичках глины и песка, металлической поверхности труб.

Таким образом, выделение из газожидкостной смеси водной фазы обусловлено в основном снижением агрегатной устойчивости водонефтяных эмульсий за счет увеличения содержания в них воды и недостатка стабилизаторов для сохранения устойчивости этих эмульсий. Что же касается конкретных величин водонефтяного отношения, при которых становится возможным определение водной фазы из систем, это зависит от множества факторов кинетического и физико-химического порядка, связанных со свойствами и составом нефти и воды, условиями их подъема на дневную поверхность и так далее. Изучение условий образования и устойчивости эмульсий может оказаться полезным для суждения о том, при каких водонефтяных отношениях данная система станет неустойчивой, какова будет потенциальная агрессивность добываемой из скважин нефти. Величина водонефтяного отношения для данного месторождения, при которой система нефть–вода становится неустойчивой, может быть использована в качестве специфического параметра для характеристики и прогнозирования коррозии на нефтепромыслах.

Расслоение водонефтяных эмульсий с увеличением содержания в них воды и появление воды в качестве отдельной фазы изменяет условия смачивания металлической поверхности двумя несмешивающимися жидкостями. Становится реальной возможность изменения избирательного смачивания металлической поверхности из гидрофобной в гидрофильную и образование на металле водных прослоек той или иной толщины. Появление пленок воды на металлической поверхности – это начало развития коррозии металла в системе нефть – вода.

По мере роста содержания воды в нефти, выделения из нее водной фазы и, как следствие всего этого, сдвига избирательного смачивания

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						26
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

металлической поверхности в гидрофильную сторону замедляется (иногда совершенно прекращается) процесс парафинизации нефтепромысловых коммуникации. Таким образом, снижение устойчивости водонефтяных эмульсий и выделение воды из системы приводит, с точки зрения коррозии, ко многим отрицательным явлениям, в том числе к предотвращению отложения на металлической поверхности Парафина, который играет роль своеобразной механической защиты металла от агрессивного действия среды.

Известно, что с ростом объема закачиваемых в пласт пресных вод происходит опреснение пластовых вод. Это приводит к изменению состава и свойств извлекаемых с нефтью вод и к нарушению их химического равновесия. В этих условиях возможно выпадение на металлической поверхности труб неорганических осадков. В их состав входят в основном карбонат кальция, сульфат кальция и (или) сульфат бария, а также органические примеси из нефти. Борьба с отложением осадков внутри подземного оборудования скважин является серьезной и еще не решенной проблемой в нефтяной промышленности.

Влияние на агрессивности газожидкостного потока таких факторов, как присутствие в нефти абразивных частиц (песок, кристаллы солей, продукты коррозии). [3,с.38]

3.1.1. Коррозия трубопроводов

Коррозия – это процесс разрушения материалов в результате воздействия на них агрессивной средой. В результате этого, химического или физико-химического взаимодействия со средой происходит потеря их изначальных эксплуатационных свойств. Коррозия металлов представляет собой разрушение их поверхности в результате химического или электрохимического взаимодействия с агрессивными факторами.

По типу разрушения различают наружную и внутреннюю коррозию.

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						27
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Коррозию классифицируют : по механизму, по геометрическим параметрам повреждения, скорости распространения, виду распространения (рис.3.1.1.1).

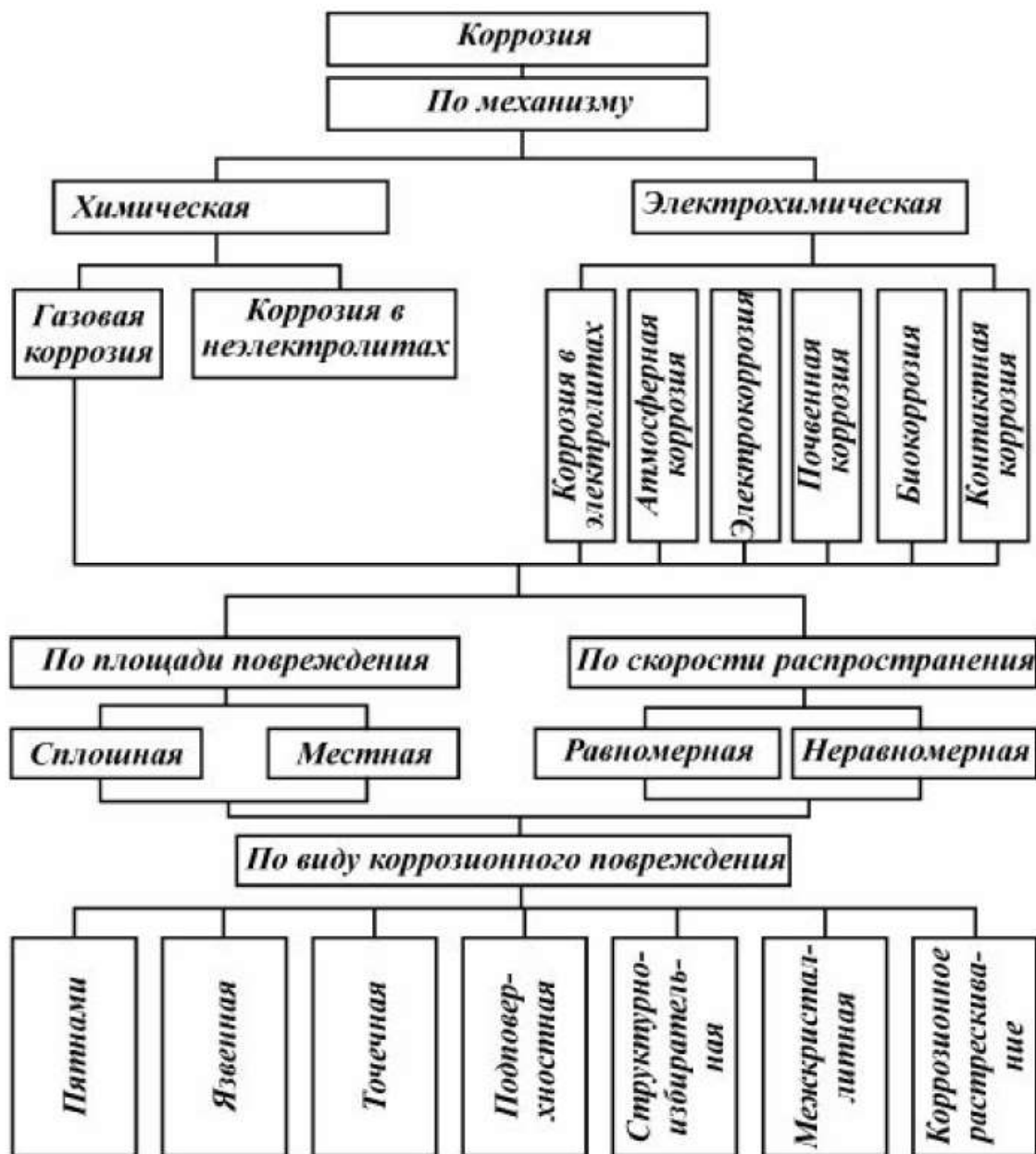


Рисунок 3.1.1.1– Классификация коррозии

3.1.2. Виды коррозионных разрушений

В зависимости от механизма и условий разрушения металла коррозию можно разделить на виды (рис.3.1.2.1):

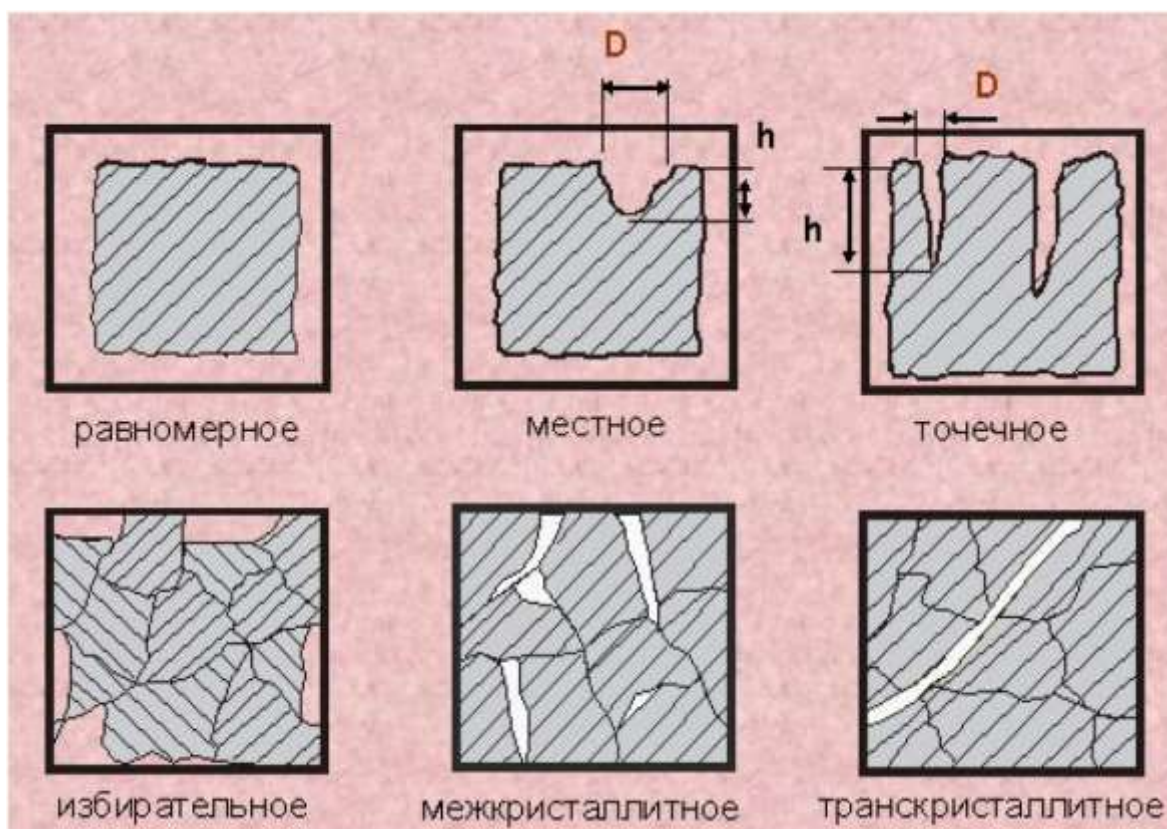


Рисунок 3.1.2.1– Виды коррозионных разрушений

Равномерную (равномерно распределенную), общую.

Местную, локальную коррозию (сконцентрированную на участках поверхности). Местная коррозия в свою очередь делится на 3 вида:

- язвы – локальные повреждения большой глубины на достаточно не больших участках поверхности металла;
- точки (питтинг) – точеные, мелкие язвы.

- пятна — не глубокие, но широко распространяющиеся коррозионные повреждения ;

1. Межкристаллитную (металл разрушается по границам зерен металла, процесс коррозии стремителен с глубоким проникновением в металл)
2. Избирательную коррозию(разрушение происходит с одним из компонентов сплава, структура становится пористая без изменения внешнего вида)
3. Коррозионное растрескивание (в структуре металла зарождается большое количество трещин, которые трудно диагностируются на начальном этапе) .[6]

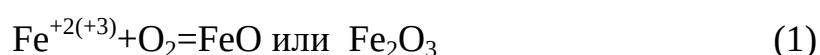
3.1.3. Механизм протекания коррозии

По механизму протекания различают химическую и электрохимическую коррозию.

Химическая коррозия

Данный вид коррозии присущ в средах не проводящих электрический ток. В основном это атмосферная коррозия происходящая по двум причинам:

1. Окисление железа кислородом из воздуха.



2. Реакции кислой и щелочной среды и как результат образование сплошной пленки на поверхности трубопровода.

Действие атмосферной коррозии не существенно и легко устраняется путем защиты поверхности трубы с помощью защитных пленок и мастик.

Электрохимическая коррозия

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						30
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Коррозия сталей в водных средах происходит в результате протекания электрохимических процессов, реакций, сопровождающихся течением электрического тока между отдельными участками поверхности. Активность металлов в электрохимических процессах оценивается величиной стандартного электрического потенциала E^0 . Каждый металл вытесняет из водных растворов солей все другие металлы, расположенные правее его ряду напряжений.

На аноде процесс протекает следующим образом.



Атомы Fe переходят в раствор в виде гидратированных катионов Fe^{2+} , то есть происходит анодное растворение металла.

На катоде происходит реакция восстановления:

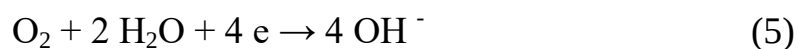


Происходит ионизация молекул кислорода с образованием гидроксильных ионов в зависимости от величины pH.

При $\text{pH} < 4,3$ происходит разрядка всегда находящихся в воде ионов водорода и образование атомов водорода и впоследствии с образованием молекулярного водорода:



При $\text{pH} > 4,3$ преобладает взаимодействие электронов с кислородом, растворенным в воде:



Катионы Fe^{2+} и ионы OH^- взаимодействуют с образованием закиси железа

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						31
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

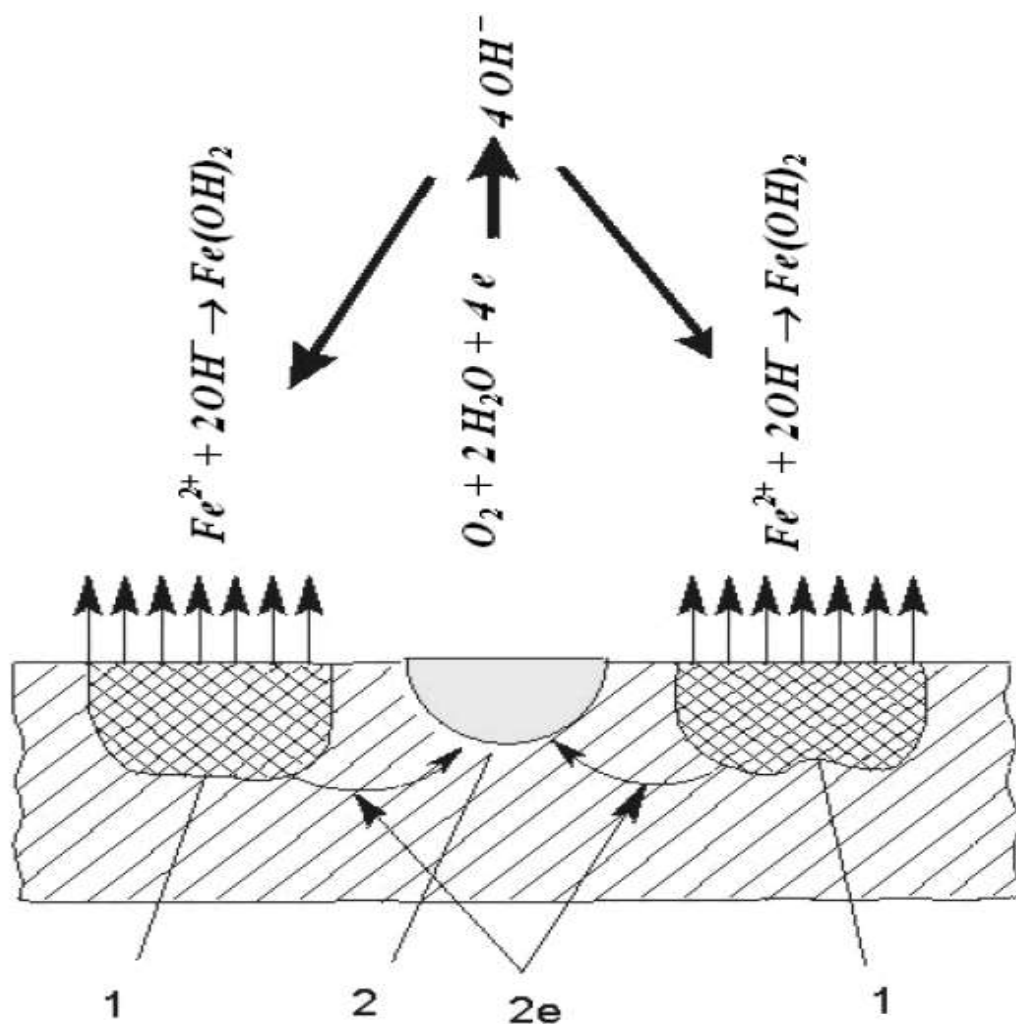
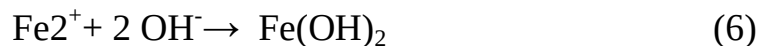
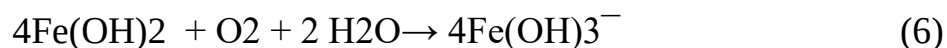


Рисунок 3.1.3.2 – Электрохимическая коррозия

1–анодная зона, 2–катодная зона, 3–направление движения электронов

Когда в воде находится в необходимом количестве свободный кислород, закись железа может окислиться до гидрата окиси железа, с дальнейшим выпадением в виде осадка.



В результате протекания электрического тока анод разрушается: частицы металла в виде ионов Fe^{2+} переходят в воду или эмульсионный поток. Анод, разрушаясь, образует в трубе сквозной дефект или другие повреждения стенки трубопровода.

3.1.4. Влияние факторов на внутреннюю коррозию трубопроводов

Температура и pH воды

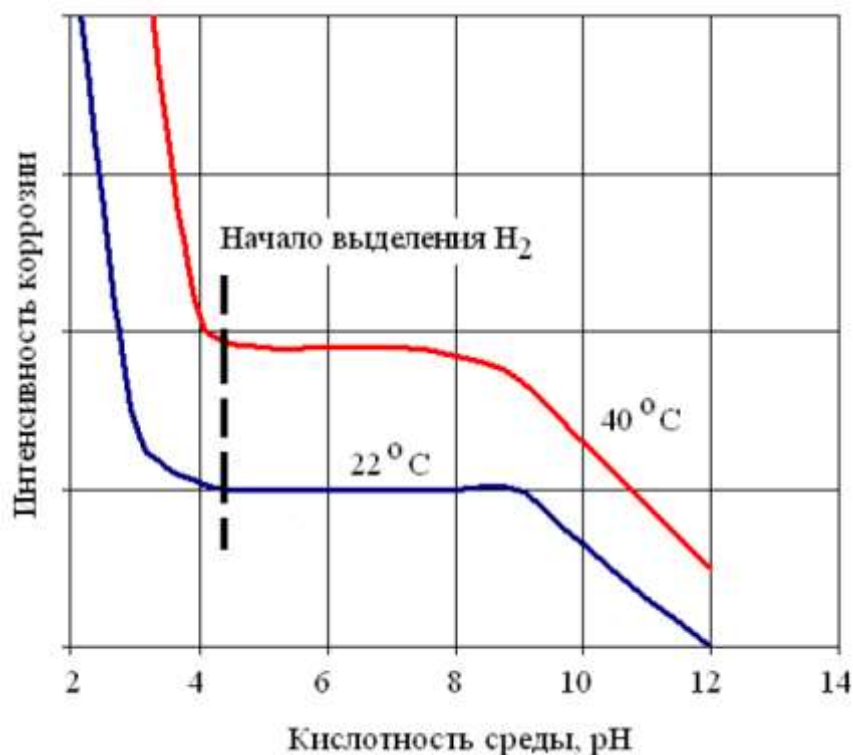


Рисунок 3.1.4.1– Зависимость интенсивности коррозии от pH и температуры воды

Выделим 3 области :

- 1) $\text{pH} < 4,3$ Скорость коррозии чрезвычайно быстро возрастает с понижением pH. (Сильнокислая среда).
- 2) $4,3 < \text{pH} < 9-10$ Скорость коррозии мало зависит от pH.
- 3) $9-10 < \text{pH} < 13$. Скорость коррозии убывает с ростом pH и коррозия практически прекращается при $\text{pH} = 13$. (Сильнощелочная среда).

В первой зоне на катоде протекает реакция разряда ионов водорода и образование молекулярного водорода; во второй и третьей зоне - идет реакция образования ионов гидроксила OH^- . Повышение температуры ускоряет анодные и катодные процессы, так как увеличивает скорость движения ионов, а, следовательно, и скорость коррозии.

Содержание кислорода в воде

Как было отмечено выше, железо труб подвергается интенсивной коррозии в кислой среде при $pH < 4,3$ и практически не корродирует при $pH > 4,3$, если в воде отсутствует растворенный кислород (рис.3.1.4.2., кривая – 4). Если в воде есть растворенный кислород, то коррозия железа будет идти и в кислой, и в щелочной среде (рис.3.1.4.2., кривые 1–3).

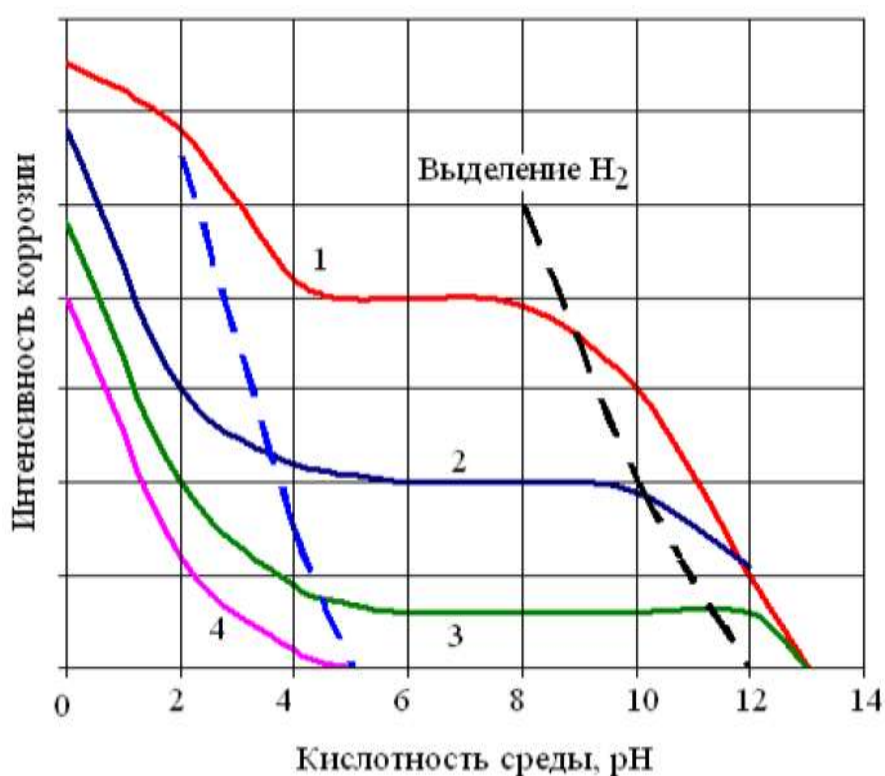


Рисунок 3.1.4.2 – Зависимость интенсивности коррозии от содержания кислорода в воде

Парциальное давления CO₂

Разрушительное коррозионное влияние на металл труб оказывает свободная углекислота (CO₂), содержащаяся в пластовых водах. Определено, что при одинаковом показателях pH коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот.

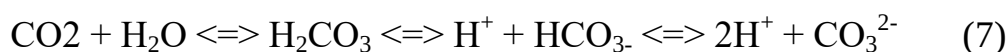
При проведении исследований было установлено, что системы с :

1. $P_{CO_2} \leq 0,02$ МПа считаются коррозионно-неопасными,
2. $0,2 \geq P_{CO_2} > 0,02$ - возможны средние скорости коррозии,
3. $P_{CO_2} > 0,2$ МПа - среда является высококоррозийной.

Такое влияние CO_2 на коррозионную активность среды связано с формами нахождения CO_2 в водных растворах, такими как :

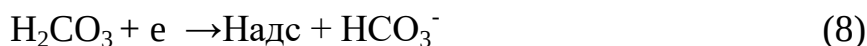
1. растворенный газ CO_2 ,
2. недиссоциированные молекулы H_2CO_3 ,
3. бикарбонат ионы HCO_3^-
4. карбонат-ионы CO_3^{2-} .

В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми формами:

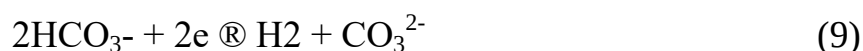


CO_2 оказывает влияние по нескольким причинам:

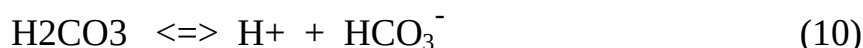
1. Молекулы H_2CO_3 непосредственно участвуют в катодном процессе



2. Катодному восстановлению подвергается бикарбонат-ион:



3. H_2CO_3 играет роль буфера и поставляет ионы водорода H^+ по мере их расходования в катодной реакции:



При взаимодействии Fe^{2+} с HCO_3^- или H_2CO_3 образуется осадок карбоната железа $FeCO_3$:



Все исследователи обращают внимание на огромное влияние продуктов коррозии железа на скорость процесса коррозии.



Эти осадки являются полупроницаемыми для коррозионно-агрессивных компонентов среды и замедляют скорость разрушения металла.

Таким образом, выделяем две характерные особенности действия диоксида углерода.

1. Увеличение выделения водорода на катоде.
2. Образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла. [6]

Минерализация воды



Рисунок 3.1.4.3 – Зависимость скорости коррозии от минерализации воды

Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повысит электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии.

Уменьшение скорости коррозии связано с тем, что:

- 1) уменьшается растворимость газов, CO_2 и O_2 , в воде;
- 2) возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности трубы (к катодным участкам, реакция 4).

5. Давление

Повышение давления увеличивает процесс гидролиза солей и увеличивает растворимость CO_2 . [6]

Структурная форма потока

Режим течения газожидкостной смеси существенно влияет на скорость углекислотной коррозии, что подтверждено многочисленными исследованиями. Основные структуры газожидкостных потоков, которые могут существовать в горизонтальных трубопроводах, приведены на рис. 3.1.4.3.

Формирование определенной структуры течения в горизонтальном трубопроводе зависит от истинной концентрации жидкой и газовой фаз (под истинной концентрацией понимают долю сечения трубы занятой жидкой или газовой фазой). В общем случае подлине горизонтального трубопровода, в зависимости от рельефа местности, могут наблюдаться различные структуры потоков на различных участках трубопровода.

Существуют различные модели, предсказывающие переход одного режима течения в другой, однако ни одна из них не позволяет получить универсальных обобщенных соотношений. Поэтому наиболее надежными являются эмпирические зависимости, а также экспериментальные данные, полученные на реальных трубопроводах. [4]

С точки зрения влияния режимов течения на коррозию целесообразно, разделить структуры потока на:

1. расслоенное (с гладкой и волновой границами раздела) и волновое течения (рис. 3.1.4.3.а–в),
2. пробковое течение, объединяющее все виды потоков с чередованием газовой и жидкой фаз (рис. 3.1.4.3.г–е),
3. кольцевое (рис. 3.1.4.3.ж)
4. дисперсионное течения (рис. 3.1.4.3.з).

Расслоенное (с гладкой и волновой границами раздела) и волновое течения: газ движется над жидкостью с четко выраженной границей раздела, что при малых скоростях движения потока приводит к разделению жидкой фазы на водную и углеводородную. Вода, обладающая большей плотностью, движется в нижней части трубопровода, инициируя коррозию. Расслоенное течение приводит к образованию подвижных и неподвижных водных скоплений (так называемых застойных зон) на пониженных участках трассы трубопровода, на участках, предшествующих восходящим, перед устройствами типа компенсаторов, при переходах через водные преграды, в местах установки запорной арматуры, при изменении диаметра трубы и даже на сварных стыках. При расслоенном течении с отделением воды в отдельную фазу возможна как общая, так и локальная коррозии.

Пробковое течение возникает тогда, когда волны жидкости увлекаются более быстро движущимся газом и формируются пробки газа в жидкости. Газовые пробки движутся по трубопроводам со скоростями, намного превышающими средние скорости течения жидкости. При прохождении газовой пробки стенки трубопровода контактируют с жидкой фазой, так как ядро пробки содержит капли жидкости. При обводненности перекачиваемой смеси свыше 60 % металл трубы контактирует преимущественно с водной фазой. При пробковом течении скорость коррозии возрастает с увеличением парциального давления CO_2 и температуры и при прочих равных условиях растет, в определенных условиях линейно, с увеличением числа прохождения пробок. Отметим, что пробковое течение является доминантным для многих трубопроводов ССН и влиянию его на скорость углекислотной коррозии уделяется пристальное внимание. [4]

Кольцевое течение: жидкость образует пленку вблизи стенки трубы, а газ с большей скоростью движется в центре трубы. Если объемное содержание воды в жидкости меньше 40–50 %, режим кольцевого течения,

как правило, является благоприятными с точки зрения коррозии: стенки трубопровода контактируют с эмульсией типа «вода в нефти», что существенно замедляет коррозию. При большем содержании воды возможна относительно равномерная коррозия по всему сечению трубопровода. Дисперсионное течение: вся или почти вся жидкость диспергирована в газе, и газожидкостная смесь движется в форме гомогенного потока по всему сечению трубопровода, приводит к ударам капель жидкости о поверхность металла трубы и возникновению эрозии. Если этого не происходит, то дисперсионное течение по своему влиянию на коррозию близко к кольцевому.[4, с 112]

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		39

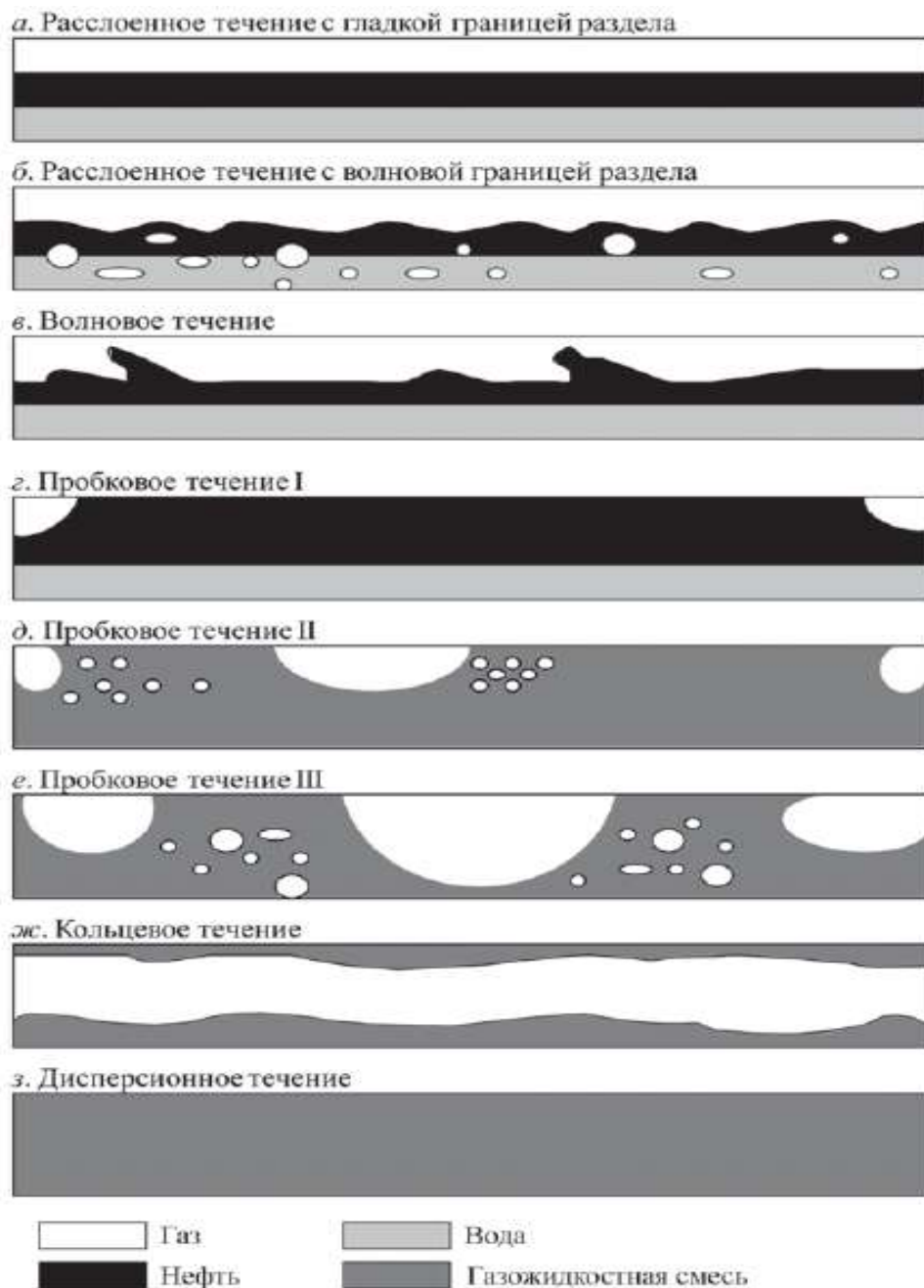


Рисунок 3.1.4.3 – Структуры ГЖС в горизонтальном трубопроводе.

3.2. Характеристика системы сбора скважиной продукции.

Каждое нефтяное месторождение имеет свои особенности (свойства нефти, условия эксплуатации скважин, климат, характер местности и др.). Поэтому единой универсальной системы нефтесбора не существует.

По степени герметизации выделяют системы сбора открытые, смешанные (частично герметизированные), герметизированные; по числу

сборных трубопроводов для транспорта продукции скважин одно-, двух- и трехтрубные; по величине напора—самотечные, напорные (низко- и высоконапорные); по типу замерно—сепарационных установок с индивидуальными и групповыми установками.

Эти критерии классификации по разному сочетаются в применяемых системах, но любая система сбора скважинной продукции организуется таким образом, чтобы обеспечивались наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения.

—————ое месторождение находится в поздней, третьей стадии разработки, средняя обводненность скважинной продукции достигла 80%. Месторождение обладает развитой нефтепромысловой инфраструктурой по сбору, транспорту, подготовке нефти и закачке агента для поддержания пластового давления: обустроенные кустовые площадки, замерные установки, развитая система нефтесборных трубопроводов, установка подготовки нефти, система водоводов и кустовых насосных станций.

На месторождении в соответствии с технологической схемой разработки внедрен механизированный способ добычи нефти. Система сбора скважинной продукции на кустовой площадке организована следующим образом: СП по трубопроводам диаметром 114 мм поступает в АГЗУ «Спутник» или (ЗУ Мера), из скважин, в АГЗУ происходит сбор СП от всех скважин, находящихся на кусту, и замер дебита какой – либо одной скважины, далее СП за счет пластовой энергии (давления) транспортируется по трубопроводу диаметром 159 мм (толщина стенки 8–10 мм) до нефтесборного трубопровода.

3.2.1. Назначение, состав промысловых трубопроводов.

Промысловые трубопроводы рассматриваемые в данной дипломной работе состоят:

—выкидные линии от добывающих скважин, без учета участков,

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		41

находящихся на кустовых площадках скважин, для транспорта скважинной продукции до ЗУ;

–трубопроводы для транспорта скважинной продукции от групповых ЗУ до установок 1 ступени сепарации нефти (НСК);

–трубопроводы для транспорта газированной и дегазированной обводненной или безводной нефти от ПС (ЗУ) нефти и ДНС до УПН;

Примечание:

В соответствии с зонами разграничения, границей промысловых трубопроводов являются обвалование площадочных объектов кустов скважин, ДНС, УПН.

3.2.2. Эксплуатационные характеристики.

Промысловые трубопроводы —————ого месторождения построены в подземном и наземном (на отсыпной насыпи, или на надземных опорах) исполнении. Основным видом прокладки трубопроводов на —————ом месторождении является подземное заглубление трубопроводов. Глубина заложения в грунт до верха трубы составляет в интервале от 0,8м до 1,2м., при отсутствии проезда автотранспорта и 1,4м от верхней точки насыпи автодороги дороги до верха защищающего пенала, при пересечении автомобильных дорог.

Интервал температура нефти (водонефтяной эмульсии), поступающих в трубопровод, составляет летом от 20 °С до 60°С, зимой от 5°С до 60°С.

Трубопроводы —————ого месторождения построены с учетом теплоизоляции трубопроводов (некоторые участки) и с «нормальной» защитой от коррозии.

Трубопроводы оборудуются секущими задвижками не превышающем : 5км – для газопроводов, НСК и 10км – для трубопроводов системы ППД.

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						42
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

3.2.3. Основные характеристики конструкций трубопроводов

Трубы, эксплуатирующиеся на ————ом месторождении — стальные бесшовные, изготовленные из спокойных и полуспокойных сталей диаметром от 89мм до 530мм.

Тройники горячедеформированные, штампосварные с цельноштампованными отпайками.

Переходы горячедеформированные концентрические

Отводы горячедеформированные 45°,90°

Фланцы по ГОСТ 12821-80.

Материалы для защитных покрытий — грунтовка полимерная или битумно-полимерная типа «Прамер», лента и обмотка «Полилен» изоляционная полимерная, суммарной толщиной от 0,7мм до 2,2мм.

Арматура — фланцевая и приварная по ГОСТ 2.001-68 с герметичностью затвора по ГОСТ Р50430, материал — углеродистая легированная сталь со средней скоростью коррозии не более 0,5мм в год, в преобладающем большинстве следующих марок: ЗКЛ 100—40, ЗКЛ 150—40, ЗКЛ 200—40, ЗКЛ 250—40, ЗКЛ 300—40, ЗКЛ 500—40.

					ТЕХНИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	Лист
						43
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Задвижка клиновая литая ЗКЛ состоит из следующих основных узлов и деталей:

Корпус – 1, узел затвора, состоящий из клина – 3, обеспечивающего герметичное перекрытие проходного сечения, крышки – 2, имеющей сальниковое уплотнение по штоку шпинделя, шпинделя – 4, соединенного одним концом с клином, а другим с ходовой втулкой, узел управления, состоящей из маховика – 5.

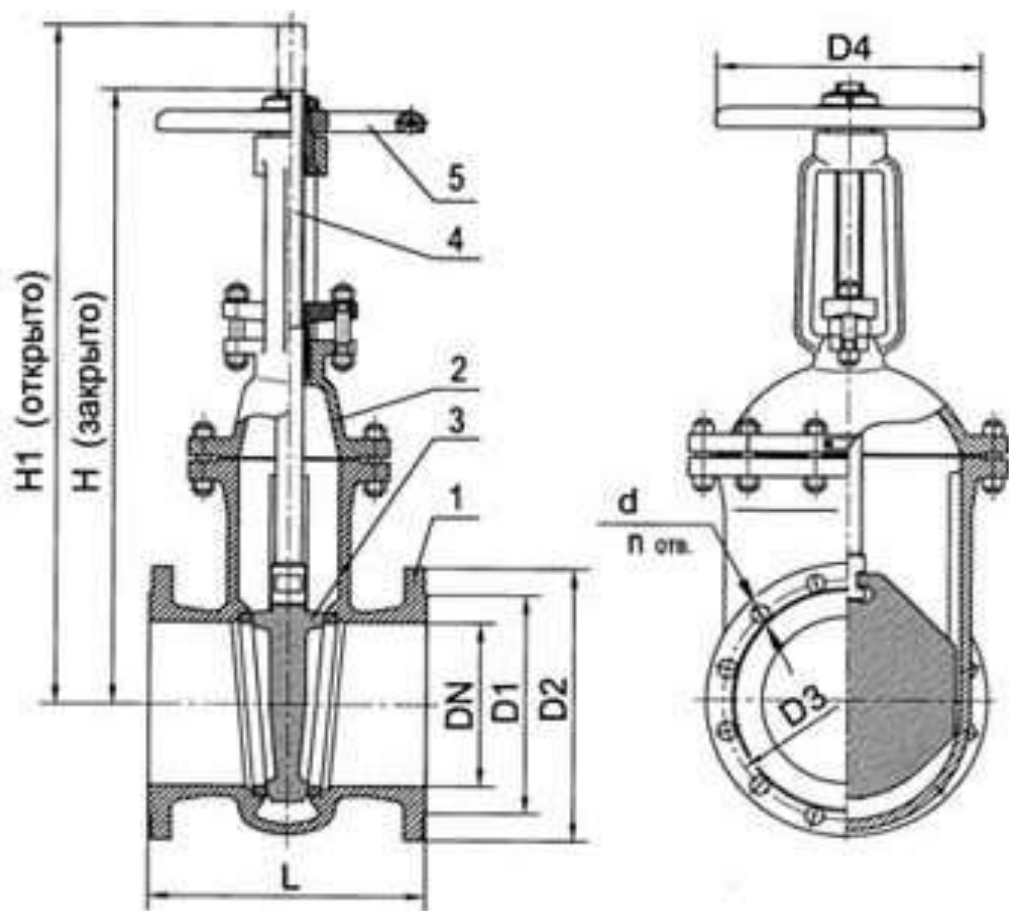
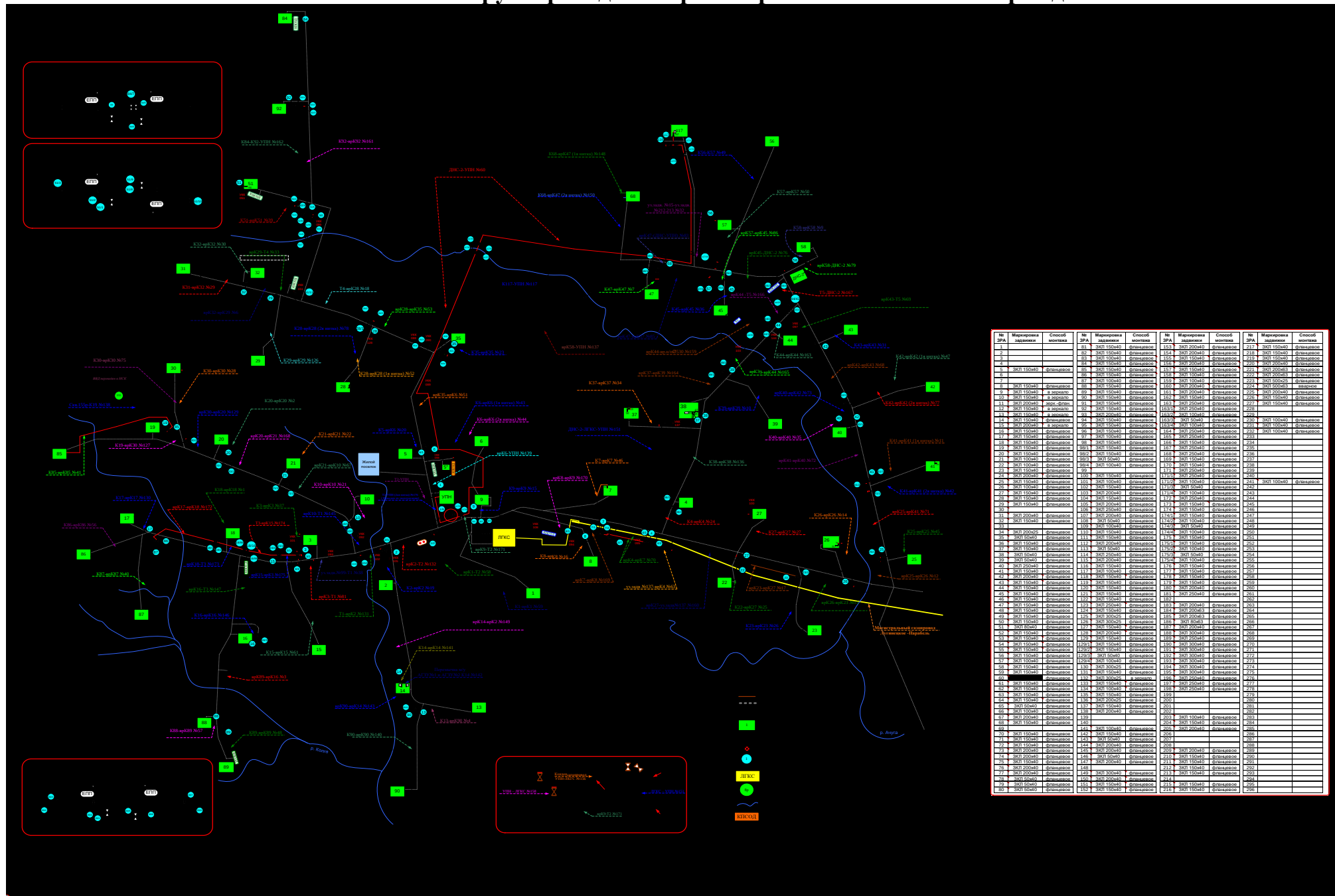


Рисунок 3.1 – Задвижка клиновая ЗКЛ

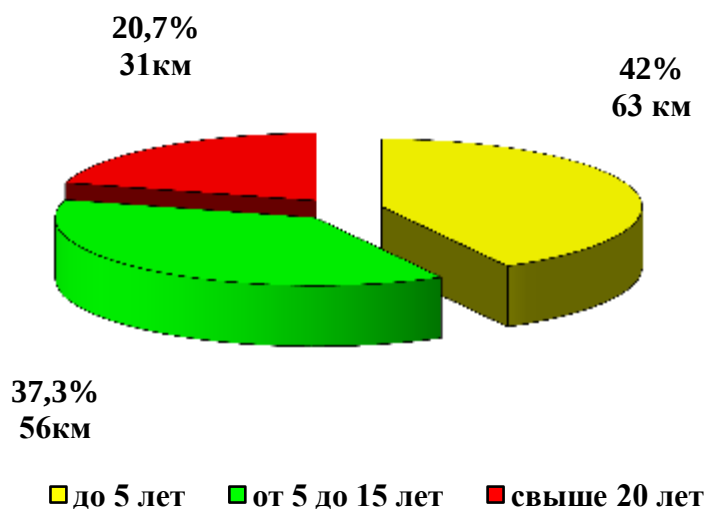
3.3. Схема системы трубопроводного транспорта —————-ого месторождения.

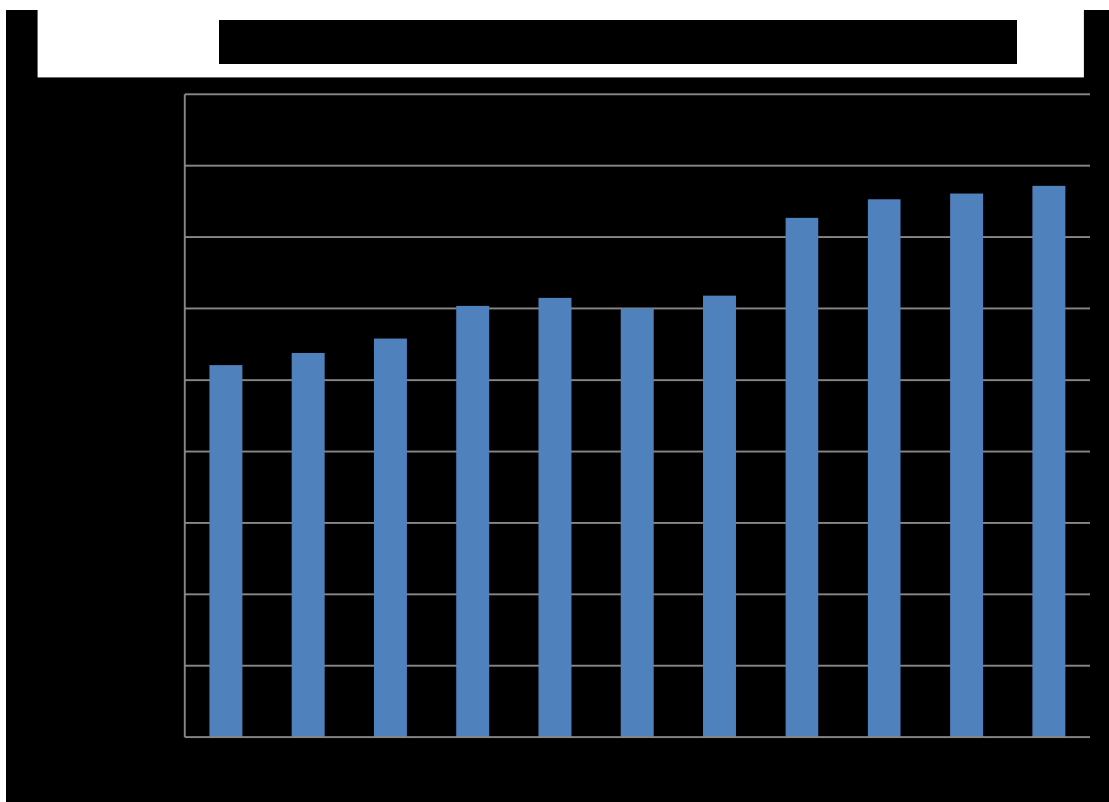


4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ

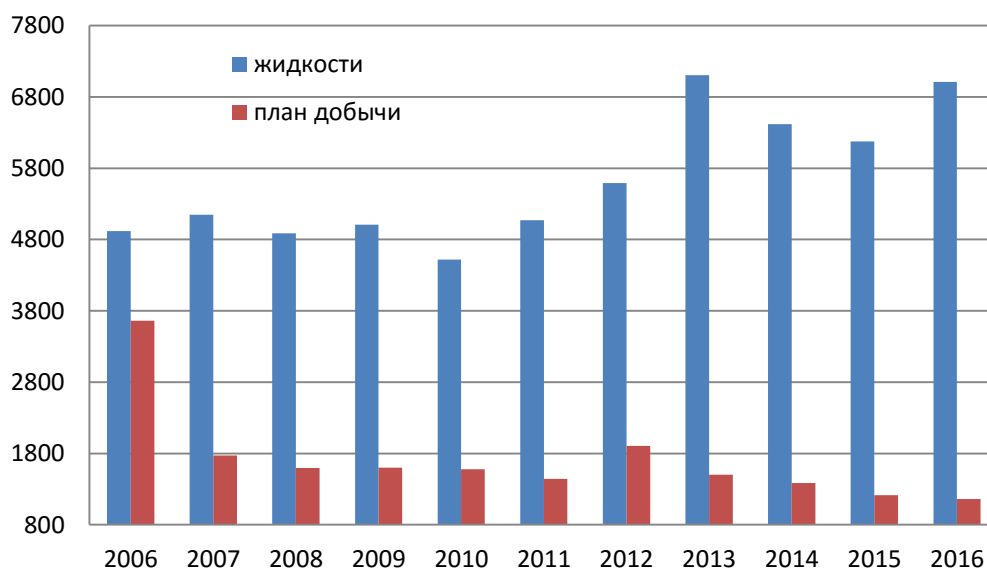
После вступления _____-ого месторождения в третью стадию разработки, основной особенностью которой является высокая обводненность добываемой продукции, проблема эксплуатационной надежности трубопроводов приобрела еще большую актуальность, что подтверждается ростом числа отказов трубопроводов и фактами преждевременной замены труб.

4.1. Анализ причин аварийности нефтегазопроводов _____-ого месторождения





Объем перекачиваемой скважинной продукции



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]



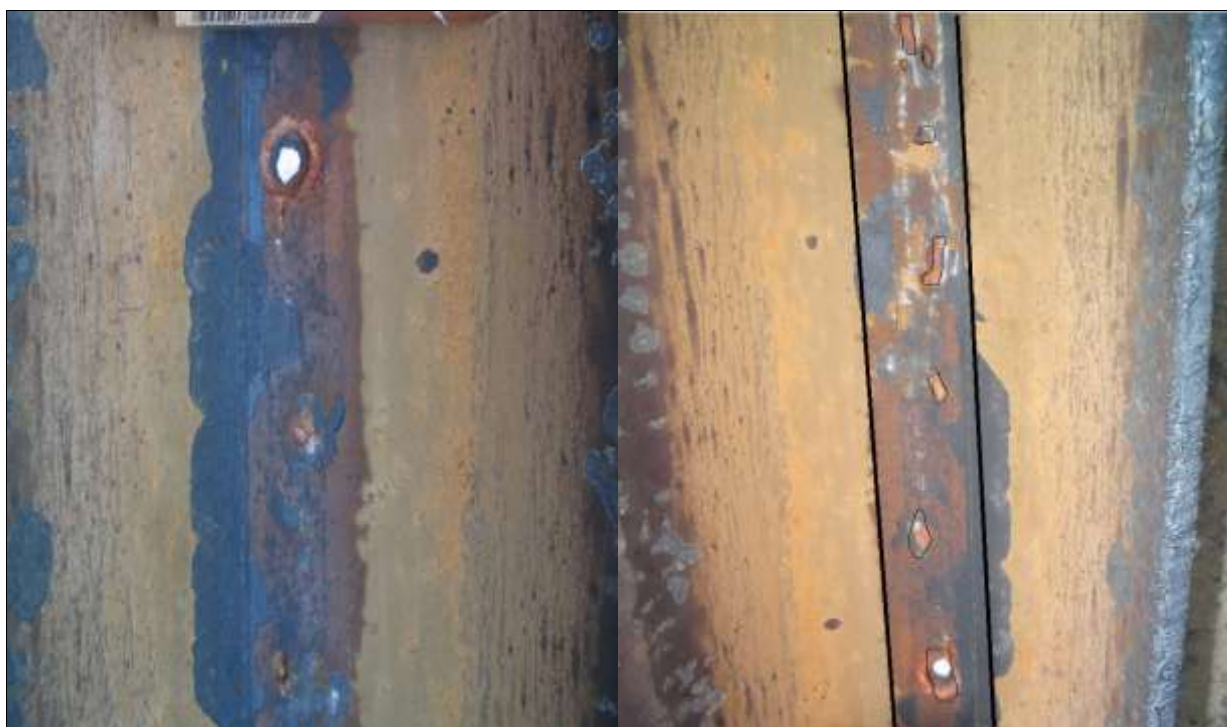
[REDACTED]

[REDACTED]

Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата



[REDACTED]



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

осадком. В таких условиях осадок плотный с плотным сцеплением с металлом трубы, создается слой разделяющий перекачиваемую среду со стенкой трубопровода при этом блокируя дальнейшее развитие коррозии. В условия транспортировки скважинной пробукции при полном отсутствии кислорода структура осадка CaCO_3 не плотная и хорошо удаляется с поверхности трубы, при этом места его отслаивания становятся активными анодами, где скорость коррозии может быть до 5–8 мм/год. Удаление осадка может происходить по ряду причин, таких как: гидравлические удары, движение газовой пробки, вибрационные воздействия, механическое воздействие твердых абразивных частиц, а так же так в результате механохимического растворения осадка в местах напряженного состояния трубопроводов.

Интенсивное разрушение нижней образующей трубы так же может быть вызвано и особенностями гидродинамики течения газожидкостных потоков (трехфазных нефтяных эмульсий) по трубопроводам.

На границе раздела жидких фаз возникают волны, в частности из-за разницы в вязкости соприкасающихся фаз. При перемещении этих волн вдоль течения транспортируемой смеси на границе раздела жидких фаз наблюдаются вторичные явления: отрыв капель воды и их вращение, что приводит к возникновению вихревых дорожек из множества капель воды строго вдоль нижней образующей трубы.

Часть присутствующих в водной фазе механических примесей (карбонатов и сульфидов железа, песка и глины) попадает во вращающиеся капли воды и участвует в постоянном гидроэрозионном воздействии на защитную пленку из карбонатов в нижней части трубы. Поэтому по нижней образующей трубы происходит постоянное механическое удаление пленки.

Ознакомившись с трудами в области изучения электрохимический коррозии протекающей по углекислотному механизму можно сделать вывод, что любая система сбора и транспортировки скважинной продукции где

присутствует высокоминерализованная пластовая вода и парциальное давление CO_2 превышает 0,001–0,005 Мпа, подвергается серьезным коррозионным повреждениям за очень короткий период. По этой причине необходимо применить комплекс мероприятий направленных на повышение надежности трубопроводов в условия повышенной коррозионной активности с учетом экономически оправданной борьбы с коррозией.

Повсеместное использование ингибиторов коррозии в данном случае будет не даст ожидаемого результата, так как в условия постоянного удаления осадка карбонат кальция защитная пленка ингибитора так же будет непрерывно удаляться с металла, а замена малостойких в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие, такие как нержавеющие стали по технико-экономическим соображениям невозможна, поскольку протяженность сети нефтепроводов значительна.

4.2. Коррозионный мониторинг трубопроводов

Цель мониторинга – получение информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению коррозии, своевременное выявление нарушений в работе ингибиторной защиты, оптимизация противокоррозионных мероприятий, обеспечение безопасной эксплуатации оборудования, увеличение срока службы оборудования и снижение эксплуатационных затрат на его обслуживание.

Система коррозионного мониторинга нефтегазового оборудования и трубопроводов представляет комплекс технических, методических, программных средств и организационных мероприятий. Она обеспечивает информацией при планировании мероприятий направленных на предупреждение аварий трубопроводов, транспортирующих коррозионно–активную среду

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						53
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Скорость коррозии на нефтесборных коллекторах _____-ого месторождения определяется гравиметрическим методом. Предварительно взвешенные, обезжиренные и высушенные на хорошо прокаленном хлористом кальции образцы свидетели изготовленные из Ст. 20 с площадью поверхности 0,0005652 м², помещались в поток агрессивной среды через лубрикаторное устройство, принципиальная схема и схема места установки в системе нефтесбора представлены на рисунках 4.2.1., 4.2.2. По потере массы данных образцов производится расчет скорости коррозии.

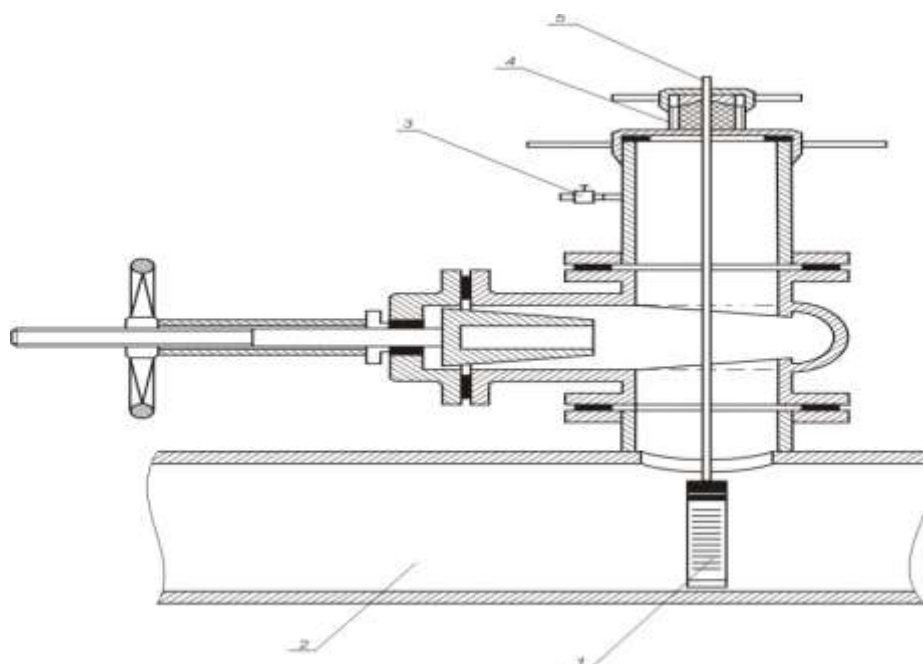
$$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S * \tau} \quad (14)$$

Где m_0 – начальная масса металла, г;

m_1 – масса металла после испытания, г;

S – рабочая поверхность, м²;

τ – продолжительность испытаний, час.



1 – кассета с образцами; 2 – трубопровод; 3 – вентиль; 4 – сальник; 5 – шток.

Рисунок 4.2.1. Принципиальная схема задвижки для установки образцов-свидетелей.

Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата

– Сводная таблица измерений скорости коррозии.

Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции ОСК, су	Вес до испытания, г	Вес после испытания, г	Потеря в весе, г	Скорость общей коррозии, мм/год			Средний расход жидкости, м ³ /сут	Марка ингибитора	Средняя/факт. дозировка, г/м	Дата отбора и остаточное содержание ИК, г/м ³
						Образцы	Средняя	Максимальная				
10.09.2013	37.12.2015	88					0,4102	0,9150		—		

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Для повышения надежности эксплуатации промысловых трубопроводов транспортирующих скважинную продукцию от кустов скважин до установок по подготовке нефти, в условия высокой обводненности и коррозионной активности продукции, нефтяники традиционно применяют следующие методы;

1. Технологические, создание условий снижения коррозионной активности до безопасных (например, создание эмульсионных режимов течения, исключающих выделение воды в отдельную фазу, в трубопроводах ССН при обводненности транспортируемой продукции менее 40 %, предварительный сброс воды и отдельный транспорт водной и углеводородной фаз от скважин до пунктов сбора и др.);
2. использование различных ингибиторов коррозии;
3. использование неметаллических материалов;
4. стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками;
5. применение защитных покрытий.

На основе опыта многолетней эксплуатации во многих нефтяных компаниях рассмотрим преимущества и недостатки каждого исполнения.

5.1. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

5.1.1. Технологические мероприятия

Создание условий эксплуатации трубопроводов в которых будет создано эмульсионное течение исключающую возможность выделения воды в отдельную фазу на месторождении которое вступило в одну из последних стадий эксплуатации при обводненности более 75% технически трудоемко и

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						57
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

экономически не эффективно. Предварительный сброс воды непосредственно с кустов скважин, так же сложен, так как требует больших финансовых вложений для закупа УПСВ-К (установок предварительного сброса воды на кустах скважин), а так же строительство дополнительных трубопроводов для транспортировки пластовой воды до БКНС.

5.1.2. Ингибиторная защита

[REDACTED]

5.1.3. Трубы из неметаллических материалов

Стеклопластиковые трубы

Стеклопластиковые трубы обладают антистатическим эффектом и высокой стойкостью к агрессивным средам. Трубы, изготовленные из стеклопластика, работают в достаточно широком диапазоне температур и давления.

Однако у стеклопластиковых труб есть и значительные недостатки, приводящие к серьезным ограничениям их применения, а в ряде случаев и полной невозможности.

Ими являются:

- низкая устойчивость к абразивному воздействию;
- низкая ремонтпригодность в условиях месторождения;
- высокая стоимость строительно-монтажных и ремонтных работ;
- повышенное парафиноотложение;
- сложности с подключением к классическим, металлическим коммуникациям.

Гибкие полимерно-металлические трубы ГПМТ

Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) предназначены для строительства технологических обвязок нефтегазопромысловых объектов, для транспортировки агрессивных маловязких жидкостей с низким содержанием твердых частиц.

К преимуществам относятся:

- легкость монтажа;
- удобная транспортировка;
- повышенная заводская готовность;
- повышенная пропускная способность.

К основным недостаткам относится:

- низкая устойчивость к абразивному воздействию твердых частиц перекачиваемой среды;
- длительность проведения ремонтных работ с полной остановкой перекачки при возникновении отказа на трубопроводе.
- не решен вопрос хранения и утилизации отработавших и выведенных из эксплуатации труб.

Согласно отраслевым нормативным документам, срок службы коррозионностойких трубопроводов ГПМТ должен быть не менее 25 лет. Но не смотря на это, результаты обследований образцов ГПМТ на которых произошли отказы в первые 5 лет эксплуатации, проведенных за последние

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						59
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

года в различных нефтяных компаниях где широко применяются данные методы, показали, что 49 % отказов произошло из-за снижения прочностных характеристик армирующих элементов трубы в процессе эксплуатации, а также ухудшения механических свойств полиэтилена по сравнению с исходными значениями; 13 % отказов ГПМТ – в результате нарушения режимов эксплуатации (превышение давления), 23 % отказов ГПМТ приходится на строительный брак, 10 % – на заводской брак, 5 % – на прочие причины (рис. 5.1.3.1). [10]

На сегодняшний день доля систем нефтесборных трубопроводов выполненных с применением ГПМТ в крупнейших нефтяных компаниях России составляет не более 12-15%.[10]

Причины отказов впервые 5 лет эксплуатации ГПМТ

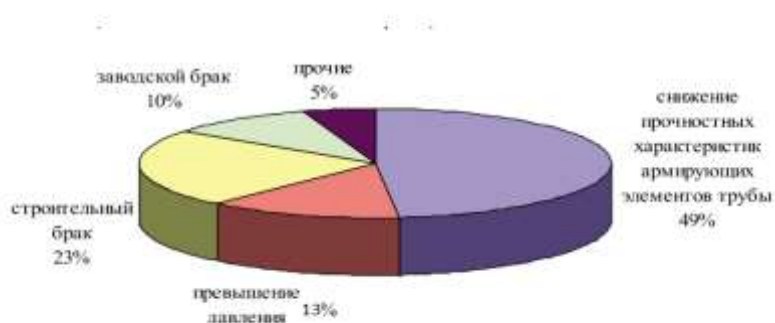


Рисунок 5.1.3.1 – Причины отказов ГПМТ

5.1.4. Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками

В производстве трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками на сегодняшний момент достигнут не малый прогресс в области повышения качества изготовления. Но при рассмотрении повышенных эксплуатационных характеристик и коррозионную стойкость,

мы говорим не о трубах из нержавеющей стали, которая не подвержена коррозионным процессам.

Переход не устойчивых в условиях углекислотной коррозии сталей на более стойкие, такие как нержавеющая сталь, неприемлема по технико-экономическим соображениям, поскольку протяженность сети нефтепроводов огромна.

[REDACTED]

Трубы отличаются от нефтегазопроводных труб обычного исполнения по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 повышенной стабильностью механических характеристик, низкой температурой вязко-хрупкого перехода, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и образованию водородных трещин.

Технические требования

- Трубы должны быть подвергнуты специальной термической обработке по режимам завода-изготовителя.
- Правка готовых термообработанных труб должна производиться при температуре не ниже 550С.
- Полосчатость структуры не должна превышать 1,5 балла, размер зерна должен быть не менее 9 балла
- Загрязненность стали неметаллическими включениями оксидами точечными, сульфидами и силикатами не должна превышать по среднему 2-го балла по каждому виду включений, нитридами - не должна превышать по среднему 1-го балла.
- На концах труб с наружной поверхности должна быть снята фаска под углом $30\pm 3^\circ$ к торцу. При этом должно быть обеспечено торцевое кольцо шириной 1 - 3 мм. На внутренних гранях торцов труб, подлежащих сварке, допускается фаска (0,5 мм минус 0,5 мм), не выводящая толщину стенки за пределы минусового допуска.
- Трубы с толщиной стенки до 10 мм должны выдерживать испытание на сплющивание до получения между сплющивающими поверхностями расстояния Н в миллиметрах.
- На поверхности труб не допускаются трещины, плены, рванины и закаты. Допускаются отдельные незначительные забоины, вмятины, риски, тонкий слой окалины, следы зачистки дефектов и мелкие плены, обусловленные способом производства, если они не выводят толщину стенки за пределы минусовых отклонений. Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщина стенки труб после зачистки не выводит за пределы допусков на толщину стенки.
- С целью обнаружения внутренних и наружных дефектов трубы должны быть подвергнуты 100 процентному неразрушающему контролю по технологии завода изготовителя.

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						62
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

– Трубы должны выдерживать испытание внутренним гидравлическим давлением не более 207 кг/см^2 .

– Трубы должны выдерживать испытания на водородное растрескивание по стандарту. Предельные значения коэффициентов длины и толщины трещин (СТК.) соответственно не должны превышать: - 1,5%, СТК - 3%.

– Трубы должны выдерживать испытания на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН)

Пороговое напряжение СКРН (Q_{tn}) на продольных образцах должно быть не менее 75% от минимального гарантируемого предела текучести материала.

– Критического коэффициента интенсивности напряжений в вершине коррозионной трещины (K_{Isc}) должна быть не менее $150 \text{ кгс/мм}^{3/2}$ ($35 \text{ МПа} \cdot \text{м}^{1/2}$).

– Скорость общей коррозии металла в модельных средах не должна превышать 0,5 мм/год. Коррозионные свойства металла труб гарантируются заводом-изготовителем. Завод в обязательном порядке проводит коррозионные испытания в независимой организации ОАО "ВНИИТнефть" на первых десяти партиях, затем на каждой десятой партии.

Не смотря на все преимущества данной трубной продукции перед трубами применяемыми ранее, получить желаемый результат, а именно увеличить срок эксплуатации до проектируемого на _____ом месторождении достигнуть не получилось.

Для достижения необходимых результатов по моему мнению необходимо:

- разработка эффективной и гибкой технической политики борьбы с коррозией трубопроводов;
- научно-методическое обеспечение исследовательских работ;
- материально-техническое обеспечение планируемых мероприятий;

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						63
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Не смотря на принятые меры по повышению надежности и долговечности трубопроводов в ОАО «Томскнефть» ВНК, повсеместно получить положительный результат не удалось. Это в первую очередь связано с обобщенностью условий транспортировки скважинной продукции без учета особенностей того или иного месторождения.

5.1.5. Стальные трубы с внутренним антикоррозийным покрытием

Высокая обводненность нефтепромыслов, наличие в продуктах коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, повышенная температура эксплуатации способствуют интенсивной коррозии внутренней поверхности труб. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01–0,4 мм/год, а локальная скорость коррозии – до 1,5–6 мм/год.

Реальный срок службы стальных промысловых трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить 1-3 года, а на некоторых промыслах сквозная коррозия трубопроводов может наступать уже после нескольких месяцев ввода их в эксплуатацию. В то же время при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий срок службы промысловых трубопроводов может повыситься в 8-10 раз.

Таким образом, в условиях _____-ого нефтепромысла с развитой системой транспортировки скважинной продукции и характеристиками приведенными в разделе (3.2.3) основным методов борьбы с коррозией на сегодняшний день остается защита внутренней поверхности трубопроводов различными эпоксидным покрытием, соединение труб с внутренним антикоррозионным покрытием с применением сварки с использованием втулки с внутренним полимерным покрытием (для защиты сварного стыка).

Для создания внутренней изоляции позволяющей долгое время эффективно защищать основной металл труб большое значение имеет правильный подбор изоляционного материала и соблюдение

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						64
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

технологического процесса нанесения внутреннего покрытия труб.

Существующие технологические процессы внутренней изоляции труб предусматривают применение в качестве изоляционных материалов порошковых полимеров и лакокрасочных материалов, как жидких с содержанием растворителей более 30%, так и высоковязких с содержанием растворителей ниже 30% (ЛКМ с высоким сухим остатком) и материалов, не содержащих растворители.

5.2. Эпоксидное покрытие без растворителя Amercoat 391 PC

Amercoat 391PC (Амеркот 391 ПС) – полимерное эпоксидное покрытие, быстросохнущее, применяющееся без растворителей. Это покрытие обладает высокой стойкостью и разрабатывалось для покрытия внутренних и внешних поверхностей трубопроводов, резервуаров и других емкостей хранения. Устойчивость к механическим повреждениям (ударам, царапинам, истиранию), наравне с высокой степенью антикоррозионной защиты, объясняет причину выбора применения этого покрытия.

Кроме высокой механической стойкости Amercoat 391PC обладает устойчивостью к катодному отслаиванию и химическим воздействиям таких веществ, как нефтепродукты, сточные воды и отходы промышленных производств. Отсутствие растворителей в его составе и нанесение на поверхность без их применения, позволяет использовать такое эпоксидное покрытие для резервуаров питьевой воды.

5.2.1. Преимущества применения покрытия Амеркот 391

Материал Amercoat, используемый в качестве антикоррозионного покрытия внутренней поверхности труб, демонстрирует исключительно высокие показатели проводимости, характеризующие движение

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						65
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

транспортируемой жидкости, а также способствует улучшению эксплуатационных характеристик трубопроводных систем.

Гладкая поверхность изоляции Amercoat способствует увеличению скорости потока передаваемой жидкости, что значительно повышает показатели пропускной способности трубопровода. Высокая адгезия покрытия препятствует проникновению транспортируемой коррозионной среды к поверхности стальной трубы.

Преимущества применения покрытия заключаются в следующем:

- значительное увеличение срока службы трубопровода – до 30 лет;
- существенное снижение энергозатрат на перекачку жидкости благодаря повышенной гладкости стенок трубы;
- обеспечение антикоррозийной изоляции труб;
- повышенная устойчивость покрытия к истиранию;
- возможность транспортировки труб в изоляции на большие расстояния;
- предотвращение отложений различных веществ на внутренней поверхности труб;
- возможность транспортировки веществ, имеющих высокую температуру.

Нанесение покрытия осуществляется в специализированных цехах методом безвоздушного напыления с использованием окрасочного аппарата, оснащенного распылительной головкой. Перед нанесением антикоррозионного покрытия металлическая поверхность трубы проходит абразивную очистку от окислов.

Процесс нанесения покрытия Amercoat включает следующие технологические операции:

- дробеструйная обработка внутренней поверхности труб;
- очистка поверхности от пыли;
- нанесение покрытия методом безвоздушного напыления;

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						66
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

- полимеризация покрытия при температуре 180-200 °С.

Изготовление труб с покрытием Amercoat 391PC значительно продлевает срок эксплуатации трубопровода. При транспортировке воды гарантирует ее доставку без ухудшения химических характеристик, благодаря предотвращению окисления трубопровода и низкой адгезии самого покрытия. Обеспечивает снижение парафинообразований, что уменьшает расходы на очистку труб.

Сфера применения Amercoat 391 PC

Сфера применения эпоксидного покрытия Amercoat 391 PC чрезвычайно широка, благодаря его высоким эксплуатационным характеристикам. Это покрытие применяется в следующих случаях:

- для нанесения на внутреннюю поверхность емкостей и резервуаров питьевой воды;
- как внешнее или внутреннее антикоррозийное покрытие для трубопроводов;
- для покрытия внутренней поверхности резервуаров или магистральных трубопроводов для нефти или нефтепродуктов;
- как наружное покрытие подземных резервуаров для хранения газа;
- используется для нанесения на емкости для транспортировки цементного или бетонного раствора и любых сухих и твердых веществ.

Данное покрытие сочетает химическую и механическую стойкость, обеспечивая высочайшую степень антикоррозионной защиты. Покрытие успешно прошло испытания в Институте МРА, г. Ганновер (Германия), имеет сертификат WARS (Соединённое Королевство), протестировано по стандарту BS6920:2000 и по результатам испытаний в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина и ВНИИСТ рекомендовано для антикоррозионной защиты внутренней поверхности нефтепромысловых труб (Приложение 1). Срок

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						67
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

службы трубопроводов с внутренним покрытием Amercoat 391 PC возрастает минимум в 8-10 раз по сравнению с незащищёнными трубами.

Данные о нанесении

Amercoat 391 PC, быстросохнущее покрытие, не содержащее растворитель, наносится с помощью оборудования для безвоздушного горячего двухкомпонентного распыления с предварительной подготовкой поверхности.

Для достижения максимальных эксплуатационных характеристик, важно при нанесении придерживаться технологии нанесения с учетом всех ограничений. При соблюдении технологии, двухкомпонентное покрытие Amercoat 391PC продлевает срок эксплуатации трубопровода в 8-10 раз, обеспечивая высокую антикоррозионную защиту и при этом не увеличивает вес самой трубы или фасонных деталей.

ТУ 1390-010-86695843-2011 «Трубы стальные и детали трубопроводов приварные с внутренним антикоррозионным покрытием на основе лакокрасочных материалов с высоким сухим остатком» (согласовано с ОАО "ВНИИСТ"), которые распространяются на трубы стальные и детали приварные с внутренним антикоррозионным покрытием, предназначенные для строительства промышленных нефтепроводов, технологических обвязок насосных, компрессорных станций, а так же других объектов нефтегазовой промышленности.

Толщина покрытия 300-700 мкм.

ТУ 1390-012-86695843-2011 «Трубы и соединительные детали стальные диаметром 57-2020 мм с внутренним однослойным покрытием на основе жидких безрастворительных эпоксидных материалов» (Согласовано с ОАО «Роснефть»). Предметом ТУ являются технические требования к трубам бесшовным и электросварным прямошовным, спиралешовным и соединительным деталям стальным диаметром 57-2020 мм с внутренним однослойным покрытием на основе жидких эпоксидных безрастворительных

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						68
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

материалов, предназначенным для строительства наземных, надземных, подводных и подземных трубопроводов различного назначения (нефтесборные коллекторы, напорные нефтепроводы, водоводы высокого и низкого давления, газопроводы высокого и низкого давления, конденсатопроводы), эксплуатируемых при температуре до плюс 800С.Толщина покрытия 350-600 мкм.

Стоимость нанесения внешних и внутренних антикоррозионных покрытий на промысловые нефтепроводы значительно ниже затрат на ликвидацию последствий возможных аварий, разливов нефти, внеплановых ремонтов.

Нанесение антикоррозионных покрытий может осуществляться на предприятиях трубной промышленности в процессе изготовления труб, на специализированных заводах по нанесению антикоррозионных покрытий, в трассовых условиях при проведении строительно-монтажных работ. Для получения качественного антикоррозионного покрытия наиболее предпочтительными являются первые два варианта.

5.2.2. Защита внутренней поверхности зоны сварного шва

Проблема защиты внутренней поверхности сварного шва до недавнего времени являлась сдерживающим фактором применения труб с внутренним полимерным покрытием. При термическом воздействии, происходящем во время сварки труб, внутреннее покрытие обгорают на расстоянии 4–8 мм.

В настоящее время для защиты от внутренней коррозии зоны сварного шва труб с внутренней изоляцией рекомендуется использование специальных муфт с защитным покрытием и без него.

В нашем случае рассмотрим тонкостенные муфты и входящие в них элементами (втулка, резиновые уплотнения, адгезионные и теплоизолирующие материалы) с заполнением внутренней полости

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						69
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

антикоррозионным материалом, аналогичным защитному материалу, применяемому для внутренней изоляции труб.

Установка защитной втулки для защиты внутренних сварных швов стал применяться в нашей стране сравнительно недавно – в конце в начале 2000 годов. Изначально он был разработан и внедрен американской компанией «TUBOSCOPE VETCO» около тридцати лет назад. В настоящее время в нашей стране выпускаются отечественные аналоги защитных втулок. Принцип работы втулки заключается в следующем: втулка устанавливается внутри трубы в зоне сварного шва и прихватывается сваркой по упорам (рисунок 5.2.2.1). В процессе установки втулки в трубу резиновые манжеты формируют герметичный валик из предварительно нанесенной специальной мастики. Далее трубы свариваются. В результате образуется кольцевой сварной шов, полностью защищенный от контакта с транспортируемой средой.

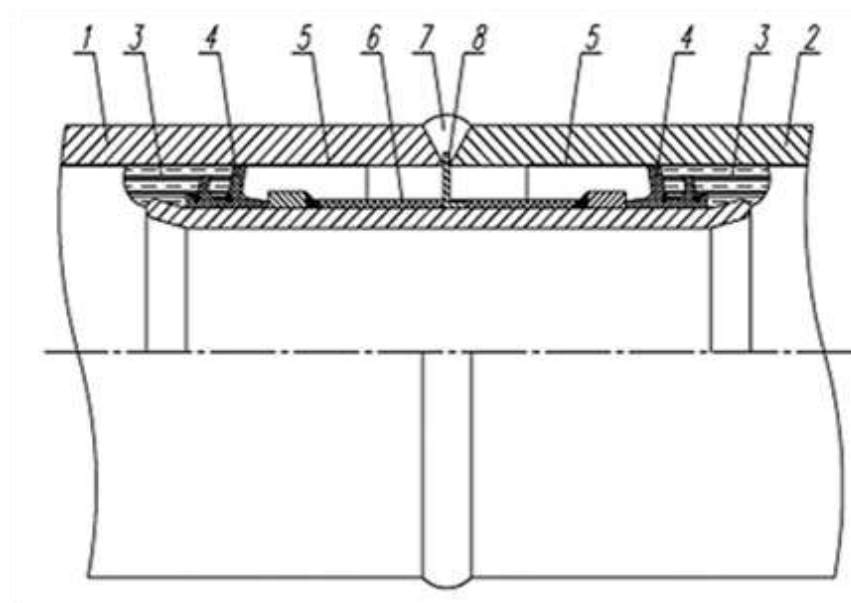


Рисунок 5.2.2.1 – Установленная защитная втулка в разрезе (1, 2 – соединяемые трубы; 3 – мастика; 4 – манжета; 5 – покрытие трубы; 6 - теплоизолирующий материал; 7 – сварной шов; 8 – упор).

Более чем десятилетний опыт применения защитных втулок на промышленных и технологических трубопроводах с внутренним

антикоррозионным покрытием позволяет оценить достоинства и недостатки. Достоинства втулок: простота, технологичность установки, надежность защиты внутренней поверхности сварного шва. К недостаткам можно отнести: сужение проходного сечения трубопроводов, что особенно заметно на трубопроводах малых диаметров; возможную потерю герметичности на трубопроводах с большими давлениями (более 10 МПа); сложность диагностики сварного шва в процессе эксплуатации трубопровода. Однако отметим, что потеря герметичности околошовной зоны на нефтепромысловых трубопроводах не приводит к существенному развитию коррозии сварных швов, так как речь идет об образовании микротрещин в мастике, которые достаточно быстро забиваются нефтяным шламом и герметичность восстанавливается. На трубопроводах, транспортирующих воду с большим содержанием солей, односторонний порыв мастичного валика теоретически может привести к развитию электрохимической коррозии.

Данный способ защиты в настоящее время получил наиболее широкое применение. В связи с этим, приведём некоторые дополнительные сведения о нём.

Технология установки втулки в трубу не меняется в зависимости от условий монтажа – заводских или полевых. Но при отрицательных температурах требуется готовить эпоксидную мастику в отапливаемом помещении.

Существенным отличием данного способа от других является гарантированная защита сварного стыка. Даже при одностороннем нарушении герметичного мастичного валика или при погрешностях его формирования защита шва продолжает работать и увеличивает срок службы трубопровода.

Очевидно, что втулка увеличивает гидравлическое сопротивление трубопровода. По данным ВНИИСТ полимерное покрытие труб может

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						71
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

снизить гидравлические потери в 1,4 – 1,5 раз. В целом, суммарное гидравлическое сопротивление трубопровода с покрытием и втулками незначительно отличается от гидравлического сопротивления обычного трубопровода без втулок и без покрытия. Например, на трубопроводе Ø 114'7 мм, транспортирующем нефтяную эмульсию, относительное увеличение потерь составляет 2,36 %. С увеличением диаметра трубопровода потери напора на втулках падают.

Втулка не является значительным препятствием для прохождения средств очистки и диагностики трубопровода. Для определения допустимости применения того или иного внутритрубного снаряда необходимо сравнить сужение сечения, вызванное втулкой, с допустимым сужением для снаряда. Большинство очистных и диагностических устройств способны преодолевать сужения до 30%.

Опыт показывает, на трубопроводах с внутренним полимерным покрытием, существенно уменьшается количество твердых отложений, что позволяет сократить регламентные работы по очистке полости трубопровода в 2 – 3 раза.

Втулка достаточно хорошо работает на изгиб в трубе. В результате испытаний, проведенных в соответствии с требованиями, было установлено, что благодаря свойствам герметизирующей мастики, целостность герметичного валика сохраняется при радиусе изгиба до 7,2 м.

Втулка хорошо сопротивляется осевому сдвигу при ударе движущегося снаряда. Испытания, проведенные на осевой сдвиг, показали следующие результаты (таблица 5.2.2.1)

Таблица 5.2.2.1 – Достигнутые при испытаниях усилия осевого сдвига

Типоразмер втулки	Усилие сдвига, т
Ø 325'8	16
Ø 426'8	36
Ø 530'8	40

Втулка не влияет на прочность и чистоту сварного кольцевого шва. Это обеспечивается конструкцией втулок. В свою очередь, процесс сварки кольцевого шва не оказывает существенного температурного влияния на втулку и мастику. Максимальная температура на торцах втулки в зонах присутствия мастики составила +70 °С при том, что мастика в соответствии с ТУ-2241-008-48151375-06 выдерживает +150 °С (кратковременно до +190 °С).

Для соединения фасонных изделий и обеспечения полной защиты всей протяженности трубопровода применяются методы нанесения изоляции в заводских условиях на заранее изготовленные узлы и детали (Рис.5.2.2.2)



Рисунок 5.2.2.2– Фасонные соединительные детали с внутренним антикоррозийным покрытием

5.3. Гидравлический расчет стального трубопровода без внутреннего покрытия и с внутренним покрытием Amercoat 391 PC

Внутренний диаметр $d_{вн} = 143$ мм;

длина трубопровода $L = 1560$ м;

часовая пропускная способность $Q_{ч} = 150$ м³/ч;

плотность перекачиваемой нефти $\rho = 827$ кг/м³;

кинематическая вязкость нефти $\nu_t = 0.989 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

5.3.1. Расчет трубопровода из стальных труб

Секундный расход нефти в трубопроводе:

$$Q = Q_{ч} / 3600 = 150 / 3600 = 0,0416 \text{ м}^3 / \text{с} \quad (14)$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе:

$$V = \frac{4Q}{S_{\text{прох}}} = \frac{4 \cdot 150}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,143^2} = 2.59 \text{ м} / \text{с} \quad (15)$$

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu_t} = \frac{2.59 \cdot 0.143}{0.989 \cdot 10^{-4}} = 3744 > 2320, \quad (16)$$

получаем режим движения нефти в трубопроводе – турбулентный.

Для определения зоны трения необходимо определить переходные числа Рейнольдса:

$$Re_1 = 10 / \varepsilon$$

$$Re_2 = 500 / \varepsilon'$$

где $\varepsilon = K_s / d$ – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость K_s и диаметр.

$$\varepsilon = K_s / d = 0.5 / 143 = 0.0034$$

$$Re_1 = \frac{10}{0.0034} = 2940 \quad (17)$$

					АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ	Лист
						75
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

$$Re_2 = \frac{500}{0.0034} = 147058 \quad (18)$$

зона смешанного трения:

$$Re_1 < Re < Re_2$$

$$2940 < 2320 < 147058 \quad (19)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае определяется по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0.11\left(\varepsilon + \frac{68}{Re}\right)^{0.25} = 0.11\left(0.0034 + \frac{68}{2320}\right)^{0.25} = 0.046 \quad (20)$$

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 0.04 \frac{1560 * 2.59^2}{0.143 * 2 * 9.8} = 149.3 м, \quad (21)$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho * g * h = 827 * 9.8 * 149.3 = 12.1 кз / см2 \quad (22)$$

5.3.2. Расчет трубопровода с внутренним антикоррозийным покрытием эпоксидной эмалью Amercoat 391 PC

Эквивалентная шероховатость труб с внутренним покрытием Amercoat 391 PC примерно на 30 % ниже, чем у стальных труб, и составляет $K_s = 0,3$.

Тогда получим:

$$\varepsilon = K_s / d = 0.3 / 143 = 0.002 \quad (23)$$

$$Re_1 = \frac{10}{0.002} = 5000$$

$$Re_2 = \frac{500}{0.002} = 250000 \quad (24)$$

получаем зону гидравлически гладких труб:

$$2320 < Re < Re_1$$

$$2320 < 3935 < 5000$$

Коэффициент гидравлического сопротивления в этом случае

определяется по формуле Блазиуса:

$$\lambda = 0.3164 / \text{Re}^{0.25} = 0.3164 / 3935^{0.25} = 0.039 \quad (25)$$

Тогда потери напора на трение:

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 0.027 \frac{1560 * 2.59^2}{0.143 * 2 * 9.8} = 40.3 \text{ м}, \quad (26)$$

если перевести полученный результат в потери давления, то получим:

$$\Delta p = \rho * g * h = 827 * 9.8 * 40.3 = 3.2 \text{ кг / см}^2 \quad (27)$$

Следовательно, делаем выводы, что при применении труб с внутренним покрытием Amercoat 391 РС за счет меньшей эквивалентной шероховатости труб уменьшается коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода и снижаются потери напора на трение. Все эти факты играют важную роль в системе сбора и транспортировки скважинной продукции.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1. Экономическая эффективность от применения труб с внутренним антикоррозийным покрытием на примере НСК куст 29 – врезка куста 29

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	486
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	1536
[REDACTED]			

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение								
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата	Анализ методов борьбы с коррозией нефтесборных трубопроводов Лугинецкого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации				Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Шавидзе Р.Г.										77	
Руководит.		Лунева Е.Е.							ТПУ гр. 3-2Т01				
Консульт.		Вазим А.А.											
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

—	И	—	+	И	Т
—	■	■	—		—
—	■	—	—	—	—
— —	■	■	—	—	—
— —	■	■	—	—	—
— —	■	■	—	—	—
— —	■	■	—	—	—
					—

—	■	—	—	—	—	—
—	■	—	—	—	—	103 253,09
—	■	—	—	—	—	127 371,24
—	■	—	—	—	—	127 371,24
—	■	—	—	—	—	151 437,86
—	■	—	—	—	—	101 540,71
—	■	—	—	—	—	101 540,71
						—

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

A series of horizontal black bars of varying lengths and positions, resembling a barcode or a stylized text representation. The bars are arranged in a vertical sequence, with some starting from the left edge and others being indented. The lengths vary significantly, with some bars spanning most of the width and others being much shorter. The overall effect is a rhythmic, abstract pattern of solid black shapes against a white background.

6.4. Ресурсосбережение

В России коррозия ежегодно приводит к огромным убыткам, в мире до 20% металла в год уходит именно в коррозионные отходы.

На примере трубопровода [REDACTED] —————ого месторождения, при применении более ресурсоэффективной трубной продукции за 10 лет эксплуатации экономим 20 тонн металла используемого на изготовление трубы.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Социальная ответственность направлена на поддержания оптимальных параметров работы, согласованных с параметрами работы существующей системы трубопроводов, обеспечения достигнутого уровня надежности, безопасности, производственной санитарии, пожаровзрывобезопасности и охраны окружающей среды.

7.1. Производственная безопасность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при реализации мероприятий по повышению надежности промысловых нефтегазопроводов —————ого месторождения.

Промысловые трубопроводы состоят:

- выкидные трубопроводы от нефтяных скважин, за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин (на кустах скважин), для транспортирования продуктов скважин до замерных установок;
- нефтегазосборные трубопроводы для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени

					<i>Анализ методов борьбы с коррозией нефтесборных трубопроводов Лугинецкого месторождения и разработка мероприятий по повышению надежности их эксплуатации</i>			
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Шавидзе Р.Г.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Лунева Е.Е.						82
Консульт		Гуляев М.В.					ТПУ ТХНГ гр.3-2Т01	
Зав. каф		Рудаченко А.В.						

сепарации нефти (нефтегазопроводы);

– нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от (АГЗУ) нефти и ДНС до ЦППН.

Промысловые трубопроводы —————-ого месторождения построены в подземном и наземном (на отсыпной насыпи, или на надземных опорах) исполнении. Основным видом прокладки трубопроводов на —————-ом месторождении является подземное заглубление трубопроводов. Глубина заложения в грунт до верха трубы составляет в интервале от 0,8м до 1,2м., при отсутствии проезда автотранспорта и 1,4м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, при пересечении автомобильных дорог.

Интервал температура нефти (водонефтяной эмульсии), поступающих в трубопровод, составляет летом от 20°С до 60°С, зимой от 5°С до 60°С. Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время – 40–50°С°. Величина снежного покрова достаточно велика, на заселенных участках достигает 1,5 м. Почва зимой промерзает на 1–1,5 м.

Самый жаркий месяц лета – июль, когда температура воздуха поднимается до +35°С. Среднегодовое количество осадков составляет 450 –500 мм в год. Ледостав на реках начинается в ноябре, а вскрытие их ото льда приходится на конец апреля – начало мая. Навигационный период на крупных реках продолжается 150–170 дней, а на мелких – значительно меньше.

На промысловых нефтепроводах постоянно работающего производственного персонала нет. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время текущего

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		84

обслуживания, а также при производстве текущего и капитального ремонта трубопроводов и оборудования установленного на них.

При проведении работ на объектах трубопроводного транспорта — —ого месторождения персонал попадает в зону действия следующих вредных факторов:

Климатические условия.

При работе в зимнее время необходимо соблюдать следующие требования:

при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах (скорость ветра устанавливается по данным местных метеостанций) [18];

работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха; средства для обогрева предоставляются на месте работ или в непосредственной близости от места работы;

о прекращении работы на открытом воздухе или перерывах должно быть сделано распоряжение. Самовольное установление работниками перерывов, а также самовольное прекращение работы не допускается;

если работы прекращены вследствие низкой температуры или сильного ветра, работники должны быть временно переведены на другую работу в теплое помещение (не распространяется на работников, занятых снегоочистительными и аварийными работами).

Рабочие места на трассе по сварке, а также при других работах следует обеспечивать средствами индивидуального обогрева и защиты от ветра, атмосферных осадков (укрытие, переносные щиты, тенты).

При сварке труб в нитку при прекращении работ концы свариваемого участка трубопровода должны быть закрыты съемными инвентарными заглушками для предотвращения попадания снега и влаги.

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

При наличии ветра свыше 10 м/с, а также при выпадении атмосферных осадков производить сварочные работы без инвентарных укрытий сварщиков запрещается.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [19].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Повышенные уровни шума.

Допустимый эквивалентный уровень шума составляет 80 дБА. Зоны с уровнем звука свыше 80 дБА обозначаются знаками опасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты слуха не допускается [20].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

– использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши"), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [21].

Повышенные уровни вибрации.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		86

логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [22].

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

При производстве ремонтных работ на трубопроводе особое место занимает ручной механизированный инструмент. При производстве работ используются сверлильные, шлифовальные, и других ручных машин с электрическим и пневматическим приводом.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств индивидуальной защиты тела от вибрации, снижающих воздействие от вибрации на работающих на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном нормативно технической документацией на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [22].

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Электрическое освещение строительных площадок и участков

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное [23].

При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены:

- не менее 10 люкс при выполнении земляных работ;
- не менее 100 люкс на рабочем месте при выполнении монтажных и изоляционных работ;
- не менее 2 люкс на проездах в пределах рабочей площадки;
- не менее 5 люкс в проходах к месту производства работ.

Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении.

Рабочее освещение предусматривается для всех строительных площадок и участков, где работы выполняются в ночное и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего (равномерного или локализованного) и комбинированного освещения (к общему добавляется местное).

Для освещения мест производства наружных строительных и монтажных работ применяются лампы накаливания общего назначения, лампы накаливания прожекторные, лампы накаливания галогенные, лампы ртутные газоразрядные высокого давления, лампы ксеноновые, лампы натриевые высокого давления.

Аварийное освещение следует предусматривать в местах производства работ по бетонированию ответственных конструкций в тех случаях, когда по требованиям технологии перерыв в укладке бетона недопустим.

Для осуществления охранного освещения следует выделять часть светильников рабочего освещения. Охранное освещение должно обеспечивать на границах строительных площадок или участков производства работ горизонтальную освещенность не менее 0,5 лк на уровне

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

земли или вертикальную на плоскости ограждения.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

На месте проведения газоопасных работ согласно наряда-допуска должен быть организован контроль воздушной среды но не реже одного раза в час, по первому требованию работника, после каждого перерыва в работе, пере началом и после окончания работ, анализ воздушной среды проводится анализаторами течеискателями АНТ – 3, и АНТ – 3М, в точках определенных согласно наряда-допуска. Все исполнители работ по наряду-допуску на газоопасные работы, включая работников подрядных организаций, должны быть обеспечены индивидуальными газоанализаторами-сигнализаторами, а также индивидуальными противогазами ППФ и ППФ-5М для выхода из загазованной зоны. Запрещается пользоваться газосигнализаторами не прошедшими государственную поверку или с просроченным сроком поверки, не имеющими паспорта и сертификата.

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для углеводородов ПДК равно 300 мг/м³[24].

Применяемые спецодежда, спецобувь, каски, щитки защитные лицевые, очки защитные и другие средства индивидуальной защиты должны иметь сертификат соответствия или декларацию соответствия, соответствовать требованиям санитарных правил, иметь санитарно-эпидемиологическое заключение и подвергаться периодическим контрольным осмотрам и испытаниям в порядке и сроки, установленные техническими условиями на них. Работники не должны допускаться к работе без положенной по нормативам спецодежды и средств индивидуальной защиты[25].

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Источниками запыленности при производстве ремонтных работ на трубопроводах являемся;

- механическая обработка трубы и деталей шлифмашинами.
- проведение земляных работ в сыпучих грунтах.

Уменьшение запыленности и загазованности воздуха вне площадок находящихся на открытом воздухе, достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны приточными вентиляторами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ), защитных очках и комбинезонах.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща [28].

7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при реализации мероприятий по повышению надежности промысловых нефтегазопроводов —————ого месторождения.

Повышенная опасность процессов транспорта нефти и свободного нефтяного газа обусловлена пожароопасностью обрабатываемых веществ: нефти и нефтяного газа.

Сырая нефть – жидкое минеральное сырье, состоящее из смеси углеводородов широкого физико-химического состава, содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси.

Нефть – легковоспламеняющаяся жидкость с температурой вспышки минус 18°С, самовоспламенения 200-300 °С. Категория и группа

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

взрывоопасных смесей нефти с воздухом – ПА-ТЗ по ПУЭ «Правила устройства электроустановок», нефтяного газа – ПА-Т1.

Нефтяной газ с воздухом составляют газовоздушную смесь, пары нефти с воздухом составляют парогазовую смесь. Смеси способны гореть и взрываться.

При горении нефти выделяется значительное количество токсичных газов: сернистый ангидрид, двуокись азота и угарный газ.

Основная опасность, которую представляет свободный нефтяной газ – это способность создавать взрывоопасную смесь с воздухом. Основными горючими компонентами нефтяного газа являются предельные углеводороды. Основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан и пропан.

Продукция транспортируется по трубопроводам под давлением. При аварийном порыве нефтегазосборного трубопровода произойдет выброс продукта (сырой нефти и попутного нефтяного газа) на поверхность почвы и выделение в атмосферу взрывоопасного газа (паров). При аварийном порыве водовода высокого давления произойдет выброс пластовой воды с высокой степенью минерализации на поверхность почвы.

Трубопроводы и их сооружения после включения в работу функционируют в автоматическом режиме. Для поддержания объекта в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и средств измерений.

Трубопроводы, арматуру следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов трубопроводов.

При обслуживании объекта особое внимание должно быть обращено на герметичность арматуры, фланцевых соединений, состояние сварных швов трубопроводов. За герметичностью сооружений необходимо установить постоянный контроль.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Работы, выполняемые на объектах, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Необходимо осуществлять контроль исправности молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в пять раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Для обеспечения безопасной эксплуатации в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание транспортируемого продукта. Необходимо хорошо знать наиболее опасные места возможного замораживания трубопроводов, арматуры и тщательно следить за их состоянием.

При открывании и закрывании арматуры запрещается пользоваться ломami, трубами и другими подобными приспособлениями. Размораживать замерзшие участки на трубопроводах необходимо – горячей водой (при температуре до 60 0C), применение открытого огня запрещается, разогрев образовавшейся пробки без отключения от общей системы не разрешается. В случае замерзания трубопроводов и арматуры необходимо поступать следующим образом:

после тщательного осмотра необходимо убедиться в том, что замерзший участок не поврежден и не разорван ледяной пробкой;

принять меры к отключению замерзшего участка от основной системы;

отогреть замерзший участок горячей водой.

Движущиеся машины и механизмы

При выполнении работ с применением ПС запрещается:

–нахождение людей возле работающего крана стрелового типа во избежание зажатия их между поворотной частью и другими неподвижными

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

сооружениями;

- нахождение людей под стрелой ПС при ее подъеме и опускании с грузом и без груза;

- включение механизмов ПС при нахождении людей на поворотной платформе ПС вне кабины;

При работе экскаватора необходимо осуществлять следующие меры предосторожности:

- находиться не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

Запрещается производить погрузку, если в кабине водителя или между автомобилем и экскаватором находятся люди.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [1].

Брызги металла при сварке.

Для защиты работников выполняющих сварочно-монтажные работы от необходимо использовать: защитные костюмы из огнестойких материалов, сварочные маски, подшлемники, краги.

Поражение электрическим током.

Основные причины несчастных случаев от воздействия электрического тока следующие;

- случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

- появление напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования – корпусах, кожухах.

- в результате повреждения изоляции.

- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

– возникновение шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

Объекты с повышенной опасностью характеризуются наличием одного из следующих пяти условий, создающих повышенную опасность:

– сырости, когда относительная влажность воздуха длительно превышает 75%;

– высокой температуры, когда температура воздуха длительно превышает +30° С; такие помещения называются жаркими;

– токопроводящей пыли, когда по условиям производства в выделяется токопроводящая технологическая пыль (например металлическая и т. п.), в таком количестве, что она оседает на проводах, проникает внутрь машин, аппаратов и т. п.; такие помещения называются пыльными с токопроводящей пылью;

токопроводящих полов – металлических, сырых земляных, железобетонных;

возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т. п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Объекты особо опасные характеризуются наличием одного из следующих трех условий, создающих особую опасность;

– особой сырости, когда относительная влажность воздуха близка к 100% (стены, пол и предметы, покрыты влагой); такие помещения называются особо сырыми;

– химически активной среды, т. е. помещения, в которых по условиям производства содержатся пары или образуются отложения, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования; такие помещения называются помещениями с химически активной средой:

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

– одновременного наличия двух и более условий, свойственных объектам повышенной опасностью.

К таким же объектам относятся и участки работ на земле под открытым небом или под навесом.

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо предусматривать:

- схемы электроснабжения приемников, обеспечивающих их надежную работу;
- расчетные нагрузки на провода и кабели, не превышающие максимально допустимый ток нагрузки (ПУЭ, гл.1-3);
- электрические розетки с защитными шторками;
- заземляющие устройства.

Заземление приборов, аппаратов, металлических стоек, щитов, брони кабелей и т.п. произвести с учетом требований СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства» и ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Все работы по монтажу должны выполняться в соответствии:

- с РД 153-34.0-03.150-00 ПОТ РМ 016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;
- с правилами устройства электроустановок (ПУЭ «Правила устройства электроустановок», издание шестое, переработанное и дополненное, с изменениями и отдельные главы седьмого издания»);
- с требованиями СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».

Монтаж нового электрооборудования и кабельных сетей следует выполнять согласно действующим нормативным документам для данного класса помещений. Все работы по монтажу, модернизации устройств, выполняемые в действующих электроустановках, следует производить по нарядам-допускам.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		95

При направлении бригады рабочих на объект необходимо:

оформить распоряжение в «Журнале учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям на порученную работу» и без проведения целевого инструктажа;

получить разрешение от старшего оперативного лица на подготовку рабочего места и допуск бригады к выполнению работ по наряд-допуску;

в наряд-допуске должны быть определены необходимые меры безопасности соответствующие характеру и месту работы (отключение цепи дистанционного управления секционирующего разъединителя, установление заземление у секционирующего разъединителя).

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства изолирующей защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Работы, связанные с присоединением (отсоединением) проводов, наладкой электроустановок выполнять электротехническим персоналом, имеющим соответствующую квалификационную группу по охране труда. Присоединение к электрической сети передвижных электроустановок, ручных электрических машин и переносных электрических светильников при помощи штепсельных соединений, удовлетворяющих требованиям электробезопасности, разрешается выполнять персоналу, допущенному к работе с ними.

Установку предохранителей, а также электрических ламп выполнять электромонтером с применением средств индивидуальной защиты. Монтажные работы на электрических сетях и электроустановках выполнять после полного снятия с них напряжения и при осуществлении мероприятий по обеспечению безопасного выполнения работ.

До начала сварочных работ необходимо проверить исправность электродержателя и надежность его изоляции, исправность

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

предохранительной маски с защитным стеклом и светофильтром, а также состояние изоляции проводов, плотность соединений контактов сварочного провода.

Сварочные провода следует прокладывать так, чтобы их не повредили проходящие машины. Эти провода не должны касаться металлических предметов, шлангов для кислорода и пропана.

Токоведущие части электроустановок должны быть изолированы, ограждены или размещены в местах, не доступных для прикосновения к ним. Защиту электрических сетей и электроустановок строительной площадки от токов междуфазного короткого замыкания и замыкания на корпус обеспечить с помощью установки предохранителей с калиброванными плавкими вставками или автоматическими выключателями.

Взрывоопасность и пожароопасность.

Перед началом проведения любых видов работ повышенной опасности на опасном производственном объекте, необходимо провести анализ газовой среды на предмет превышения НКПР, НКПВ, ПДК с помощью аналитических приборов различного типа.

До начала производства работ необходимо устранить загроможденность территории, исключить наличие на территории горючих материалов.

Освещение рабочих площадок должно производиться светильниками и прожекторами во взрывозащитном исполнении, для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12В.

На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

а) огнетушители порошковые ОП-9(10) – 10шт. или один огнетушитель ОП-70(100), или два огнетушителя ОП-35(50);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		97

б) кошма или противопожарное полотно размером 2х2 м – 2 шт. или 1,5х2,0м – 3шт.;

в) два ведра, две лопаты, один топор, один лом.

При проведении ремонтных работ в местах, недоступных для проезда пожарных автомобилей (горы, болота), а также при работах, не связанных со вскрытием полости трубопроводов, откачкой нефти и нефтепродуктов и в других предусмотренных нормативными документами случаях по согласованию, вместо пожарных автоцистерн на месте производства работ необходимо организовать пожарный пост, который должен быть оснащен; огнетушителями ОП-9 (10) (ОУ-7(10) –10шт или ОП-35(50) (ОУ-30(40)) – 2шт., ящиком с песком ($V=1\text{м}^3$), одним ломом, двумя лопатами, одним топором, кошмой или противопожарным полотном 2х2м – 2шт. или 1,5х2,0м – 3шт. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации из числа работающих должен создаваться боевой расчет с распределением обязанностей согласно утвержденному табелю.

Самоходная техника, сварочные агрегаты, компрессоры, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны быть обеспечены не менее чем двумя огнетушителями ОУ-3(5) – ОУ-7(10), ОП-4(5) – ОП-9(10) (каждая единица техники).

Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарный автомобиль (мотопомпа, прицеп) должен быть установлен на расстоянии не ближе 30м от места производства работ, проложены пожарные рукава, присоединены пожарные стволы или пеногенераторы, а также произведена проверка подачи огнетушащих веществ и их качества. Не более 3м от края траншеи (котлована) должен быть выставлен (организован) пожарный пост. Водитель пожарного автомобиля должен находиться у места управления пожарным насосом и действовать по команде ответственного за производство работ. Все средства пожаротушения должны быть исправны и находиться в полной готовности в течение всего периода производства работ. При отрицательной температуре воздуха вода и пенообразователь в цистерне

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

должны подогреваться для предотвращения их замерзания пожаробезопасным способом.

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части промысловых трубопроводов должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

7.2. Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов[14,15].

Основными природоохранными требованиями при выполнении различных строительно-монтажных работ являются следующие:

все строительно-монтажные работы должны производиться исключительно в пределах полосы отвода;

на отдельных участках трассы, в соответствии с утвержденным проектом рекультивации, должно производиться снятие и обратное восстановление плодородного слоя грунта;

при земляных работах на эрозионноопасных участках необходимо проведение противоэрозионных мероприятий;

при расчистке трассы от леса на заболоченных участках корчевку следует производить только на полосе проектируемой траншеи; на остальной

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

части полосы отвода срезка древесно-кустарниковой растительности должна производиться максимально близко к поверхности;

заправка техники на трассе должна производиться на специально оборудованных площадках;

сбор бытового и производственного мусора предусматривается в специальные контейнеры или плотные пластиковые мешки, для последующего сжигания в специальных установках и/или вывоза в согласованные места;

в целях предотвращения обводнения и заболачивания строительной полосы и прилегающих участков, для переездов строительных колонн через естественные полосы стока и водотоки должны строиться переезды с водопропуском;

для нейтрализации процессов водной эрозии на склоновых участках трассы трубопровода требуется засыпать эрозионные формы крупнообломочным материалом;

для уменьшения воздействия на водоисточник при заборе воды для гидроиспытаний требуется устройство прямков с рыбозащитной сеткой;

для предотвращения загрязнения рек сбросной водой после промывки трубопроводов перед гидроиспытаниями следует устраивать амбары-отстойники;

сброс воды после гидроиспытаний необходимо производить методами, предотвращающими размыв рельефа, в том числе берегов и русел рек;

строительство временных вне трассовых объектов (производственных баз, площадок складирования) выполняется без снятия плодородного слоя почв;

организация сбора и регулярная утилизация ТБО;

временное хранение ТБО производить в специальных емкостях на оборудованных площадках;

при устройстве выгребных ям (полевых туалетов) должна

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

обеспечиваться их полная гидроизоляция и своевременный вывоз фекальных отходов в согласованные места;

сточные воды должны обязательно проходить очистку до требуемых санитарных (или рыбохозяйственных) показателей – на автономной очистной установке или вывозиться на согласованные очистные сооружения населенных пунктов;

не допускается сброс на рельеф сточных вод;

после окончания строительно-монтажных работ нарушенные строительством земельные участки, предоставленные в краткосрочную аренду, должны быть рекультивированы и возвращены основному землепользователю.

Контроль за выполнением природоохранных требований должен производиться контролирующими природоохранными организациями, с использованием инженерно-экологического мониторинга.

Строительные и монтажные работы вести строго на отведенной полосе с минимальным ущербом для окружающей среды.

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К аварийным ситуациям (отказам) относятся:

- нарушение работоспособности трубопровода, связанное с нарушением герметичности трубопровода или запорной арматуры;
- закупорка трубопровода.

При обнаружении повышения или понижения давления в рабочем

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

трубопроводе линейные обходчики сообщают руководству, диспетчеру о нарушении технологического режима трубопровода, выявляют причину и по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации аварии производят закрытие арматуры, отсекающей аварийный участок.

Оповещение о чрезвычайных ситуациях осуществляется по каналам радиосвязи, радиотелефонной и мобильной связи. Для оповещения об аварии служб и персонала промысла, территориальных органов по делам ЧС, вышестоящих организаций, ведомственных, правоохранительных, природоохранных и прочих служб предусмотрена возможность выхода диспетчера ЦИТС на внешние сети радиосвязи.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[REDACTED]

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Инструктирование и обучение

Инструктирование и обучение работников являются федеральными требованиями, обязательными для проекта. Обязательное обучение, обеспечиваемое Подрядчиком, включает в себя следующие требования:

Все принимаемые на работу лица, а также командированные в

организацию работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, проходят вводный инструктаж. Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, либо лицо, на которое возложены эти обязанности, в специально отведенном для этого месте, оборудованном пособиями, специальными техническими средствами. Вводный инструктаж проводят по программе, разработанной отделом охраны труда с учетом требований стандартов, правил, норм и инструкций по охране труда, а также всех особенностей производства, утвержденной руководителем предприятия. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой. О проведении вводного инструктажа делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего.

Инструктаж на рабочем месте проводится со всеми работниками независимо от их ведомственной принадлежности, работа которых связана с технологическим оборудованием или ведением технологических процессов по основной и совмещаемым профессиям. Инструктаж на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ.

Проведение инструктажей на рабочем месте включает в себя ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами, изучение требований охраны труда, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также применение безопасных методов и приемов выполнения работ.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем до начала производственной деятельности с переводимыми из одного подразделения в другое, с работниками, выполняющими новую для них работу, командированными, временными работниками, со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории действующего предприятия. Первичный инструктаж

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

на рабочем месте проводят по программам, разработанным и утвержденным руководителями производственных и структурных подразделений предприятия с учетом требований стандартов, соответствующих правил, норм, и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации. Программы согласовывают с отделом охраны труда и профсоюзным комитетом подразделения, предприятия.

Повторный инструктаж проводит непосредственный руководитель работ не реже чем один раз в три месяца по программе первичного инструктажа на рабочем месте. Повторный инструктаж проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний требований безопасности при выполнении исполнителями основных и наиболее часто выполняемых работ и операций.

Внеплановый инструктаж проводят при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним, при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда, при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению.

Целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по профессии работника (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия и т.п.), при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф. Целевой инструктаж с работниками, проводящими работы с оформлением наряда-допуска на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности проводит ответственный за безопасное производство работ и с записью в наряде-допуске.

К проведению сварочных работ и работ с переносным электроинструментом допускаются лица, прошедшие предварительное

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

обучение, проверку знаний инструкций по охране труда, имеющие запись в квалификационном удостоверении о допуске к выполнению работ с переносным электроинструментом и группу по электробезопасности не ниже II, имеющие наряд-допуск.

Ответственный за проведение работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже, чем у подчиненного персонала, и в своей работе руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок.

Запрещается оставлять без надзора электроинструмент, присоединенный к сети, а также передавать его лицам, не имеющих допуска к работе с ним.

Проведение всех видов инструктажей и стажировки оформляется в Журнале регистрации инструктажей персонала на рабочем месте с указанием причины их проведения.

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

Заключение

На борьбу с коррозией трубопроводов, приводящей к частым их порывам, на _____ом месторождении затрачивается очень малое финансовое и материальное вложение средства. Как результат, рост отказов в результате коррозионных повреждений трубопроводов. Качественное улучшение в работе по борьбе с коррозией по моему мнению связано со следующими вопросами:

- разработка эффективной и гибкой технической политики борьбы с коррозией трубопроводов;
- научно-методическое обеспечение исследовательских работ;
- материально-техническое обеспечение планируемых мероприятий.

Единственный метод борьбы с внутренней коррозией трубопроводов на _____ом месторождении применение труб повышенной эксплуатационной надежности.

Для более результативной борьбы с коррозией трубопроводов в системе трубопроводного транспорта я предлагаю повсеместное использование труб с внутренним антикоррозийным покрытием, что существенно снизит аварийность трубопроводного транспорта, что в свою очередь снизит экологические и правовые риск и повысит экономическую эффективность работы системы

Список использованных источников

1. Производственно-технический нефтегазовый журнал. Осложненные условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования, способы борьбы с коррозией: 2010г, 06.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИО ЭНГ», 2003. – 188 с.
3. Буркевич Р.Л. Защита оборудования от коррозии: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. – 56 с.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
5. Производственно-технический нефтегазовый журнал, Oilfield Engineering, 2010. 06.
6. Учебно-методический модуль №5, ТПУ 2000г.
7. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М., НПО ОБТ, 1994.
8. ГОСТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».
9. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
10. Надзор и анализ эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов, испытания конструкционных полимеров. Отчет об инженерно – технологической работе. – Уфа: ООО «Башнефть - Геопроект», 2009. - 261с.
11. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: Госстандарт России, 1998. – 45 с.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		109

12. ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
13. ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.
14. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, номер 1. - Режим доступа <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.
15. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. утв. Минтопэнерго РФ от 30.12.1993. – 2 с.
16. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01.96.
17. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1995.
18. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
19. Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988.
20. Производственно-технический нефтегазовый журнал, Oilfield Engineering ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовка нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

ПЕРЕЧЕНЬ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ АКТОВ РФ И НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ 12.0.004-90 «Организация обучения безопасности труда. Общие положения»;
- ГОСТ 12.1.005-88* ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.1.007-76* «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.3.003-86* «Работы электросварочные. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.3.009-76* «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.3.016-87 «Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности»;
- ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ Р 54808-2011 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
- ГОСТ 12.3.033-84 «Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации»;
- ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»;

					Список использованных источников	Лист
						111
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

- ГОСТ 7512-82* «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод»;
- ГОСТ 20415-82 «Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения»;
- ГОСТ 9356-75* «Рукава резиновые для газовой сварки и резки металлов»;
- ГОСТ 1033-79* «Смазка солидол жировой. Технические условия»;
- ГОСТ 14918-80* «Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия»;
- Приказ от 12 марта 2013 года N 101 об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства (Минюст номер 1721 04.03.99);
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- ПБ 03-428-02 Приложение 32 «Инструкция по организации и проведению пожароопасных работ»;
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- РД 153-34.0-03.702-99 «Межотраслевая инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве»;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»;

					Список использованных источников	Лист
						112
Изм.	Лист	номер докум.	Подпись	Дата		

- СП 12.13130.2009* «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СО 153-34.03.307 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ на объектах Минэнерго СССР»;
- номер П2-01 ТР-0001 ЮЛ 098 Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК «По применению трубной продукции при проектировании, строительстве и реконструкции объектов»;
- «Порядок обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»;
- Федеральный закон от 30.12.2009 г. номер 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 г. номер 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».