

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении»	

УДК 622.279.5:620.197(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б21Т	Деулин Ю.С		23.05.2016 г.

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В	к. ф-м.н		23.05.2016 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н		04.05.2016 г.

По разделу «Расчетная часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В	к.п.н		10.05.2016 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		16.05.2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		12.05.2016 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.03.01 Нефтегазовое дело

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ-3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АБЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>



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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Деулин Юрий Савельевич

Тема работы:

«Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении»

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

23.05.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

. Общие сведения об объекте:

Наименование объекта: *промысловые трубопроводы «Казанского НГКМ»*

Местоположение объекта: *Томская область, Парабельский район, Каргасокский район*

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Характеристика товарной продукции; 2. Причины повреждения трубопроводов; 3. Методы борьбы; 4. Контроль скорости коррозии; 5. Расчеты на прочность и устойчивость промыслового трубопровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева О.В., Доцент
«Социальная ответственность»	. Гуляев М.В., Доцент.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.10.2015 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданова Ю.В	к.ф-м.н, доцент		27.10.2015 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулин Юрий Савельевич		27.10.2015 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Деулину Юрию Савельевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении»</u>

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты.	Произведён расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты.
2. Рассчитать стоимость ингибиторной обработки.	Была рассчитана общая стоимость ингибиторной обработки за год.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		04.04.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулин Юрий Савельевич		04.04.2016 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Деулин Юрий Савельевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01«Нефтегазовое дело» профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:	Рабочее место расположено на открытом воздухе. «Современные методы борьбы с внутренней коррозией на казанском нефтегазоконденсатном месторождении» Система промысловых трубопроводов располагается в таежной зоне Западной Сибири, в Томской области. Местность болотистая. Климат резко-континентальный. При ремонте трубопровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую среду сводится к минимуму. Возникновение аварийных ситуаций случается редко
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	

1. Производственная безопасность 1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	Вредные факторы 1. Отклонение параметров микроклимата 2.Повышенный уровень шума. 3 Повышенная яркость света и физические перегрузки. 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы 1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2.Электрическая дуга и искры при сварке 3. Поражение. электрическим током 4. Взрывоопасность и пожароопасность
2. Экологическая безопасность:	При реконструкции или эксплуатации промышленного трубопровода воздействия оказывают как производственные процессы и последствия аварийных ситуаций. Реконструкция и эксплуатация промышленных трубопровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель; - уничтожением лесных массивов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Чрезвычайные ситуации на промышленном трубопроводе могут возникнуть в результате аварийных ситуаций .
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах»; РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»; ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»; СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96.«Электромагнитное излучение» ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»;
Перечень графического материала:	

<u>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</u>	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В	доцент		16.04.2016 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Деулин Юрий Савельевич		16.04.2016 г

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.05.2016 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.04.2016	<i>Обзор литературы</i>	11
12.04.2016	<i>Общая часть</i>	9
15.04.2016	<i>Методы борьбы с внутренней коррозией</i>	8
18.04.2016	<i>Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на Казанском месторождении</i>	12
25.04.2016	<i>Расчетная часть</i>	15
11.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
16.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	15
18.05.2016	<i>Заключение</i>	13
19.05.2016	<i>Презентация</i>	7
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданова Ю.В.	к.ф-м.н, доцент		27.10.2015 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		27.10.2015 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 с., 11 рис., 16 табл., 20 источников, 0 прил.

Ключевые слова: коррозия, эксплуатация трубопроводов, методы борьбы с внутренней коррозией, повышение эксплуатационных свойств, нефть и нефтепродукты, промысловые трубопроводы.

Объектом исследования являются: промысловые трубопроводы Казанского месторождения

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, сравнительный анализ.

Цель работы: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией на промысловых трубопроводах на Казанском месторождении.

В процессе исследования проводился: Анализ методов по борьбе с внутренней коррозией, расчет на прочность и устойчивость промыслового трубопровода. Проведено экономическое обоснование выбора.

Результаты исследования: Проанализированы методы по борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов, находящиеся в томской области, на примере казанского нефтегазоконденсатного месторождения, проанализированы проблемы, возникающие при эксплуатации промысловых трубопроводов, рекомендации по использованию методов по борьбе с внутренней коррозией.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов Казанского месторождения

Степень внедрения: Рекомендуемый метод ингибиторной защиты является перспективным и менее затратным по сравнению с другими методами внутренней защиты трубопроводов от коррозии. Способ характеризуется меньшими затратами энергии и минимальным количеством оборудования.

Область применения: промысловые трубопроводы и оборудования.

Экономическая эффективность/значимость работы: Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода и уменьшения количества порывов

В будущем планируется Применение проанализированных методов по борьбе с внутренней коррозией промысловых трубопроводов на других месторождениях.

ESSAY

Final qualifying work 110 p., 11 fig., 16 tab., 20 sources, 0 adj.

Keywords: corrosion, operation of pipelines, methods of dealing with internal corrosion, improving performance properties, oil and oil flowlines.

The object of the study are: Kazan field flowlines

Methods: theoretical analysis, research studies, periodicals materials, the regulatory and legal documentation on the subject of comparative analysis.

Objective: To identify effective ways to combat internal corrosion on the flowlines at the Kazan deposit.

The study was conducted: Analysis of methods to combat internal corrosion of the strength and stability of the flowline. A feasibility study of choice.

Results: The methods to combat internal corrosion field pipelines located in the Tomsk region, the example of Kazan oil and gas field, analyzed the problems arising in the operation of field pipelines, recommendations on the use of methods to combat internal corrosion.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: identification of effective methods to combat internal corrosion flowlines Kazan field

Degree of implementation: The recommended method is a promising inhibitor protection and less costly as compared to other methods of internal pipeline corrosion protection method is characterized by lower energy costs and a minimal amount of equipment.

Scope: flowlines and equipment.

Cost-effectiveness / value of the work: The economic impact of the use of inhibitor protection is achieved by increasing turnaround time and reduce the number of impulses

In the future application: of the analyzed methods to combat internal corrosion flowlines in other fields.

Обозначения и сокращения

НГО – нефтегазоносная область

УПН – установка подготовки нефти

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

БКНС – блочно кустовая насосная станция

ГФУ – гидрофтороуглероды

ППД – поддержание пластового давления

УКК – узел контроля коррозии

АСПО – асфальто-смолистые парафиновые отложения

НСК – нефти сборный коллектор

ТП – трубопровод

АГЗУ – автоматизированное групповое замерное устройство

СППК – сборный пружинный предохранительный клапан

ПДК – предельно допустимая концентрация

УШМ – угловая шлифовальная машинка

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	17
2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	21
2.1.Общие сведения о месторождении.....	21
2.2.Характеристика климатических условий.....	27
2.3.Геолого-физическая изученность месторождения	29
2.4.Характеристика товарной продукции.....	32
3. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИЕЙ.....	38
3.1.Виды коррозионных разрушений.....	38
3.1.1. Контроль скорости коррозии трубопроводов.....	41
3.2.Применения труб с внутренним защитным покрытием	48
3.3. Ингибиторная защита трубопроводов.....	57
4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИЕЙ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	63
4.1.Применение ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов на казанском месторождении.....	63
4.2.Применение стеклопластиковых труб	63
5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	67
5.1.Гидравлический расчет нефтепровода.....	67
5.2.Расчет промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость	70
5.2.1.Расчет трубопроводов на прочность в продольном направлении (при подземной прокладке).....	70
5.2.2.Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного стального трубопровода	71
5.2.3.Проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы.....	74

5.2.4.Расчет толщины стенки промысловых трубопроводов	79
5.2.5.Определение зоны оттаивания грунта трубопровода	80
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	83
6.1.Расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты	83
6.2.Стоимость ингибиторной обработки	85
6.3.Расчет срока эксплуатации нового трубопровода с использованием ингибиторной защиты.....	87
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
7.1.Производственная безопасность.	91
7.1.1.Анализ вредных факторов при защите трубопроводов от внутренней коррозии	91
7.1.2.Анализ выявленных опасных факторов.....	98
7.2.Экологическая безопасность.....	103
7.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях Error! Bookmark not defined.	105
7.4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
Заключение	108
Список литературы	109

*В связи с наличием конфиденциальной информации расчетная часть будет удалена.

Введение

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии. Коррозия наносит значительный ущерб трубопроводному транспорту. Срок эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа во многом определяется степенью их противокоррозионной защиты. Экономические потери в трубопроводном транспорте нефти и газа по причине коррозии продолжают оставаться недопустимо большими. Борьба с коррозией металлов является важнейшей причиной трубопроводного транспорта, решение которой позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечить экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа.

Целью данной работы является: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией на промысловых трубопроводах Казанского месторождения.

Объектом данного исследования является промысловые трубопроводы Казанского месторождения, находящиеся в Томской области.

Выпускная бакалаврская работа посвящена выявлению эффективных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов Казанского месторождения. Проанализированы различные методы с коррозионным разрушением, выявлены характеристики существующих методов и представлен новый метод борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов.

Проведены расчеты на прочность и устойчивость.

Направление работы соответствует приоритетным направлениям развития нефтегазовой отрасли.

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Деулин Ю.С.									
Руковод.	Богданова Ю.В.								16	110
Консульт.	Брусник О.В.							ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.									

1.Обзор литературы

При написании данной работы были использованы следующие основные источники литературы и нормативно-правовая документация:

- ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
- СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. М., Стройиздат, 1998 г.
- РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М., НПО ОБТ, 1994.
- Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
- 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.
- Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
- 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.: Стандартинформ, 2008. – 13 с.
- ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартинформ, 2008. – 34 с.
- ГОСТ Р 52002-2003. Электротехника. Термины и определения

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Деулин Ю.С.				Обзор литературы			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Богданова Ю.В.									17	110	
Консульт.	Брусник О.В.							ТПУ гр. 3-2Б21Т				
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.											

Коррозия трубопроводов является одной из основных причин возникновения аварий в нефтегазовой промышленности. Данная отрасль традиционно имеет дело с достаточно агрессивными средами, транспортируемыми по трубопроводам, поэтому обеспечение защиты от коррозии является одной из основных мер по обеспечению промышленной безопасности.

Как правило, говоря о защите от коррозии, подразумевают применение ингибиторов коррозии и нанесение защитных покрытий, но большое значение имеют также организационные меры, а также требования к проектированию трубопроводов, которые могут в значительной степени повысить безопасности эксплуатации трубопроводов. В частности, если трубопроводы эксплуатируются в условиях интенсивного воздействия коррозионного растрескивания, то для таких трубопроводов не рекомендуется применять плоские фланцы в условиях воздействия циклических нагрузок с количеством циклов более 2000 (в пересчете на весь срок службы). На стадии проектирования должны учитываться требования по выбору материала трубопровода, исходя из коррозионной активности транспортируемой среды. Обычно скорость коррозии зависит также от температуры, давления и характера нагружения трубопровода, поэтому все эти факторы должны быть рассмотрены в совокупности. Также существует требование к применению электросварных труб в термически обработанном состоянии, поскольку в большинстве своем трубопроводы испытывают сильное воздействие коррозионного растрескивания.

Обязательным требованием при прокладке трубопроводов является использование изоляции и защиты от коррозии. Для защиты от электрохимической коррозии используется катодная и протекторная защита. Применение полимерных покрытий, битумной и цементной облицовки повышает защиту объектов от коррозии. Такая изоляция должна быть гидрофильной, что позволяет коррозионно-активной среде стекать по ней, но также должна обеспечиваться равномерность ее нанесения.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изолирование трубопроводов также подкрепляется используемой электрохимической защитой, которая позволяет снизить скорость коррозии при повреждении изоляции. Применение электрохимической защиты должно быть основано на данных проведения коррозионных исследований. Применение последних исследований позволяет оценить эффективность применения защиты при воздействии коррозии блуждающими токами и почвенной коррозии. Как правило, средства защиты от этих двух видов коррозии используются для бес канальной прокладки подземных трубопроводов, на которых отсутствует тепловая изоляция.

Защита внутренней поверхности трубопроводов реализуется за счет использования коррозионно-стойкого материала, а также за счет применения износостойких и химически стойких покрытий. Применение неметаллических тугоплавких материалов, которые наплавляют на внутреннюю поверхность трубы, повышает стойкость трубопровода к воздействию коррозионно-активных сред. Такие покрытия также обладают высокой износостойкостью, что повышает ресурс трубопроводов, который используются для перекачивания жидкостей и газов с взвешенными в них частицами. Помимо неметаллических покрытий используются и покрытия из металлических материалов, которые также, как и первые можно наносить на внешнюю поверхность трубопроводов.

Меры защиты от коррозии должны применяться для трубопроводов вне зависимости от наличия тепловой изоляции. В дополнение к основным мерам защиты от коррозии можно отнести следующие:

- Применение ингибиторов коррозии. Использование ингибирования во многом позволяет снизить скорость коррозии трубопроводов и продлить срок их службы. Ингибитор коррозии подбирают непосредственно под транспортируемую среду. Достаточно часто используют ингибиторы для сред, которые содержат CO_2 и H_2S ;
- Проведение очистки технологических сред от сероводорода и водорода. Защитой от влияния коррозионного растрескивания и водородного охрупчивания на трубопроводы является организация очистки перекачиваемых

					Обзор литературы	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сред. Для очистки от сероводорода используются каталитические методы, в то время как очистку сред (как правило, природного газа) от водорода пока что можно осуществить только с использованием достаточно дорогих мембранных технологий. Именно по этим двум причинам такие организационные меры работают не в полной мере;

Сокращение интервалов проведения осмотров и мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов. Такая мера способна во многом защитить трубопроводы от коррозии, что является положительным эффектом.

Мероприятия по защите трубопроводов от коррозии имеют большое значение для обеспечения промышленной безопасности в нефтегазовой промышленности. Эффективное внедрение современных разработок в области защиты от коррозии позволит во многом сократить число аварий и финансовых потерь, которые вызваны влиянием коррозии на трубопроводы. Такой механизм должен также реализовываться параллельно с применением новых нормативно-технических документов, регламентирующих меры по антикоррозионной защите.

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

2.1 Общие сведения о месторождении

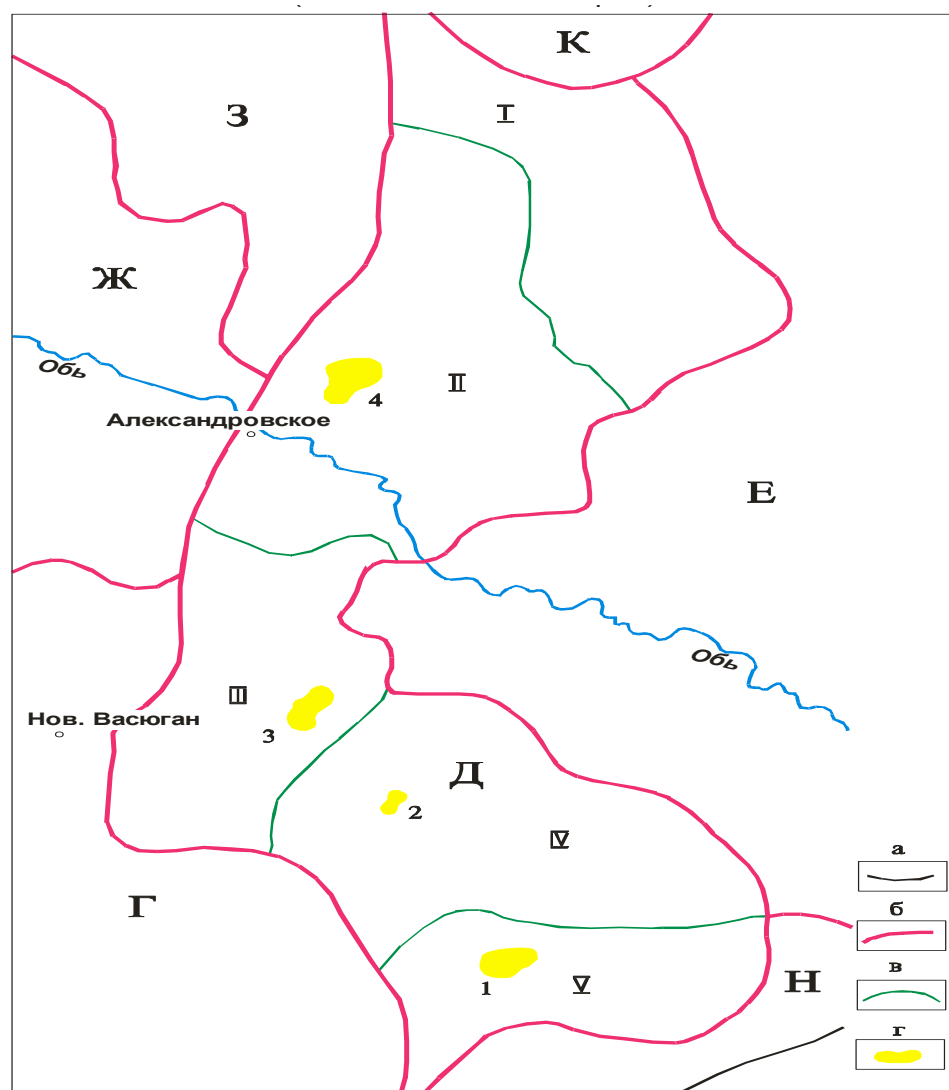
Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области. По административному делению оно входит в состав Парабельского района. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется в пределах Томской области на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности. Нефтепоисковые работы в районе начаты в 1963 г. и приурочены к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами МОВ в 1966 г. В 1967г. было открыто первое месторождение углеводородов - Казанское.

Васюганская нефтегазоносная область граничит с четырьмя нефтегазоносными областями: на западе со Среднеобской, на севере с Пур-Тазовской, на востоке с Пайдугинской, на юго-западе с Каймысовской. На юге и юго-востоке она ограничивается малоперспективными землями (рисунок. 1). В пределах области выделяются пять районов. В четырех выявлены залежи нефти, газоконденсата и газа (Казанский, Пудинский, Васюганский и Александровский). Казанский район на севере граничит с Пудинским, на западе с Межовским (Каймысовская НГО), на востоке с Сенькино-Сильгинским (Пайдугинская НГО) нефтегазоносными районами.

Ближайшим крупным населенным пунктом расположенным севернее месторождения является село Пудино, где имеется аэропорт, причал, почта, больница, школа и лесозавод. С северо- востока находится город Кедровый. Непосредственно рядом с месторождением деревня Казанка. Население района занимается охотой, сельским хозяйством, работает в геологических и нефтегазодобывающих организациях .

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Деулин Ю.С.				Общая часть		
Руковод.	Богданова Ю.В.						
Консульт.	Бруслик О.В.						
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						
					Лит. Лист Листов		
					21 110		
					ТПУ гр. 3-2Б21Т		

В орографическом отношении территория района представляет собой плоскую и полого-холмистую равнину, почти полностью покрытую лесом, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 120-140 м. Климат района континентальный. Лето короткое и прохладное, зима холодная и снежная. Температура колеблется от минус 45-50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет минус 20 °С, весной минус 8 °С, летом плюс 15 °С, осенью плюс 8 °С. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения.



Условные обозначения
Границы: а-Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, б-нефтегазоносных областей (Г-Каймысовская, Д-Васюганская, Е-Пайдугинская, Ж-Среднеобская, З-Надым-Пурская, К-Пур-Тазовская, Н-малоперспективные земли) в-нефтегазоносных районов (1-Пыль-Караминский, 11-Александровский, 111-Васюганский, 1V-Пудинский, V-Казанский) г-месторождения нефти, газа, конденсата (1-Казанское 2-Пудинское, 3-Мыльджинское, 4-Северное).

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Рисунок 1 – Схема расположения нефтегазоносных областей юга
Западной Сибири (составил И.И. Нестеров)

Количество осадков в год достигает 400-500мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его мощность достигает 1,5 м. Промерзаемость грунта составляет 1,8–2 м, на заболоченных участках - не превышает 40 см. На характер погоды немалое значение оказывают местные условия (гидросеть, ландшафт, движение воздушных масс). Обширные пространства со всех сторон открыты ветру, средняя скорость которого равна 1,6-3,2 м/сек., иногда достигающая 20м/сек. Преобладающее направление ветров летом юго-западное, а в зимний период – северо-восточное.

Дорожная сеть в районе работ развита слабо. Город Кедровый связан с поселком Кёнга Бакcharского района Томской области зимником. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Река Чузик до села Пудино судоходна в период половодья только для мелких барж. Перевозку грузов осуществляют авиационным транспортом круглый год, а в зимний период наземным транспортом. Река Малая Казанка пересекает западную половину месторождения с юго-востока на северо-запад. Ширина реки составляет порядка 5–7 м, скорость течения небольшая и изменяется от 0,4 до 0,6 м/сек, глубина реки варьируется от 0,5 до 1,5 метров. Берега реки заболочены и сильно залесены. Вскрытие рек происходит в мае, ледостав – в октябре–ноябре. Продолжительность открытой воды составляет в среднем 160 суток. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам–плывунам, залегает на глубине 2–20 метров.

Площадь месторождения покрыта хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников. Строительный лес, необходимый для обустройства скважин, имеется на месте. Для приготовления глинистого раствора используются местные глины с последующей их обработкой химреактивами.

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

К северо-западу в 50 км от месторождения проходит ведомственный нефтепровод и магистральный газопровод к северо-востоку в 220 км.

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

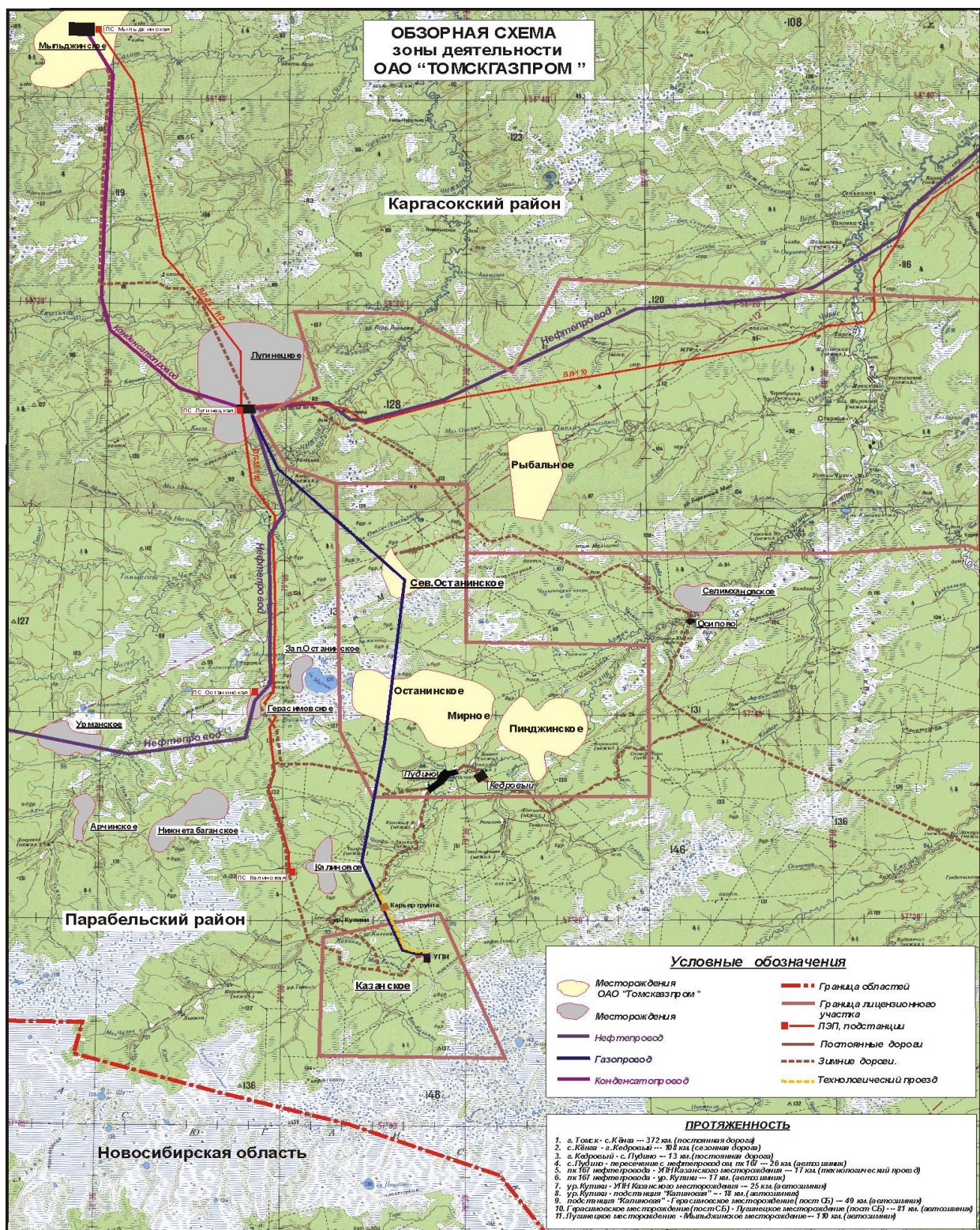


Рисунок 2 – Обзорная схема Казанского НГКМ

В мае 2009 г. на Казанском месторождении закончено строительство и введена в эксплуатацию первая очередь УПН по проекту «Обустройство первоочередного участка нефтяной оторочки Казанского НГКМ на период пробной эксплуатации».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общая часть

Лист

25

Для добычи, транспортировки нефти и подготовки дополнительного объема нефти и газа на установке подготовки нефти (УПН) проектом расширения предусмотрена корректировка и строительство второй очереди УПН (рисунок. 3).

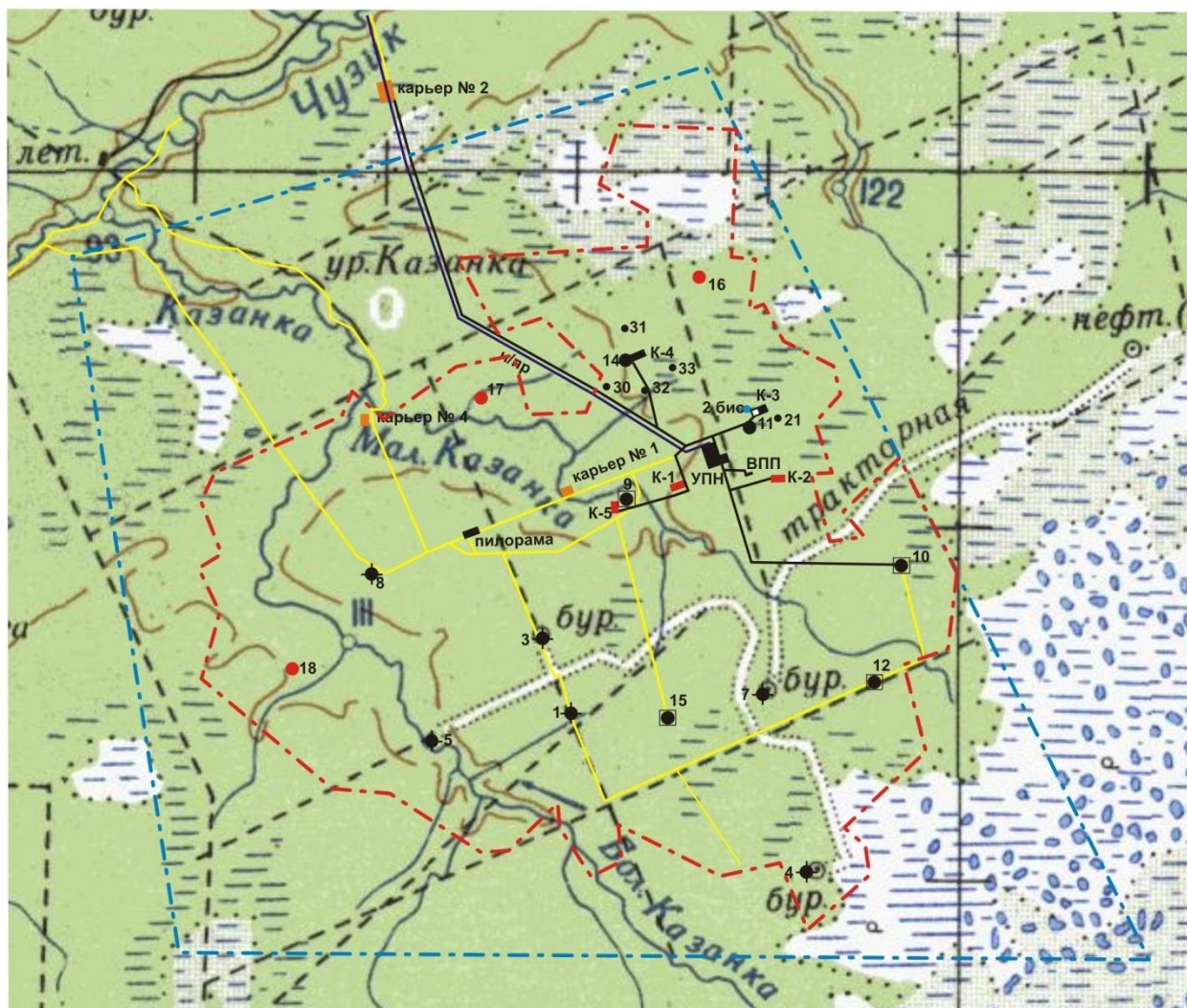


Рисунок 3 – Обзорная схема Казанского НГКМ

Фонд скважин, всего – 37 скв., в том числе:

- добывающие – 28 скв.;
- нагнетательные – 2 скв.;

Водозаборные скважины сенноманской воды – 2 скв.

Транспорт нефти, газа и пластовой воды принят по герметизированным сборным сетям нефтегазосбора и воды.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Проектная мощность УПН по товарной нефти составляет 1500 тыс.т/год и 1600 тыс. т/год по жидкости, при этом максимальная мощность первой очереди составляет 700 тыс. т/год по товарной нефти и 865 тыс. т/год по жидкости, второй очереди – 800 тыс.т/г по товарной нефти и 800 тыс. т/год по жидкости.

Для уточнения показателей и характеристик пластовых флюидов, дальнейшей эффективной разработки месторождения и возможности уменьшения затрат на обустройство месторождения предусмотрено выделение нескольких этапов строительства скважин.

Утилизация пластовой и промливневой воды до пуска в эксплуатацию БКНС предусматривается на установке сжигания промстоков – ГФУ путем испарения в факеле пластовой воды с одновременным сжиганием органических и вредных веществ (нефтепродуктов) УПН.

Степень подготовки нефти на УПН соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Нефть характеризуется как особо легкая, малосернистая, класса 1, типа 0, вида 1, парафинистая.

Применяемое оборудование – заводского изготовления, сертифицировано и имеет разрешение Ростехнадзора.

2.2 Характеристика климатических условий

Характеристика климатических условий приведена по многолетним данным наблюдений метеостанций в п. Пудино.

Климат района отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года – январь при среднемесячной температуре воздуха по данным п. Пудино минус 20,8 °С.

Амплитуда среднемесячной температуры между январем и июлем по данным п. Пудино составляет 37,8 °С.

Наиболее тёплым месяцем является июль, наиболее холодным – январь.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно СНиП 23-01-99* температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0.98 равна минус 47 °С, обеспеченностью 0.92 равна минус 46°С

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0.98 равна минус 44 °С, обеспеченностью 0.92 - минус 41 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха составляет минус 51 °С. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца равна 8.9 °С.

По данным мст. Пудино устойчивые морозы в среднем наступают 27 октября, прекращаются 1.мая. Общая продолжительность устойчивых морозов составляет 157 дней.

Для осадков характерно, что они выпадают неравномерно, а периодами, причем, длительные, засушливые периоды сменяются днями, которым свойственны обильные дожди. Осадки холодного периода образуют снежный покров, который появляется в октябре и сохраняется до начала мая.

Высота снежного покрова в лесу 70см, в поле уменьшается до 30-50см. Сход снежного покрова наблюдается в конце апреля, начале мая.

Появление снежного покрова приходится на 14 октября, устойчивый снеговой покров образуется 31 октября, разрушение устойчивого снегового покрова происходит 18 апреля и полностью снежный покров сходит 26 апреля (средние даты). Средняя высота снежного покрова на защищенном месте за зиму составляет 47 см, максимальная – 82 см, минимальная – 21 см.

Согласно материалам почвенного районирования Западной Сибири по площади, почвенный покров Каргасокского и Парабельского районов представлен: дерново-подзолистыми, торфянисто-торфяно-подзолистыми оглееными, глеево-подзолистыми, торфяно-болотными почвами.

Растительность районов представлена таёжными лесами III группы из берёзы, осины, пихты, ели, сосны, кедра и верховыми сосново-кустарничково-сфагновыми болотными растениями. Даты начала устойчивого промерзания и полного оттаивания почвы приведены в таблице 1.

					Общая часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Даты начала устойчивого промерзания и полного оттаивания почвы

Станция	Дата					
	начала устойчивого промерзания			полного оттаивания		
	средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя
Пудино	27.X	15.X	15.I	24.VI	12.V	24.VI

Сильное воздействие на глубину промерзания почвы оказывает рельеф и микрорельеф. Можно считать, что если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 1 м, то на возвышенности почва может промёрзнуть до 120 – 150 см, в пониженных местах может промёрзнуть до 50 – 70см.

2.3 Геолого-физическая изученность месторождения

Первые сейсморазведочные исследования района проведены в 1953 году и включали в себя маршрутные исследования МОВ (по рекам Чижапка, Чузик, Кенга, Нюролька, Салат).

В 1955 году пробурена Пудинская опорная скважина, которая позволила исследовать разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и верхней части доюрского фундамента, и проведена предварительная оценка нефтегазоперспективности вскрытых отложений. Первоочередными объектами стали юрские и меловые отложения платформенного чехла.

В 1964 году сейсморазведочной партией 24/64-65 (Власов Б.М.) проведены площадные работы методом отражающих волн с целью поиска и детализации локальных поднятий, в результате которых выявлены и изучены Таволгинское и Казанское куполовидные поднятия в восточной части Нюрольской впадины.

В 1965-1966 г.г. Казанская структура детализирована и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ, выполненными с/п 24/65-66 (Власов Б.М.) СОКГЭ Новосибирского геофизического треста. Результаты этих исследований явились основой для составления

					Общая часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

геологического проекта поискового бурения и ввода в 1966 году Казанской площади в бурение. Проектом предусматривалось бурение 7- скважин, из них 6 скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 7) на Казанском и одной (№ 6) на соседнем Каргинском поднятиях. Работы выполнялись Бочкарёвской нефтеразведочной экспедицией глубокого бурения. Геофизические исследования проводились Омским промыслово-геофизическим отрядом. Руководство всеми работами осуществлялось Новосибирским территориальным геологическим управлением.

В 1967 году первоочередной скважиной № 1, пробуренной в сводовой части поднятия, выявлены четыре газоконденсатные залежи в горизонтах Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV средне-верхнеюрских отложений. При проведении, в дальнейшем, поисково-разведочного бурения выяснилось сложное строение как всего месторождения в целом, так и отдельных его залежей, обусловленное наряду со структурно – тектоническими факторами и литолого-фациальными особенностями продуктивных пластов.

В 1969 году проведен первый подсчет запасов углеводородов на Казанском месторождении. На дату подсчета пробурено 6 поисковых скважин (протокол ГКЗ СССР № 5828, 29.10.1969 г) и утверждены запасы в количестве: свободный газ – 12222 млн. м³ (категория C₁), 570 млн. м³ (категория C₂); конденсат – 6684 т.т. (категория C₁), 33 т. т. (категория C₂).

В конце 70-х годов в число объектов нефтегазопоисковых работ в южной части Западной Сибири включены палеозойские отложения и залежи неантиклинального типа в породах мезозоя. С этого времени начинается планомерное покрытие территории Томской области съемкой МОВ в модификации многократных перекрытий (методом ОГТ) с обязательным картированием кровли доюрских пород по горизонтам группы Ф, а поисково-разведочное бурение начинает выполняться с обязательным вскрытием пород палеозоя. Выполняется также значительный объем других видов геолого-геофизических работ, направленных на изучение внутреннего строения

					Общая часть	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

палеозоя и на совершенствование методики разведки доюрских отложений и неантиклинальных залежей в породах мезозоя.

Работы сейсморазведочной партии 3/79-80 с учетом рекогносцировочных профилей МОГТ 1/77-78 позволили провести структурные построения по отражающим горизонтам Φ_2 (кровля фундамента), Γ^a (кровля тюменской свиты), Π^a (подошва баженовской свиты). Морфология Казанского поднятия по горизонту Π^a не претерпела принципиальных изменений.

На основании полученных результатов, в период 1982-1983 г.г. пробурена скважина № 8, не давшая притока. В связи с этим в 1983 году бурение разведочных скважин на месторождении были приостановлены.

В 1995-1998 г.г. сейсморазведочной партией 1,3/95-98 ТГТ на Казанском месторождении проведены площадные детальные работы МОГТ масштаба 1:50000. В результате этих исследований, сейсморазведки МОГТ и КМПВ прошлых лет, а также данных глубокого бурения уточнен структурный план месторождения по опорным отражающим горизонтам Φ_2 , Π^a , и проведена геометризация залежей углеводородов в пластах Ю_1^1 , Ю_1^2 , Ю_1^{3-4} , Ю_3 , Ю_4 верхней и средней юры. В 2000 г. творческим коллективом СНИИГГиМСа проводилась переинтерпретация ранее полученных материалов. Новые построения позволили расширить площадь газоносности в северном и восточном направлениях и обеспечить прирост запасов.

В 2003 году ООО «ВНИИГАЗ» выполнен «Проект опытно-промышленной эксплуатации Казанского газоконденсатнонефтяного месторождения». В результате анализа и переработки геолого-геофизической информации, проведённых в процессе составления проекта, была представлена новая геологическая модель Казанского месторождения. В частности, было установлено, что пласт Ю_1^1 имеет локальное распространение из-за его размыва в западных и южных районах, установлено, что основные продуктивные пласты Ю_1^1 и Ю_1^2 , контролируют самостоятельные залежи, разделяемые непроницаемыми породами.

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В 2006 году сейсморазведочной партией № 10/04-05 представлен отчет о результатах сейсморазведочных работ, проведенных на Казанской площади в Парабельском районе Томской области. Целью этой работы являлось обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ-3D, 2Д с целью уточнения геологического строения Казанского месторождения, построения сейсмогеологических моделей продуктивных пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄, выделения новых перспективных объектов в отложениях юры и зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГТЗК). Кроме этого материала для получения более точной информации о геологическом строении участка для интерпретации привлечены архивные материалы ТГТ, а также материалы обработанные и переобработанные в «СибНГФ» в 2003 году.

2.4 Характеристика товарной продукции

Характеристика товарной продукции приведена в таблице 2

Таблица 2 – Характеристика сырья товарной продукции

№ п/п	Наименование сырья изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные при проверке	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
1.	Нефть	ГОСТ Р 51858-2002	Массовая доля серы, % Плотность при 15°C, кг/м ³ Выход фракций, % (для экспорта)	до 0,6 до 854,4 не менее:	Продукт для НПЗ

			до 200°С	27	
			до 300°С	47	
			до 350°С	57	
			Массовая доля парафина, % (для экспорта)	до 6	
			Массовая доля воды, %	не более 1	
			Массовая доля механических примесей, %	не более	
			Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	0,05	
			Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.)	не более 66,7 (500)	
			Содержание хлорорганических соединений	не норми- руется	
			Массовая доля сероводорода	не более 100 млн. ¹ (ppm)	
			Массовая доля метил – и этилмеркаптанов	не более 100 млн. ¹ (ppm)	
2.	Подтоварная, сеноманская и промливневая вода		Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ Содержание механических примесей, мг/дм ³	до 1000 до 300	Используется после очистки в системе ППД

Согласно физико-химических свойств по данным ООО «ВНИИГАЗ»– «СеверНИПИгаз» г. Ухта, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» нефть месторождения по ГОСТ Р 51858-2002 в среднем составе характеризуется как особо легкая, малосернистая, класса 1, типа 0, вида 1, парафинистая.

Таблица 3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти скв. №11р, согласно данным ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»

Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³	793,6
Молярная масса	151,5
Вязкость динамическая, мПа * с при 20 ⁰ С	1,74
Вязкость кинематическая, мм ² /с	
- при 20 ⁰ С	2,19
- при 50 ⁰ С	1,44
Температура застывания, ⁰ С	-28
Температура насыщения нефти парафином, ⁰ С	+22
Массовое содержание, %	
- серы	0,19
- смол силикагелевых	3,93
- асфальтенов	0,07

- парафинов	1,89
Температура начала кипения, °С	48
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %	
- до 100°С	15,0
- до 150°С	38,0
- до 200°С	52,0
- до 250°С	63,0
- до 300°С	71,5

Таблица 4 – Состав нефтяного газа скв. №11р, согласно данным
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»

Наименование компонентов, параметров	Молярная концентрация, %				
	Газ на ступенях разгазирования		Газ в сумме	Нефть после сепарации	Нефть пластовая
	1 ступень	2 ступень			
CO ₂	1,30	0,83	1,28	0,01	0,87
N ₂	1,76	0,11	1,69	0,00	1,14
CH ₄	77,33	17,85	74,63	0,07	50,57
C ₂ H ₆	5,68	7,80	5,78	0,20	3,98
C ₃ H ₈	7,44	27,41	8,34	2,45	6,44

i-C ₄ H ₁₀	1,70	11,95	2,16	3,74	2,67
n-C ₄ H ₁₀	3,02	18,92	3,74	4,17	3,88
i-C ₅ H ₁₂	0,54	4,86	0,74	5,04	2,12
n-C ₅ H ₁₂	0,69	5,91	0,93	4,72	2,15
C ₆ H ₁₄ +высшие	0,54	4,36	0,71	79,60	26,16
Давление, МПа	0,5	0,1			
Температура, °С	15	35			
Молярная масса, г/моль	22,56	47,40	23,68	139,1	60,9
Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	0,938	1,970	0,984	779,8	576,9
Газовый фактор, м ³ /т	346,6	16,6	363,2		
Объемный коэффициент					1,835

Таблица 5 – Физико-химические свойства пластовых вод

№	Наименование	Ед.изм.	Количество
1	2	3	4
1.	Плотность воды	г/см ³	1.027
2.	Содержание ионов	мг/л	
	Cl-		20208
	HCO ₃ -		366
	Ca ²⁺		1034
	Mg ²⁺		35
	Na+, K+		12327

					Общая часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	Feобщ		0,9
	SO4		204
3.	pH		7,1

Тип пластовой воды хлоридно-натриевый с минерализацией до 44 г/л.

3. Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией

3.1 Виды внутренней коррозии

Основной причиной повреждения металла трубопроводов является коррозия. Коррозия это самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. [6] Коррозия металлов имеет два вида химическую и электрохимическую.

Химическая коррозия – самопроизвольное разрушение стальных конструкций вследствие химического взаимодействия с внешней средой. Химическая коррозия металлических конструкций протекает при взаимодействии с сухими газами или жидкими средами по законам химических реакций. [6] При взаимодействии металла с сухими газами происходит газовая химическая коррозия а при взаимодействии с непроводящими электрический ток жидкостями, происходит химическая коррозия в не электролитах. Этот вид коррозии широко распространен в нефтяной и газовой промышленности при транспортировке и хранении нефтепродуктов.

Трубопроводы которые эксплуатируются долгое время только с изоляционным покрытием подвержены быстрому разрушению стенок трубы, электрохимическая коррозия начинает развиваться в изоляции трубы после ее длительного пребывания в грунтах, пролежав 3 - 5 лет начинается коррозия металла вследствие почвенной коррозии. Рассмотрим процессы электрохимической коррозии.

Электрохимическая коррозия – самопроизвольное разрушение стальных конструкций в результате их электрохимического взаимодействия с электропроводящими жидкостями. [6] Образование электрохимической коррозии происходит в активно-коррозионной среде, это самый распространенный вид коррозии в нефтяной промышленности трубопроводного транспорта. Электрохимическая коррозия происходит из двух

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Деулин Ю.С.				Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Богданова Ю.В.						38	110
Консульт.	Бовсник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

процессов — катодного и анодного.

Электрохимическая коррозия считается гетерогенной электрохимической реакцией.

Она разделяется на коррозию:

- в электролитах;
- почвенную;
- электрокоррозию;
- атмосферную;
- биокоррозию;
- контактную.

Во всех случаях окисление металлов случается за счет появления электронного тока, проходят анодные и катодные процессы на всевозможных участках плоскости и продукты коррозии образуются на анодных участках.

При электрохимической коррозии в одно и тоже время проходят 2 процесса:

1. окислительный (аноидный), вызывающий растворение металла на одном участке
2. восстановительный (катодный), связанный с выделением катиона из раствора, восстановлением воздуха и иных окислителей на ином.

В итоге результата появляются микрогальванические составляющие, и бывает замечен электронный ток, обусловленный электрической проводимостью металла и ионной проводимостью раствора электролита. Анодные и катодные процессы локализуются на тех участках, где их протекание облегчено.

Предпосылки, вызывающие электрохимическую разнородность плоскости, очень многочисленны:

- макро и микро неоднородности металла;
- фазовая и структурная разнородность сплавов;
- разнородность и несплошность поверхностных пленок;

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разнородность деструкций и напряжений.

Не считая такого, не однородны и водянистые фазы, контактирующие с поверхностью.

Существующие виды коррозии металлов представлены на рисунок 4

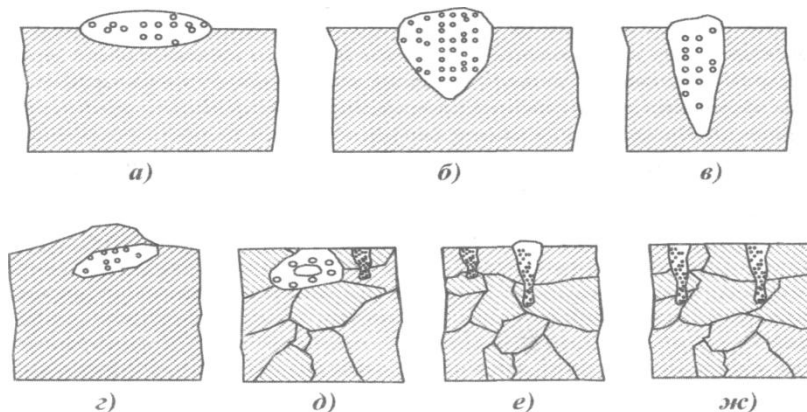


Рисунок 4 – Виды коррозии:

а - пятнами; б - язвенная; в - точечная; г - подповерхностная; д - структурно-избирательная; е - межкристаллитная; ж - коррозионное растрескивание[6]

Значительное воздействие на скорость коррозии оказывает жизнедеятельность анаэробных микробов, тем более в основах, содержащих большое количество сульфатных солей. В данном случае случается воздействие серной кислоты и ужесточение коррозионных процессов.

Коррозионный процесс – гетерогенный (неоднородный), проходит на границе раздела металл – агрессивная среда, содержит трудное устройство. При данном процессе атомы металла окисляются, т.е. утрачивают валентные электроны, атомы перебегают сквозь рубеж раздела в наружную среду, ведут взаимодействие с её компонентами и образуют продукты коррозии. В большинстве случаев коррозия металлов случается неравномерно по плоскости, есть участки, на которых появляются локальные поражения. При коррозии металла случается не только утрата его массы, но и понижение механической крепости, пластичности и иных качеств.

Можно отметить 2 облика коррозии трубопроводов:

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

1. наружная
2. внутренняя.

Ведущей предпосылкой локального разрушения наружной плоскости трубопроводов считается процесс электрохимической коррозии в грунтовом электролите. Уровень коррозионного влияния его электролита на металл находится в зависимости от его состава:

- Минерализация;
- pH;
- содержание сероводорода;
- CO₂ или же воздуха, жизнедеятельности микробов и температуры.

Внешняя коррозия (подземная) – коррозия трубопроводов, вызываемая в ведущем воздействием веществом солей содержащихся в основах и грунтах. Коррозионная враждебность земли и грунтов обоснована структурой и влажностью земли, содержанием воздуха и др. хим соединений, электропроводностью, наличием микробов (аэробных и анаэробных бактерий), приводящих к локализации коррозионных поражений. Внутренняя коррозия обоснована контактом трубопровода с жидкостью, протекающей в нем.

3.1.1 Контроль скорости коррозии трубопроводов.

Контроль скорости коррозии трубопроводов, как фоновой, так и с ингибиторами коррозии, производится с помощью УКК, в которых могут использоваться три метода определения скорости коррозии:

1. гравиметрический (образцы свидетели):
2. электрохимический (двух или трех электродный коррозиметр, измеряющий поляризационное сопротивление при линейной поляризации);
3. резистометрический (коррозиметр, измеряющий электрическое сопротивление стального образца).

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Гравиметрический и резистометрический методы используются в любых водных, безводных и смешанных коррозионных средах.

Электрохимический метод используют только в минерализованных водных средах, а также в прямых водонефтяных эмульсиях, в которых внешней фазой является вода. В последнем случае должна быть устранена возможность загрязнения датчиков нефтью.

Резистометрический метод может использоваться в любых средах, но в условиях преобладания локальной коррозии может давать существенные погрешности.

На рисунке 5 показан в разрезе установленный на трубопровод 15 узел контроля коррозии (УКК) со стационарным узлом доступа. Узел контроля коррозии включает в себя регулируемый по сечению трубы датчик 2 для электрохимических или гравиметрических испытаний, универсальный лубрикатор 9 (позволяющий применять шток датчика диаметром 16 и 25 мм) с нажимной гайкой 5 сальникового узла, фиксируемая от случайного выворачивания контргайкой 6 и сам сальник 7. Корпус лубрикатора приварен к ответному фланцу используемой запорной арматуры (задвижка или шаровой кран). Посредством шпилек соответствующего типоразмера, между корпусом лубрикатора и фланцем шарового крана устанавливается вставка фланцевого типа, имеющая сквозной проходной канал в над шаровую область запорной арматуры, позволяющий обеспечивать стравливание остаточного давления и слива жидкости из внутренней полости корпуса лубрикатора. Вставка в свою очередь состоит из корпуса фланцевого типа 16, резьбового переходника под игольчатый вентиль и самого игольчатого вентиля 6.

В качестве уплотнительных элементов сальника используются фторопластовые шевронные уплотнения, последовательно укладываемые в переходную втулку 8, на которой по наружному диаметру имеется проточка с уплотнительным резиновым кольцом.

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

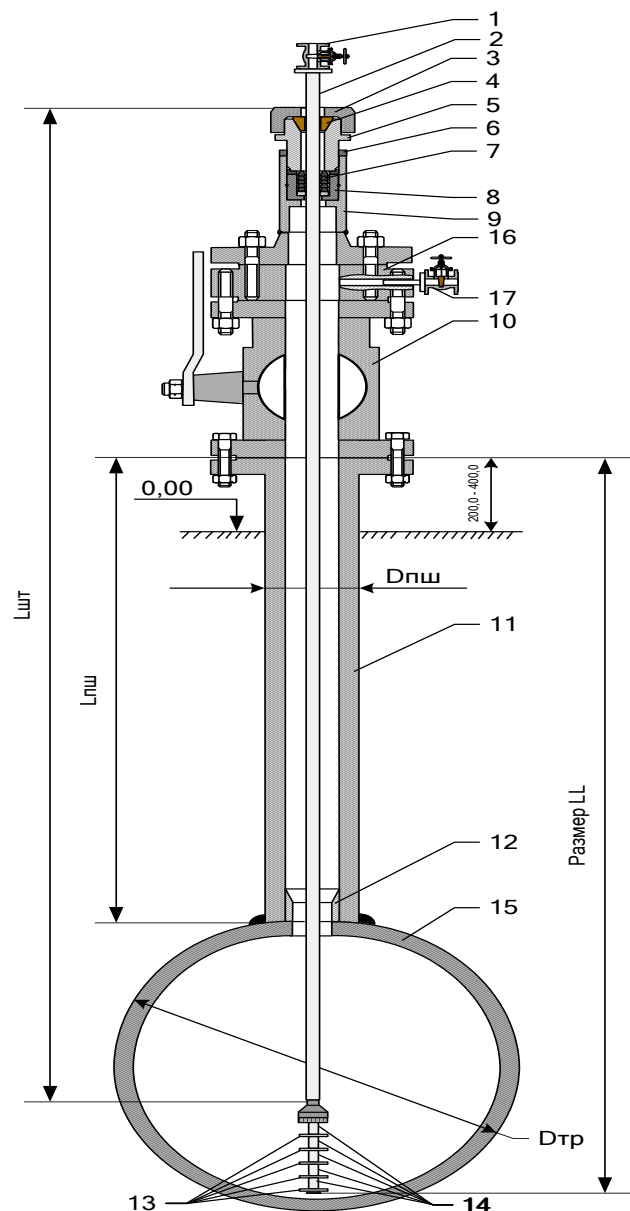


Рисунок.5

Втулка в свою очередь фиксируется в корпусе лубрикатора с помощью специальной прижимной контргайки. Фиксация штока датчика диаметром 16 мм в определенном положении осуществляется с использованием цангового зажима 4, путем затяжки накидной гайки 3. Для узлов контроля коррозии со штоком датчика, выступающим более чем на 1000 мм в рабочем положении от нижнего фланца запорной арматуры, применяется стационарный центратор 12. Центратор изготавливается при известном внутреннем диаметре трубы и представляет собой металлическую втулку с наружным диаметром, соответствующим внутреннему размеру приварного штуцера 11. В том случае, если отверстие в трубопроводе просверлено равным по диаметру внутреннему отверстию приварного штуцера, центратор не требуется.

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Ввод образцов-свидетелей УКК производится через лубрикаторные устройства с проходным сечением отсекающего крана или задвижки диаметра 50 или 100 мм. Зонды электрохимических коррозиметров могут быть размещены в трубопроводах непосредственно, путем врезки в трубопровод. Такие зонды обычно извлекают и в зависимости от скорости коррозии они, могут проработать несколько лет; их удобно устанавливать вне обслуживаемых площадок (в поле).

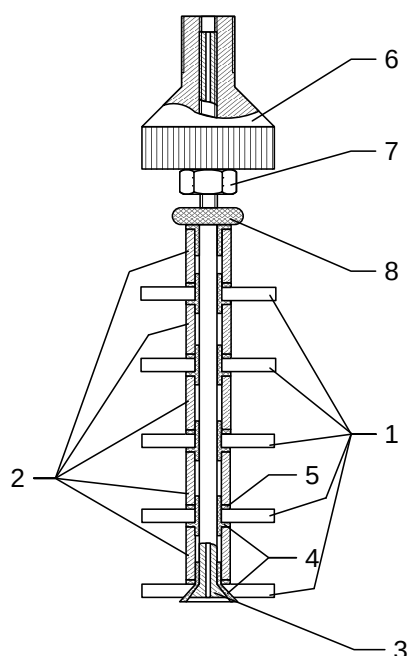


Рисунок. 6 – Схема гравиметрической кассеты в собранном виде с образцами - свидетелями

Условные обозначения:

1. – дисковый образец – свидетель из углеродистой стали
2. – втулка стальная (ее можно использовать в качестве образцов-свидетелей)
3. – винт с сквозным каналом для отбора проб

4. – втулка изолирующая фторопластовая
5. – кольцо изолирующее фторопластовое
6. – корпус переходника
7. – контрагайка
8. – прижимная гайка образцов- свидетелей

Лубрикаторные устройства устанавливают на прямых участках трубопроводов на расстоянии не менее 10 диаметров от поворотов и не менее 5 диаметров до поворотов.

УКК на трубопроводах, как правило, устанавливают :

- в конце каждого обрабатываемого ингибитором коррозии или реагентом комплексного действия нефтепровода на входе товарного парка или установки предварительного сброса воды;
- в конце защищаемого трубопровода перед врезкой в другой трубопровод в том случае, если, цель защиты трубопровода после врезки не ставится;
- в конце особо ответственного трубопровода перед врезкой в другой трубопровод;
- в промежуточных точках длинных трубопроводов, если удаление точки дозирования ингибитора коррозии превышает 10.

Контроль скорости коррозии трубопроводов, как фоновой, так и с ингибиторами коррозии, производится с помощью УКК, в которых могут использоваться три метода определения скорости коррозии:

- гравиметрический (образцы свидетели):
- электрохимический (двух или трех электродный коррозиметр, измеряющий поляризационное сопротивление при линейной поляризации);
- резистометрический (коррозиметр, измеряющий электрическое сопротивление стального образца).

Чаще всего для оценки защитной эффективности ингибиторов используют гравиметрический метод определения скорости коррозии металлов,

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

дополняя его тестированием образцов, на которые тем или иным способом нанесен исследуемый ингибитор. Степень защиты ингибитора вычисляют путем сопоставления экспериментальных данных, полученных на не ингибированных и ингибированных образцах.

Гравиметрический метод определения скорости коррозии металлов можно применять в двух вариантах: [1]

1 – определение скорости коррозии по увеличению массы образцов – свидетелей.

2 - определение скорости коррозии по потере массы образцов - свидетелей.

Скорость образцов в первом варианте вычисляют по формуле :

$$V_{\text{ум}} = \frac{n \cdot (m_1 - m_0)}{S \cdot t} \quad (1)$$

где $V_{\text{ум}}$ = скорость коррозии образца, определения по увеличению его массы, г/м² ч;

$m_0 = 16,3025$ г – масса необходимого образца;

$m_1 = 16,3206$ г – масса образца с продуктами коррозии;

$S = 0,00265$ м² – площадь поверхности образца;

$t = 7$ дней=168 часов – продолжительность испытаний;

$n = 1,1$ – коэффициент, зависящий от состава продуктов коррозии.

$$\text{а) } V_{\text{ум}} = \frac{1,1 \cdot (16,3206 - 16,3025)}{0,00265 \cdot 168} = 0,042 \text{ г} / \text{м}^2 \text{ ч}$$

-без ингибитора коррозии

б) $m_1 = 16,3061$ г – масса образца с продуктами коррозии;

$$V_{\text{ум}} = \frac{1,1 \cdot (16,3061 - 16,3025)}{0,00265 \cdot 168} = 0,008 \text{ г} / \text{м}^2 \text{ ч}$$

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- с ингибитором коррозии.

Формула (1) применима только в тех случаях, когда известен химический состав продуктов коррозии, который может быть установлен специальными методами. Это является существенным недостатком первого варианта гравиметрического метода, так как он может быть использован в основном для исследования газовой коррозии, при которой на поверхности металла образуется не гидратированная окись, что обусловлено невозможностью образования слоя влаги при высокой температуре. Преимуществом первого варианта является возможность наблюдения за кинетикой процесса на одних и тех же образцах, поскольку прослеживается увеличение их массы.

В случае реализации второго варианта продукты коррозии удаляют различными составами, взаимодействующими не с основным металлом, а с продуктами коррозии. Для того, чтобы убедиться в отсутствии химического взаимодействия между металлом и очищающим составом или получить данные о растворимости в последнем основного металла, ставят так называемую «слепую» пробу, то есть обрабатывают неэкспонированные в коррозионной среде образцы.

Скорость коррозии во втором варианте вычисляют по формуле:

$$V_{\text{ПМ}} = \frac{(m_0 - m_2)}{S \cdot t} \quad (2)$$

где $V_{\text{ПМ}}$ = скорость коррозии образца, определенная по потере его массы, г/м² ч;

$m_2 = 16,2891$ г – масса образца после удаления продуктов коррозии.

$$\text{а) } V_{\text{ПМ}} = \frac{(16,3025 - 16,2891)}{0,00265 \cdot 168} = 0,032 / \text{м}^2 \text{ч}$$

- без ингибитора коррозии

б) $m_2 = 16,2998$ г – масса образца после удаления продуктов коррозии;

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\text{пм}} = \frac{(16,3025 - 16,2998)}{0,00265 \cdot 168} = 0,006 \text{ г} / \text{м}^2 \text{ч}$$

- с ингибитором коррозии.

По потере массы образцов можно оценивать коррозионную стойкость в баллах, предполагая, что металл разрушается равномерно.

Среднее значение скорости коррозии по глубине растворения металла $V_{\text{Гр}}$ вычисляют, используя данные о $V_{\text{пм}}$:

$$V_{\text{Гр}} = \frac{8,76 \cdot (V_{\text{пм}})}{g} \quad (3)$$

где 8,76 – переводной коэффициент, зависящий от природы металла;

$$V = 40 \cdot 25 \cdot 2 = 2000 \text{ мм}^3 = 2 \text{ см}^3$$

$$g = \frac{m_0}{V} = \frac{16,3025}{2} = 8,15125 \text{ г} / \text{см}^3$$

- удельная масса образца.

$$\text{а) } V_{\text{Гр}} = \frac{8,76 \cdot (0,03)}{8,15125} = 8,76 \cdot 0,003680417 = 0,0322 \text{ г} / \text{м}^2 \text{ч}$$

- без ингибитора коррозии

$$\text{б) } V_{\text{Гр}} = \frac{8,76 \cdot (0,006)}{8,15125} = 8,76 \cdot 0,00736083 = 0,0064 \text{ г} / \text{м}^2 \text{ч}$$

- с ингибитором коррозии

Второй вариант гравиметрического метода определения скорости коррозии металла имеет ряд недостатков: практически весьма сложно удалить все продукты коррозии с поверхности, не воздействуя на основной металл; невозможно определить скорость протекающих коррозионных процессов.

3.2 Применение труб с внутренним защитным покрытием

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Защита покрытиями распространенный метод защиты оборудования в процессе эксплуатации в агрессивных средах.

Говоря о внутренних антикоррозионных покрытиях, эта тема стала актуальной для промышленных трубопроводов. Сильная обводненность современных месторождений, наличие в перекачиваемых продуктах коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, быстрая коррозия внутренней полости трубы протекает при повышенной температуре эксплуатации. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01-0,4 мм/год, а локальная скорость коррозии – до 1,5-6 мм/год. Трубопроводы не имеющие внутреннего защитного покрытия сокращают срок своей эксплуатации намного быстрее чем с покрытием, срок может быть 1-3 года, а на других промыслах еще меньше, несколько месяцев и образуется сквозное отверстие. Если используются эффективные антикоррозионные покрытия то срок службы может возрасти в 8-10 раз.

Основная роль покрытия как средства защиты от коррозии сводится к изоляции поверхности металла от внешней среды, т.е. созданию физического барьера для работы микропар.

. В агрессивных средах и в ответственных конструкциях используют комбинированные методы, эти методы включают в себя несколько способов защиты. Суммарный эффект соответствующих индуктивных методов обычно ниже результативного эффекта комбинированной защиты. Защитные покрытия подразделяются на неметаллические и металлические.

К металлическим относят покрытия из чистых металлов и их сплавов (цинк, алюминий, хром, никель, кадмий, титан, легированные стали и т. д.).

Например: антикоррозионное покрытие ДЕЛЬТА5+ ООО «Неоцинк». Результаты многочисленных испытаний покрытия ДЕЛЬТА5+ показали, что коррозионная стойкость ДЕЛЬТА5+ в 2 раза превышает традиционное термодиффузионное цинковое покрытие и в 4-5 раз выше

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

коррозионной стойкости горячего цинкового покрытия для коррозионной активной среды.

Таблица 6

Наименование показателя	Единица измерения	без покрытия	с Дельта5+
Скорость коррозии	мм/год	0,5-1,8	0,01-0,03
Вид (характер) коррозии		Неравномерная, с образованием раковин, сквозных свищей	Равномерная, затухающая

Таблица 7

№	Вид покрытия, марка стали	Микротвердость, Мпа
1	Дельта5+	3360-5250
2	Гальваническое цинкование	300-380
3	Металлизированное цинкование	200-280
4	Фосфатное покрытие	150-250
5	Сталь 5СП	1422-1470
6	Сталь 20	2265-2540

Скорость коррозии для скважин коррозионного фонда для труб с покрытием ДЕЛЬТА5+ сильно зависит от характеристик скважины, но значительно ниже скорости коррозии «черных» труб. Подобные показатели всегда позволяют получить серьезный экономический эффект добывающей или сервисной компанией.

Единственный существенный недостаток металлических покрытий – не решена проблема защиты сварного шва в полевых условиях.

Неметаллические покрытия делятся на :

- Органические;
- неорганические.

Большое распространение получили стекломалевые покрытия они представляют сплавы различных силикатов. Эти покрытия устойчивы ко всем агрессивным средам и особенно при высоких температурах. Ситаллы и шлакоситаллы - новые материалы типа стёкол, но с мелкокристаллической структурой (закристаллизованные стёкла. Многочисленные попытки внедрения технологии внутренней изоляции трубопроводов в реальных условиях не привели к положительным результатам. Как и в случае наружной изоляции труб, наиболее высокое качество внутренних защитных покрытий труб можно обеспечить лишь при проведении изоляционных работ в стационарных заводских или базовых условиях.

В реальное время разработка внутренней изоляции труб внедрена на целом ряде российских компаний. На кое-каких из их (ЗАО«Негас»,г.Пенза, ЗАО Завод «АкорЕЭЭК»,г.Ульяновск) выполняется внутренняя изоляция труб силикатно-эмалевыми покрытиями, в ОАО«Татнефть» (г.Альметьевск) внедрена разработка внутренней футеровки труб нефтепромыслового сортамента полиэтиленовыми оболочками, но более обширно для внутренней антикоррозионной защиты трубопроводов используются заводские эпоксидные покрытия. В качестве начальных изоляционных материалов для нанесения эпоксидных покрытий шириной от 400 до 700 мкм применяются или двух компонентные (смола, отвердитель) водянистые краски, или порошковые краски. Разработка нанесения на трубы и соединительные подробности трубопроводов внутренних защитных покрытий на базе порошковых эпоксидных красок внедрена на предприятиях ООО«Трубопласт»,г.Екатеринбург, ЗАО«УпоРТ», г. Нижневартонск, ООО «Целер», г.Самара, на Бугульминском механическом заводе

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ОАО«Татнефть», на Нефтекамском заводе нефтепромыслового оснащения ОАО Башнефть. Внутренние защитные покрытия на базе водянистых эпоксидных красок наносятся на трубы на заводах ООО«Юкорт», г.Нефтеюганск, «Арм-Коатинг», г. Усинск, на предприятиях НПО «ЗНОК и ППД», г. Бугульма, ООО«Завод изоляции труб», г.Тимошевск, Краснодарского края. Не считая такого, все раньше выше названные российские трубные фабрики, освоившие технологию нанесения внутренних «гладкостных» покрытий на базе водянистых эпоксидных красок, имеют все шансы наносить на трубы и внутренние противокоррозионные покрытия, предназначенные для промышленных трубопроводов. Разработка нанесения внутренних защитных покрытий на базе водянистых эпоксидных красок (с содержанием растворителей ниже 30%) видится больше не затейливой. Покрытие наносится на подготовленную внутреннюю плоскость труб в 1 проход способом распыления рабочей консистенции изоляционных материалов. Полимеризация покрытия такого на подобии выполняется при температурах 50-70°С, за это время как для отверждения порошковых эпоксидных красок нужен нагрев труб до 200-210°С. Не считая такого, перед нанесением порошковых эпоксидных покрытий, как правило, потребуется наносить слой водянистого фенольного праймера, повышающего стойкость покрытия к агрессивным средам (сероводороду). В последствие нанесения праймера ведется добавочная операция - сушка.

В то же время технологический процесс нанесения порошкового покрытия считается больше производительным и наименее вредоносным для экологии. К превосходству порошковой технологии, идет по стопам отнести и вероятность нанесения защитного покрытия на трубы самых небольших поперечников (сортамент НКТ), за это время как наименьший поперечник труб с внутренним покрытием на базе водянистых красок как правило оформляет 114 мм. На нынешний денек есть большущий выбор как российских, например и привезенных из других стран изоляционных

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

материалов, специализированных для нанесения на трубы внутренних защитных покрытий. Довольно обширно для внутренней заводской изоляции труб используются порошковые эпоксидные краски «П-ЭП 585» производства ООО НПК «Пигмент», г. С-Петербург и «Scotchkote134» компании «3М». Водянистые двух компонентные эпоксидные краски для внутренней изоляции труб предлагаются отечественными предприятиями: ООО «Акрус», ООО «Химик», ООО «Гамма. Промышленные краски». Проверки зарекомендовали неплохие эксплуатационные свойства защитных покрытий «Amercoat391», «SikaPermacor128», приобретенных на базе водянистых эпоксидных красок. Цельную серию как порошковых, например и водянистых эпоксидных красок, специализированных для внутренней изоляции труб, приглашает компания «3М».

Длительное время животрепещущей и не просто разрешимой задачей для внутренней антикоррозионной защиты трубопроводов считалась неувязка изоляции зоны сварных соединений труб. В случае внутренних «гладкостных» покрытий зона сварных соединений не изолируется, например как по магистральным газопроводам транспортируется расчищенный, не коррозионно-активный газ, а площадь участков сварных соединений считается мало значительной в сопоставлении с совместной внутренней поверхностью трубопровода. Другое дело, когда речь идет о промысловых трубопроводах, где зоны сварных соединений трубопроводов обязаны быть обеспечены действенной антикоррозионной защитой. Для защиты от коррозии сварных соединений трубопроводов, имеющих внутреннее покрытие, применялись различные способы, охватывая плазменное напыление на концевые участки труб защитных протекторных колец, газотермическое напыление цинка и алюминия, приварку колец из не ржавеющей стали. На нынешний день более известной методикой внутренней антикоррозионной защиты зоны

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сварных соединений трубопроводов считается использование вставных
отделенных муфт

разработки компании «TuboskorVetco». Предоставленная разработка была благоп
олучно развита и продана на предприятии ООО«Целер»,г.Самара.

На предоставленном предприятии освоен индустриальный выпуск самых все
возможных отделенных внутренних муфт, специализированных для постройки
трубопроводов с

внутренним противокоррозионным покрытием поперечниками от 57 до 820 мм
включительно. На предприятии

ООО«Трубопласт»,г.Екатеринбург продан иной метод внутренней защиты сварны
х соединений трубопроводов.

Для данной цели применяется способ
газотермического напыления на внутренние концевые участки
труб особого покрытия из нержавеющей сплава. Внутреннее эпоксидное
покрытие наносится с нахлестом на металлизационное покрытие, а
окончательное составление защиты зоны сварного стыка выполняется уже при
сварке труб в плети, когда при завышенных температурах случается плавление
металлизационного покрытия и легирование зоны корневого шва.

Таблица 8 – Сравнительные показатели некоторых фирм-изготовителей линий
по антикоррозионному покрытию нефтепромысловых труб

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Фирма	Вид покрытия	Материалы	Ориентировочная стоимость, тыс. долларов	
ОАО "ВНИИТ-нефть", г. Самара	Внутреннее (однослойное) толщ.- 250 мкм	Полиуретан с цинковой пудрой	Оборудование - 1456	
			НИОКР - 88	
	Наружное (двухслойное) толщ. - 2,5 мм	Севилен (адгезив) + полиэтилен (экструдивный)	Шеф-монтаж, пуско-наладка - 228	
			В с е г о - 1772	
ООО "Вест-интерком" г. Самара	Внутреннее (однослойное) толщ.- 4,5мм	Полиэтилен (чулок)		
		Праймер + полимерная липкая лента + полимерная		
	Наружное (двухслойное) толщ. - 1,5 мм	обертка	Оборудование - 2087	
		Праймер + полимерная липкая лента + полиэтилен	Шеф-монтаж, пуско-	
	(двухслойное) толщ. - 2,2 мм	(экструдивный)	наладка - 312	
		Полимерный подслои	В с е г о - 2399	
ТОО "Трубопласт", г. Екатеринбург	(двухслойное) толщ. - 2,0 мм	(адгезив) + полиэтилен (экструдивный)		
	(однослойное) толщ.- 1,5мм	Термоусаживающаяся полимерная лента		
	Внутреннее (однослойное) толщ.- 400мкм	Эпоксидные порошковые или жидкие двухкомпонентные (без растворителя) краски	Стоимость проекта (оборудование, шеф-монтаж, пусконаладка,	
	Наружное (двухслойное) толщ. - 2 мм	Полимерный подслои (адгезив) + полиэтилен (экструдивный)	выпуск опытной партии, обучение персонала) - 7000	
ЗАО "АНКОРТ", г. Москва	Внутреннее (однослойное)	Эпоксидные жидкие двухкомпонентные (без	Оборудование (без НДС) - 2587	

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

АО "УралНИТИ", г. Челябинск	толщ.- 400мкм	растворителя) краски	Шеф-монтаж, пуско-наладка, обучение персонала - 388
	Наружное (двухслойное)	Адгезионный праймер + полимерная липкая лента +	
	толщ. - 2,2 мм	полиэтилен (экструдивный)	В с е г о - 2975
	Внутреннее (однослойное)	Эпоксидное (порошковая краска)	
	толщ.- 300мкм	Цинкоэтилсиликатное (ЦВЭС)	Оборудование - 250
	толщ.- 120мкм		НИОКР - 158
	толщ.- 400мкм	Стеклоэмалевое (порошковая стеклоэмаль)	Шеф-монтаж, пусконаладка - 100
	Наружное (трехслойное)	Эпоксидное (порошковая краска) + эпоксидная смесевая композиция (порошок) + полиэтилен (экструдер)	В с е г о - 508
	толщ. - 2,5 мм		
	Внутреннее (однослойное)	Полиэтилен (чулок)	Оборудование - 6100
АО "Татнефть", г. Альметьевск	толщ.- 5 мм	Адгезив + полиэтилен (экструдивный)	Разработка РКД и проекта - 105
	Наружное (двухслойное)		Шеф-монтаж, пусконаладка, обучение персонала 140
	толщ. - 2 мм		В с е г о - 6345
"БРЕДЕРО ПРАЙС", США	Внутреннее (двухслойное)	Грунтовка + эпоксидный порошок	Оборудование - 7085
	толщ.- 250 мкм		Проект - 286
	Наружное (трехслойное)	Эпоксидное покрытие (порошок) + адгезив (сополимер) + полиэтилен (экструдер)	Зап. Части - 757
	толщ. - 2,5 мм		Монтаж и пуск - 540

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

В с е г о - 8918

GARNEAU, Канада	Внутреннее (двухслойное)	Адгезив (грунтовка) +	
	толщ.- 120 мкм	эпоксидное покрытие	Стоимость проекта в целом
			- 6057
	Наружное (двухслойное)	Праймер + полиэтилен (экструзив)	
	толщ. - 1,2 мм		
RussaLink, США	Внутреннее (однослойное)	Праймер (фенольный) +	
	толщ.- 150 мкм	эпоксидный порошок	Стоимость проекта в целом
			- 9085
	Наружное (двухслойное)	Эпоксидное (приплавленное) покрытие + эпоксидный порошок	
	толщ. - 1,0 мм		

3.3 Ингибиторная защита трубопроводов

Наиболее действенный способ защиты трубопроводов

ингибиторы, например как их просто использовать при имеющейся технологии добычи нефти. В реальное время гигантская доля нефтегазовых месторождений располагается в поздней стадии разработки, когда понижается добыча и быстро растет обводненность нефти. Эти месторождения характеризуются важными отягощениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти, связанными с образованием устойчивых нефтяных эмульсий, отложениями АСПО, неорганических солей, наличием механических примесей, коррозионным разрушением оснащения нефтепроводов. Увеличение коррозионной энергичности добываемой вместе с нефтью воды на предоставленном рубеже считается нешуточной задачей. Более действенны и технологически простым защитным событием считается ингибиторная защита

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основным предназначением ингибиторов коррозии считается понижение злости газовых и электролитических сред, а еще предотвращение интенсивного контакта железной плоскости с находящейся вокруг средой. [5] Это достигается методом вступления ингибитора в коррозионную среду, в итоге чего быстро миниатюризируется сольватационная энергичность ее ионов, атомов и молекул. Не считая такого, падает и их дееспособность к ассимиляции электронов, покидающих плоскость металла в ходе его поляризации. На металле появляется моно или же полиатомная адсорбционная пленка, которая значимо ограничивает площадь контакта плоскости с коррозионной средой и работает очень достоверным припятствием, препятствующим протеканию процессов саморастворения. При данном принципиально, дабы ингибитор владел неплохой растворимостью в коррозионной среде и высочайшей адсорбционной возможностью как на ювенильной плоскости металла, например и на возникающих на нем пленках разной природы.

По механизму воздействия ингибиторы разделяются:

- Адсорбционные;
- Пассивационные.

Ингибиторы-пассиваторы вызывают составление на плоскости металла защитной пленки и содействуют переходу металла в пассивное положение. Более обширно пассиваторы используются для борьбы с коррозией в нейтральных или же ближайших к ним средах, где коррозия проходит большей частью с кислородной деполяризацией. Устройство воздействия этих ингибиторов различен и в значимой степени ориентируется их химическим составом и строением. Различают некоторое количество обликов пассивирующих ингибиторов, к примеру, неорганические препараты с окислительными качествами (нитриты, молибдаты, хроматы). Последние готовы делать защитные оксидные пленки на плоскости корродирующего металла. В данном случае, как

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

правило, имеется смещение потенциала в сторону позитивных значений до величины, отвечающей выделению воздуха из молекул воды или же ионов гидроксила. При данном на металле хемосорбируются возникающие атомы воздуха, которые блокируют более функциональные центры плоскости металла и делают дополнительный прыжок потенциала, замедляющий растворение металла. Возникающий хемосорбционный слой близок по составу к поверхностному оксиду. Большую группу оформляют пассиваторы, образующие с ионами корродирующего металла труднорастворимые соединения. Формирующийся в данном случае осадок соли, в случае если он довольно густой и отлично сцеплен с поверхностью металла, отстает от контакта с агрессивной средой. К этим ингибиторам относятся полифосфаты, силикаты, карбонаты щелочных металлов. Отдельную группу оформляют органические соединения, которые не считаются окислителями, но содействует адсорбции растворенного воздуха, собственно что приводит к пассивации. К количеству их для нейтральных сред относятся бензонат натрия, натриевая соль коричной кислоты. В деаэрированной воде ингибирующее воздействие бензоата на коррозию железа не имеется. Частицы адсорбционных ингибиторов (в зависимости от строения ингибитора и состава среды они имеют все шансы быть в облике катионов, анионов и нейтральных молекул), электростатически или же химически взаимодействуя с поверхностью металла (физическая адсорбция или же хемосорбция соответственно) укрепляются на ней, собственно что приводит к торможению коррозионного процесса. Следовательно, эффективность ингибирующего воздействия большинства органических соединений ориентируется их адсорбционной возможностью при контакте с поверхностью металла. Как правило, данная дееспособность довольно великовата по причине присутствия в молекулах атомов или же активных групп,

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивающих интенсивное адсорбционное взаимодействие ингибитора с металлом. Этими интенсивными группами имеют все шансы быть азот-, серо-, кислород- и фосфорсодержащие группы, которые адсорбируются на металле спасибо донорно-акцепторным и водородным связям. Наиболее обширно все распространенными считаются ингибиторы на базе азотсодержащих соединений. Защитный эффект показывают алифатические амины и их соли, аминспирты, аминокислоты, азометины, анилины, гидразиды, имидазы, акрилонитрилы, имины, азотсодержащие пятичленные (бензимидазолы, имидазолины, бензотриазолы и т.д.) и шестичленные (пиридины, хинолины, пиперидины и т.д.) гетероциклы.[5]

Большущие внимание предполагают соединения, имеющие в молекуле атомы серы. К ним относятся тиолы, полисульфиды, тиосемикарбазиды, сульфиды, сульфоксиды, сульфонаты, тиобензамиды, тиокарбаматы, тиомочевины, тиосульфокислоты, тиофены, серосодержащие триазолы и тетразолы, тиоционаты, меркаптаны, серосодержащие альдегиды, кетосульфиды, тиоэфиры, дитиацикланы и т.д. Из фосфорсодержащих соединений в качестве ингибиторов коррозии применяются тиофосфаты, пирофосфаты, фосфорамиды, фосфоновые кислоты, фосфонаты, диалкил- и диарилфосфаты. Кислород владеет кратчайшими защитными качествами в ряду гетероатомов: воздух, азот, сера, селен, но на базе кислородсодержащих соединений вполне вероятно создание высокоэффективных ингибиторных композиций. Нашли использование пираны, пирины, диоксаны, оксibenзолы, циклические и линейные эфиры, эфиры аллиловых спиртов, бензальдегиды и бензойные кислоты, димочевины, спирты, фураны, диоксоланы, ацетали, диоксоцикланы и др. В последние годы при разработке ингибиторов коррозии наметилась желанность к использованию сырья, содержащего переходные металлы, комплексы на их базе и комплексообразующие соединения, которые ведут взаимодействие с переходными металлами, присутствующими в электролите или же на защищаемой плоскости.

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Доказано, собственно что на базе этих соединений и комплексов, применяя в качестве сырья отходы катализаторных производств и переработанные катализаторы, возможно сделать высокоэффективные экологически нередкие ингибиторы коррозии углеродистых сталей в аква средах. К более изученным относятся соединения и комплексы на базе органополимолибдатов, ароматичных и алифатических аминов, гидразидов кое-каких органических кислот, триазолов, включающих Zn,Ni, Al,Co и их соли. Хемосорбция комплексов на плоскости стали случается в итоге взаимодействия Вохватывающего аниона, который появляется при диссоциации комплекса в аква средах, с электронами незавершенных d-орбиталей железа.

К огорчению, применяемые реагенты не всякий раз обеспечивают довольно возвышенный защитный эффект. В том числе и в критериях 1-го месторождения на различных участках данный показатель имеет возможность значимо отличаться. Это имеет возможность быть связано с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора, неверным подбором реагента для определенных критериев. Как правило на практике данную дилемму решают, увеличивая дозу реагента, собственно что так же не всякий раз выделяет необходимый эффект. Следовательно, нужно создание свежих ингибиторных композиций, которые имели возможность бы гарантировать возвышенный защитный эффект в широком спектре критерий использования или совершенствование свойства уже имеющих место быть составов. Таким образом, для заключения трудных задач, связанных с коррозионным разрушением оснащения и трубопроводов, нужно создание свежих ингибиторных композиций или же использование телесных способов влияния на коррозионные среды, или же совместное внедрение хим и телесных способов.

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассмотрев методы по борьбе с внутренней коррозией трубопроводов можно сделать вывод что наиболее эффективная защита от внутренней коррозии является ингибиторная защита. В нашем случае применение ингибиторов будет наиболее экономически выгодным и эффективным методом защиты от внутренней коррозии.

					Анализ технологий по борьбе с внутренней коррозией	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на казанском месторождении

4.1 Применение ингибиторов коррозии для защиты трубопроводов на казанском месторождении

Проанализировав методы борьбы с внутренней коррозией промышленных трубопроводов, я рекомендую метод ингибиторной защиты промышленных трубопроводов. Он наиболее экономически выгоден для казанского месторождения и не требует дополнительного оборудования. Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода и уменьшения количества порывов.

В качестве новизны предлагаю стеклопластиковые трубы.

4.2 Применение стеклопластиковых труб.

Стеклопластиковые трубы в последние годы в России находят широкое применение в нефтегазовой отрасли. Например – ООО «Технология композитов», г. Пермь, ООО «Западно-Сибирские технологии», г. Тюмень, ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб», г.Казань, «AMERON», США.

В основной массе производители предлагают трубы с номинальным рабочим давлением до 4 МПа, так же основополагающим фактором влияющим на рабочие характеристики трубопровода является температура транспортируемого продукта (испытания проводятся на температуру 20⁰С). Для трубопроводов с рабочим давлением свыше 3 МПа выпускаются трубы с армирующим слоем.

Совершенствование технологии создания стекловолокнистых композиционных труб специалистами «AMERON», США позволило разработать совершенно новую концепцию защиты от коррозии трубопроводов высокого давления. Результатом 10-летнего сотрудничества с компанией British Aerospace, в течение 30-лет применяющей технологию стальной полосы для

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Деулин Ю.С.				Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на казанском месторождении	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Богданова Ю.В.						63	110
Консульт.	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

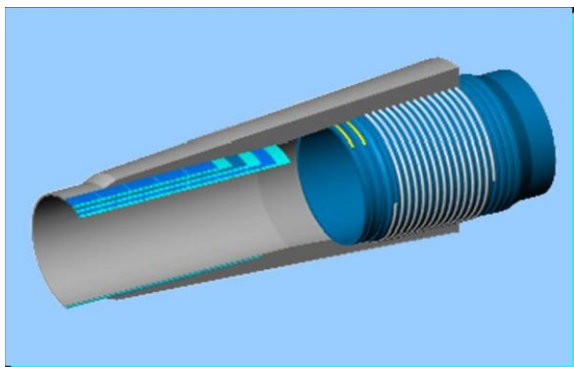
изготовления высокопрочных оболочек для двигателей космических ракет, стали новые трубы Bondstrand SSL.

Материал SSL – это ламинированный гибридный композитный материал, который сочетает преимущества высокопрочной стали с коррозионной стойкостью стекловолокна. Из него производятся легкие, гладкие, антикоррозионные трубы, выдерживающие давление почти до 400 БАР (5800 PSI).

Трубы Bondstrand SSL состоят из высокопрочных слоев стальной ленты, полностью инкапсулированных между непроницаемыми оболочками из стекловолокнистого эпоксиды (GRE), которые обеспечивают надежную защиту от воздействия H_2S , CO_2 и других форм коррозии. Они могут использоваться для сооружения трубопроводов различного назначения, включая линии нефтесбора, подводные трубопроводы и трубопроводы для нагнетания воды в скважины.

При этом толщина стенки трубы Bondstrand SSL кратно меньше толщины стенки обычной стекловолокнистой трубы при одинаковом давлении, а более тонкая стенка трубы означает более высокую пропускную способность

Новая соединительная система Койл-Лок (Coil-Lock) обеспечивает трубам Bondstrand SSL прочность и герметичность, а также быстроту монтажа. Отпадает необходимость сварки, всего несколько вращений трубы позволяют собрать конусное резьбовое соединение с пластичной спиральной шпонкой. Соединение (Coil-Lock) делает монтаж трубопровода быстрее и проще, чем монтаж любых других трубопроводов высокого давления.



					Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на казанском месторождении	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рисунок 7 – Соединение Coil-Lock Рисунок 8 – Резьбовое соединение «Центрон»

Испытания труб Bondstrand SSL при различных нагрузках и разных температурах до 110°C (230°F) показали хорошие результаты. Долговременные тесты подтвердили стойкость эпоксидной армированной стекловолокном оболочки к широкому спектру коррозионных химических веществ, в том числе H₂S и CO₂.

Помимо высокой сопротивляемости коррозионно-опасным продуктам, новые трубы имеют еще одно неоценимое свойство: электропроводный стальной слой позволяет осуществлять отдаленный электромониторинг трубопровода, установленного под землей. Производство труб Bondstrand SSL контролируется компьютером, что гарантирует соблюдение технологии. Поэтому прочность и надежность этих легких гладкостенных труб исключительны.

К недостаткам стеклопластиковых труб можно отнести ряд осложнений при очистке внутренней полости нефтепроводов от асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО) скребками из-за установленных муфт.

Пластиковые трубы очень чувствительны к реальным нагрузкам в трубопроводах, которые часто носят ударно-волновой характер, связанный с пуском – остановкой насосов, установлением колебательных процессов за счет дросселирования на запорной арматуре. При этом в 80% происходит разрушение сварного шва, ввиду отсутствия в нем армирующего слоя.

В связи с особыми требованиями к строительно-монтажным работам (наличием определенного оборудования для сборки) ремонт трубопроводов из полиэтилена и стеклопластика становится довольно трудоемким. В первую очередь необходимо вырезать по соединениям (сварным швам) поврежденный участок, потом смонтировать новую нитку с применением специальных ремонтных, подбираемых по длине, катушек (в то время как на металлической трубе заменяется только участок с повреждением).

					Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на казанском месторождении	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Стоимость 1 метра полиэтиленовых армированных труб Ду 100мм составляет 1 500 – 2 500 руб. без СМР, стоимость 1 метра металлической трубы составляет 1 000 - 1 200 руб. без СМР.

Достоинства: долгий срок службы, простота монтажа, малый вес.

Недостатки: сложность внутренней очистки, очень чувствительны к реальным нагрузкам, сложность при ремонте, высокая стоимость относительно металлических.

					Рекомендации по использованию методов борьбы с внутренней коррозией на казанском месторождении	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

6.1 Расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты.

НСК куст №3-УПН. Ø159 х 6мм. L=1489м. г.в.2011.

Общее количество отказов – 3 шт.

Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода и уменьшения количества порывов. Необходимость применения усредненных показателей обусловлена разными условиями и объемами выполняемых работ.

В результате остановки при аварии на трубопроводе на сутки, согласно тех.режима куста №3 потери в добычи нефти составляют 260 тонн. В среднем остановки производятся на 8-10 часов.

Средний объем пролитой нефти при аварии составляет 0,01т.

Среднее время уборки замазученного участка от 10 до 60 суток при рабочей смене в 11 часов в зависимости от площади загрязнения.

Средняя стоимость ликвидации отказа НСК куст №3 при аварии отражена в таблице 11

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Деулин Ю.С.			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ		Лит.	Лист
Руковод.		Богданова Ю.В.						83
Консульт.		Брусник О.В.						110
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

Таблица 11 – Средняя стоимость ликвидации отказа

№	Используемая техника для отказа	Стоимость руб/час	Кол-во часов	Итоги в рублях
1	Формост Хаски-8	1364,45	10	13644,5
2	а/м АРОК (с сварочный агрегат г/манипулятор)	782,19	10	7821,9
3	а/м УАЗ (оперативный)	291,44	10	2914,4
4	ТАТРА с/с	485,45	10	4854,5
5	КАМАЗ 6522 АКНС-15 (нефтесборщик)	758,47	10	7584,7
6	ЭКСКОВАТОР ЕК 270LC	769,71	10	7697,1
итого				44516,1

№	Используемые материалы	Стоимость рублей	Кол-во тон	итого
1	Труба 159х6	47000	0.03	1410
2	Электроды LB	120000	0.004	480
Стоимость ликвидации				46406,1

Потери в добычи нефти за одну аварию на НСК куст №3 отражены в таблице 12

Таблица 12

№	Потери в добыче нефти	Кол-во/т	Руб/т	итого
1	Остановка перекачки	86	13000	1126666
2	Пролитая в результате аварии	0.01	13000	130
итого				1126796

Средняя стоимость затрат на локализацию и ликвидацию разлива нефти
таблице 13

Таблица 13

№	Используемая техника для отказа	Стоимость руб/час	Кол-во часов	Итоги в рублях
1	Формост Хаски-8	1364,45	110	150089,5
2	а/м АРОК (с сварочный агрегат г/манипулятор)	782,19	110	79615,8
3	а/м УАЗ (оперативный)	291,44	110	32058,4
4	ТАТРА с/с	485,45	110	53399,5
5	КАМАЗ 6522 АКНС-15 (нефтесборщик)	758,47	110	83431,7
6	ЭКСКОВАТОР ЕК 270LC	769,71	110	84657,1
итого				483252
№	Убираемые опасные отходы	Стоимость обезвреживания, руб/м³	Кол- во, м³	итого

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

1	Нефтезагрязненный грунт	6000	20	120000
			итого	120000
			Стоимость ликвидации	603252

Общие средние затраты на одну аварию

$$C_{з.1а.} = C_{п.д.н.} + C_{в.тп.} + C_{лпа.} + Ш_a \quad (44)$$

$$C_{з.1а.} = 1126796 + 46406,1 + 603252 + 50000 = 1826454,1 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь в добычи нефти за одну аварию $C_{п.д.н.} = 1126796$ руб.

Стоимость восстановления ТП при аварии $C_{в.тп.} = 46406,1$ руб.

Стоимость затрат на локализацию и ликвидацию разлива нефти
 $C_{лпа.} = 603252$ руб.

Штраф за аварию. $Ш_a = 50000$ руб.

Стоимость восстановления ТП и затрат на ликвидацию

$$Спор_{ср} = C_{в.тп.} + C_{лпа.} \quad (45)$$

$$Спор_{ср} = 46406,1 + 603252 = 649658,1 \text{ р.}$$

Затраты на 3 аварий которые произошли в 2014г на НСК куст №3:

$$C_{з.п.а.} = C_{з.1а.} * n \quad (46)$$

$$C_{з.п.а.} = 1826454,1 * 3 = 5479362,3 \text{ р.}$$

6.2 Стоимость ингибиторной обработки.

Для ингибитора «Азол 5010 марка В» рабочая дозировка составляет $Q_{р.д.и.} = 20-50$ мг/л.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

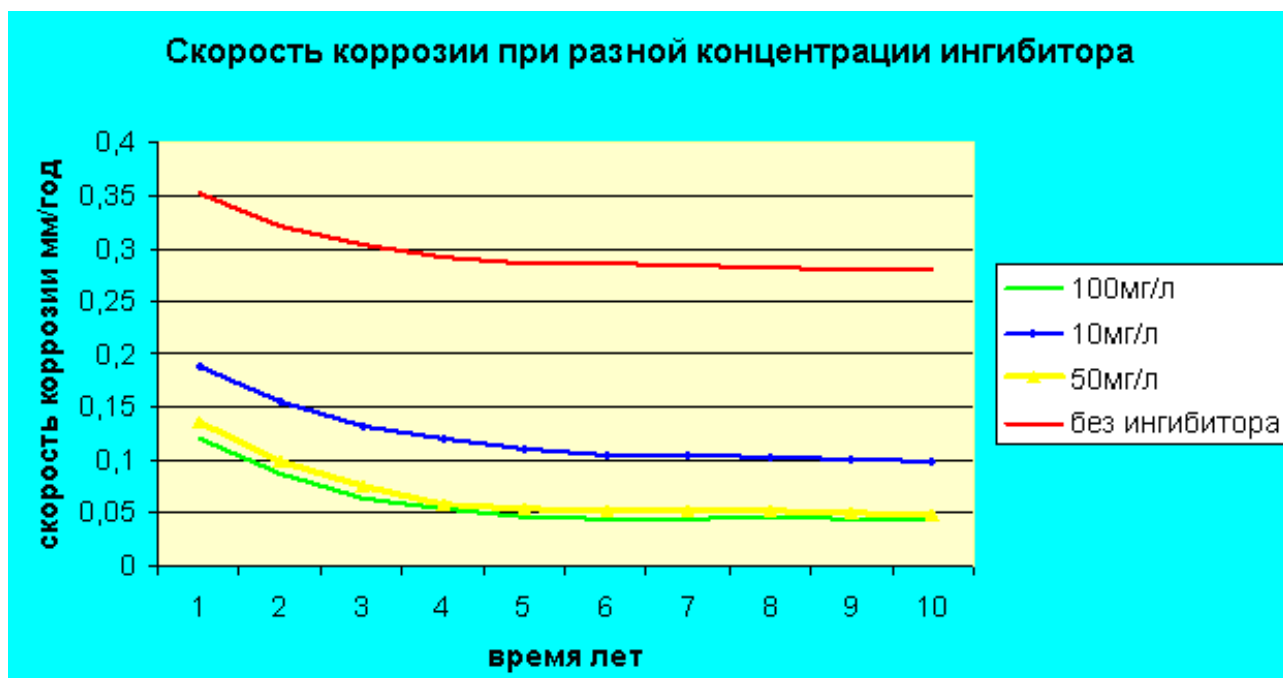


Рисунок 10 – Скорость коррозии при ингибировании и без ингибирования

Рабочую дозировку ингибитора для расчета принимаем $Q_{р.д.и.} = 25$ мг/л.

Цена ингибитора $Ц_{и.} = 75000$ р. за 1 тонну.

Объем перекачиваемой жидкости в сутки куст №3 = 450000 л.

Расход ингибитора в сутки

$$Q_{и.с.} = Q_{ж.} * Q_{р.д.и.} \quad (47)$$

$$Q_{и.с.} = 450000 * 0,000025 = 11,25 \text{ кг/сут} = 0,01125 \text{ т/сут}$$

Стоимость используемого ингибитора в сутки

$$C_{и.с.} = Ц_{и.} * Q_{и.с.} \quad (48)$$

$$C_{и.с.} = 75000 * 0,01125 = 843 \text{ руб/сут}$$

Стоимость используемого ингибитора в год $C_{и.г.} = 843 * 365 = 307695 \text{ руб/год.}$

Стоимость блока дозирования хим.реагентов $C_{бдр.} = 1000000$ р.

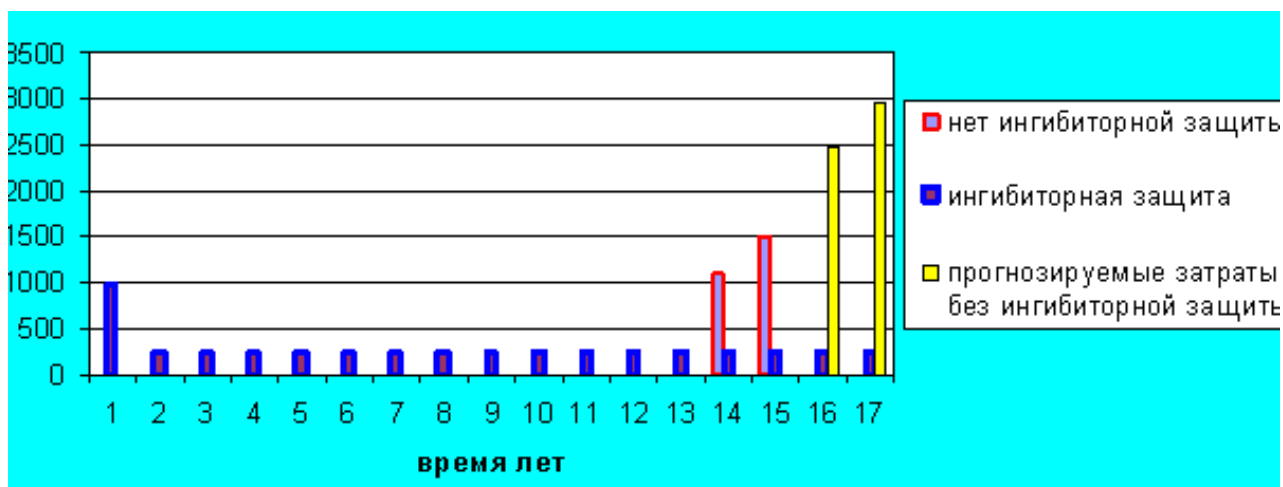


Рисунок 11 – Затраты предприятия с ингибиторной защитой и без защиты

6.3 Расчет срока эксплуатации нового трубопровода с использованием ингибиторной защиты.

НСК куст №3-УПН Ø159мм.

Срок службы нового трубопровода НСК куст №3-УПН Ø159мм, построенного взамен используемого, с учетом аварийного повышения давления до 4,0 МПа, после установки и использования ингибиторной защиты можно определить так:

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}; \quad (49)$$

где $n=1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаем по табл. 13* СНиП 2.05.06-85*

Критически большое давление в трубопроводе может быть не более 4,0 МПа т.к. в АГЗУ кустовых площадок установлены СППК которые срабатывают при превышении давления в 4,0 МПа.

$p_{кр} = 4,0$ МПа – критическое давление;

$D_H = 0,159$ м – наружный диаметр трубы;

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определим по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (50)$$

где $m = 0,9$ – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 СНиП 2.05.06-85*;

$k_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 [2];

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 [2];

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

$R_1^H = \sigma_{вр}$ – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа;

$\sigma_{вр} = 500$ МПа – нормативное сопротивление растяжению металла труб.

$$\text{Тогда } R_1 = \frac{500 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 321,4 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,0 \cdot 0,159}{2 \cdot (321,4 + 1,1 \cdot 4,0)} = 0,00107 \text{ м} = 1,07 \text{ мм}$$

Получено расчетное значение толщины стенки 0,00107 м.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \Psi_1 + n \cdot p)}; \quad (51)$$

Где

$$\Psi_1 = \sqrt{1 \cdot 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{npN}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (52)$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{npN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (53)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ град - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,3$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_n = 159$ мм - диаметр трубы.

Δt - расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 321,4}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39 \text{ град};$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 321,4}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 91,01 \text{ град}.$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 91,01 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,147}{2 \cdot 0,0003} = 98,42 \text{ МПа}$$

Поэтому вычисляем коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{98,42}{321,4} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|98,42|}{321,4} = 0,93 - 0,15 = 0,78$$

Пересчитываем толщину стенки нефтепровода:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,159}{2 \cdot (321,4 \cdot 0,78 + 1,1 \cdot 4)} = 0,0013 \text{ м} = 1,3 \text{ мм}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до толщины стенки используемого трубопровода $\delta_n = 6$ мм.

Толщину стенки труб, определенную по формулам (49) и (51), следует принимать не менее $\frac{1}{140} D_n$, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (54)$$

$$10 \text{ мм} \geq \frac{159}{140} = 1,14 \text{ мм}.$$

Следовательно, оба условия выполняются

Вычисляем время безаварийной эксплуатации трубопровода.

Толщина стенки трубопровода $h = 6$ мм.

Время безаварийной эксплуатации ТП

$$T_{\text{э.б.а.}} = h_n / \sqrt{k.и.} \quad (55)$$

$$T_{\text{э.б.а.}} = 4,5 / 0,1 = 45 \text{ лет}.$$

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Согласно теме выпускной квалификационной работы «Современные методы борьбы с внутренней коррозией на казанском нефтегазоконденсатном месторождении»

Рабочее место в административном отношении находится в Томском районе Томской области. Климат на данной территории резко-континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками. Для указанного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

7.1 Производственная безопасность.

7.1.1 Анализ вредных факторов при защите трубопроводов от внутренней коррозии.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в полевых условиях, особенно на территории Томской области. При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Примерно у 50 % больных, перенесших клещевой энцефалит, надолго сохраняется паралич мышц шеи и рук. Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год. Рабочему выдается спец одежда. Также при проведении маршрутов в местах распространения энцефалитных клещей необходимо плотно застегнуть противо энцефалитную одежду и 3-4 раза в день осматривать одежду и тело [13].

Повышенный уровень шума.

На рабочем месте линейного трубопроводчика источником шума

					Современные методы борьбы с внутренней коррозией на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Деулин Ю.С.			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ		Лит.	Лист
Руковод.		Богданова Ю.В.						Листов
Консульт.		Брусник О.В.					91	110
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					ТПУ гр. 3-2Б21Т	

является стравливание газа из полости трубопровода при проведении ремонтных работ, а так же зачистка сварных швов УШМ. Так как ремонтные работы производятся с определённой периодичностью, шум будет непостоянным. Исходя из классификации непостоянных шумов, шум на данном рабочем месте относится к колеблющимся во времени шумам .

Допустимые нормы приведены в таблице 14 [14]:

Таблица 14 – Допустимые нормы шума для выполнения работ, с повышенными требованиями к процессам наблюдения

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, дА
1,5	3	25	50	100	200	400	800	1600	
03	1	3	7	15	30	60	120	240	80

Для того чтобы уменьшить влияние шума на рабочего необходимо проводить следующие основные мероприятия :

- снижение уровня шума в источнике возникновения;
- звукопоглощение и звукоизоляция;
- установка глушителей шума;
- рациональное размещение оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, “беруши”).

Повышенный уровень вибрации.

Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом, что приводит к спазмам сосудов, различным нервно-мышечным и кожно-суставным нарушениям. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию –

вибрационной болезни . Влияние на рабочего оказывает вибрация при работе со строительной техникой и транспортом.

По способу передачи вибрации на человека, вибрация на рабочем месте трубопроводчика является локальной, а по временной характеристике – непостоянной. По источнику возникновения вибрация относится к локальной вибрации, передающейся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием. Источниками возникновения вибрации на указанном месте являются: угловая шлифовальная машинка, отбойные молотки.

Таблица 15 – Предельно допустимые значения локальной вибрации [15]

Среднегеометрически е частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям Хл, Ул, Зл			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с 10-2	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112
* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается.				

С целью уменьшения вибрации необходимо:

1. Уменьшить уровень вибрации в её источнике.

2. Уменьшить и изменить параметры вибрации при ее распространения от источника.

Для снижения уровня вибрации в источнике возникновения, необходимо уменьшить действующие в системе переменные силы. Это удаётся достичь с помощью следующих мероприятий:

- использование статических процессов;
- оптимальный выбор режима работы оборудования;
- балансировка движущихся механизмов.

Для уменьшения вибрации при ее распространении используются нижеперечисленные методы:

- использование виброгасящих фундаментов при установке оборудования порождающего вибрацию;
- установка виброизоляции;
- средства индивидуальной защиты.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [15].

Воздушная среда.

При проведении ремонтных работ на газопроводе возможна утечка вредных веществ в рабочую зону. К таким веществам относятся метанол, природный газ, фтористые соединения, окиси углерода, кальция, магния, углекислый газ. Источником выделения вредных веществ таких как природный газ и метанол, является преднамеренная или аварийная разгерметизация трубопровода, источник выделения углекислого газа, фтористых соединений и и различных окисей – проведение сварочных работ.

Метанол (метиловый спирт) – CH_3OH , одноатомный спирт, ядовитая жидкость, имеющая бесцветную окраску. С воздухом в объёмных концентрациях 6,98—35,5 % образует взрывоопасные смеси (температура вспышки

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

6 °С). Метанол относится впервому классу опасности химических веществ. Его предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны не должна превышать 5 мг/м³. Приём внутрь 5 -10 мл метанола вызываеттяжёлое отравления, а приём 30 мл к летальному исходу

Природный газ – полезное ископаемое, представляющее собой газообразное вещество, не имеющее запаха. Природный газ представляет собой смесь углеводородов метана (70 – 98%), этана, пропана, бутана, а так же сероводорода, диоксида углерода, азота, водорода [16]. Сам по себе природный газ не оказывает токсического влияния на живые организмы, но смешиваясь с воздухом, природный газ уменьшает содержание кислорода в нём, что приводит организм человека к кислородному голоданию. Но в присутствии значительных концентраций газа в воздухе, возможно и удушение.

Фтористые соединения в составе сварочного аэрозоля включают в себя фтористый водород, а также четырёхфтористый кремний.

Фтористый водород – бесцветный газ с резким запахом. Растворим в воде, активно реагирует с силикатными материалами. На воздухе дымит, из-за образования с водой капель кислоты. Предельно допустимая концентрация (ПДК) фтористого водорода в воздухе населенных пунктов: среднесуточная 0,005 мг/м³, максимальная разовая 0,02 мг/м³, в воздухе рабочей зоны производственных помещений 0,5 мг/м³, что в 2 раза меньше (ПДК) хлора в воздухе. Порог восприятия запаха фтористого водорода 0,03 мг/м³, порог раздражающего действия 8 мг/м³, при этом появляется кашель и приступы удушья. При концентрации 50 мг/м³ возникает раздражение слизистых оболочек, слезо-слюноотечение, насморк, иногда рвота. Очень высокие концентрации в 1500 мг/м³ приводят к спазмам дыхательных органов, и при воздействии в течение 5 минут наступает смерть .

Четырёхфтористый кремний (тетрафторид кремния) - неорганическое соединение кремния и фтора, бесцветный газ, легко гидролизуется водой, растворяется в органических растворителях. Тетрафторид кремния относится ко 2 классу опасности, оказывает сильно раздражающее действие на организм

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

человека. Его воздействие на человека схоже с воздействием фтористого водорода. Максимально разовая ПДК по фтору $0,5 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная ПДК по фтору $0,1 \text{ мг/м}^3$ [8].

Углекислый газ - бесцветный газ, без запаха, со слегка кисловатым вкусом. Углекислый газ нетоксичен, но по воздействию его повышенных концентраций в воздухе на живые организмы его относят к удушающим газам. Незначительные повышения концентрации до 2—4 % в помещениях приводят к развитию у людей сонливости и слабости. Опасными концентрациями считаются уровни около 7—10 %, при которых развивается удушье, проявляющее себя в головной боли, головокружении, расстройстве слуха и в потере сознания (симптомы, сходные с симптомами высотной болезни), в зависимости от концентрации, в течение времени от нескольких минут до одного часа. При вдыхании воздуха с высокими концентрациями газа смерть наступает очень быстро от удушья [9].

Электромагнитное излучение

Источником электромагнитного излучения на рабочем месте линейного трубопроводчика является аппарат для нахождения местоположения трубопроводов под землёй – трассоискатель «RIDGID».

Максимально допустимые значения ЭПМ приведены в таблице 16 [17], где $E_{\text{пд}}$ и $H_{\text{пд}}$ - предельно допустимые значения напряженности электрического, В/м, и магнитного, А/м, поля; $ЭН_{E_{\text{пд}}}$ и $ЭН_{H_{\text{пд}}}$ - предельно допустимое значение энергетической нагрузки в течение рабочего дня, $(\text{В/м})^2 \times \text{ч}$ и $(\text{А/м})^2 \times \text{ч}$.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 16 – Предельно допустимые значения ЭПМ

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
ЕПД, В/м	500	300	80
НПД, А/м	50	-	-
ЭНЕпд, (В/м) $2 \times \text{ч}$	20000	7000	800
ЭННпд, (А/м) $2 \times \text{ч}$	200	-	-

Основными методами защиты работников от ЭМП радиочастот являются [9]:

- использование оптимальных режимов работы технологических установок и оборудования;
- уменьшение времени нахождения работников вблизи источников ЭМП или удаление источников от работающего персонала;
- рациональное размещение оборудования;
- использование средств личной защиты: одежда, очки.

Инфракрасное излучение (ИК) имеет длину волны $\lambda = 0,78 - 1000$ мкм. При поглощении телом энергии ИК возникает тепловой эффект. Источник - нагретое тело. Существует три области спектра инфракрасного излучения: А - коротковолновое (0,78 – 1,4 мкм), В - средневолновое (1,4 – 3 мкм) и С - длинноволновое (3 – 1000 мкм). Из-за способности воздействовать и проникать вглубь тканей, самым активным является коротковолновое ИК-излучение.

Самые слабые к воздействию ИК-излучения органы – это кожа и органы зрения. Биохимические изменения организма происходят при длительном воздействии ИК-излучения.

Источником ИК – излучения на изучаемом рабочем месте является сварочный агрегат, а так же процесс газорезки, проведение которого обуславливает использование высоких температур, приводящих металл к деформации.

Защита работников от вредного воздействия осуществляется за счёт следующих мероприятий [12]:

- автоматизация производства и как следствие дистанционное управление процессом;
- удаление или изоляция источников излучения;
- устройство и создание душирования, водяных и воздушных завес.

7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов.

Механические опасности.

Согласно теме выпускной квалификационной работы «Современные методы борьбы с внутренней коррозией на казанском нефтегазоконденсатном месторождении»

При ремонтных работах на трубопроводе источниками механической опасности являются:

- разгрузо-погрузочные работы с использованием автокрана;
- вскрытие или засыпка трубопровода с помощью экскаватора;
- использование труборезов, УШМ, сварочных агрегатов, насосных помп, горелок, сверлильно-фрейзерного станка, бензопил,кусторезов;
- траншейные лестницы;
- вспомогательные инструменты.

К средствам защиты от механических опасностей можно отнести:

- ограждения источника опасности;
- звуковую или световую сигнализацию;

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

- предупреждающие знаки и таблички;
- использование средств индивидуальной защиты: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

Термические опасности.

Опасность, возникающая в условиях воспламенения, повышенной температуре поверхности, а так же повышенной температуре вдыхаемых веществ называется термической опасностью [10].

Термические опасности могут сопровождаться:

- ожогами и ошпариванием связи с взаимодействием горячих предметов и частями тела работника;

Источником термических опасностей при работе на трубопроводе могут служить огневые работы, при которых используется открытый огонь, высокие температуры приводящие к самовоспламенению рабочего материала, а так же возможно искрообразование.

Для предотвращения возможности возникновения выше указанных опасностей необходимо:

- применять теплоизолирующих термоустойчивых материалов материалов;
- использование средств индивидуальной защиты;
- постоянно контролировать температуру в рабочей зоне.

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Безопасное напряжение соответствует 50 В.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

При прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Общие требования и номенклатура защиты разрабатывается согласно ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

Защита от электрического тока делится на два типа:

Коллективная:

Применение плакатов и знаков безопасности для предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током;

Изоляция;

Заземление устанавливается по ГОСТ 12.1.030-81;

Ограждение

Индивидуальная:

Применение диэлектрической обуви, резиновых диэлектрических перчаток;

Использование диэлектрических резиновых ковров;

Мероприятия по созданию безопасных условий:

инструктаж персонала;

аттестация оборудования;

соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Пожаровзрывоопасность

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

Пожар - это горение, опасное для людей и наносящее материальный ущерб, развивающееся в пространстве.

В основном пожары на объектах возникают в результате следующих причин:

- не соблюдение мер пожарной безопасности и режима или неосторожное обращение с огнем;
- проектирование и строительство зданий и промышленных площадок не соответствующих пожарной безопасности.

Факторы пожара:

- высокая температура воздуха и низкое содержание кислорода в нём;
- предметы нагретые до очень высокой температуры;
- открытый огонь;
- токсичные продукты ;
- обрушение и повреждение сооружений.

При проведении любых видов работ на межпромысловом газопроводе возможны все вышеперечисленные причины и источники пожара. Кроме того, газопровод относится к категории А пожаро- и взрывоопасности.

Профилактические мероприятия пожаробезопасности:

- правильная эксплуатация и размещение производственного оборудования, ;
- правильное содержание производственной территории;
- противопожарные инструктажи работников предприятия;
- установка противопожарных преград;
- наличие на производственной площадке эвакуационных путей и выходов;
- установка противопожарной сигнализации, с автоматическими датчиками и кранами способными распылять воду на источник возгорания.

Первичные средства пожаротушения:

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- передвижные и ручные огнетушители;
- ящики с песком;
- пожарные краны и рукава;
- кошма (противопожарное полотно);
- противопожарные щиты с набором инвентаря.

Взрыв – быстрое химическое превращение (взрывное горение), сопровождающееся выделением энергии и образованием сжатых газов, способных производить механическую работу.

Основным источником возникновения взрыва является разгерметизация газопровода и утечка газа.

Взрыв смеси может произойти только при определенных соотношениях горючих газов с воздухом или кислородом, характеризующихся нижним и верхним пределами взрываемости. Нижним пределом взрываемости называется то минимальное содержание газа или пара в воздухе, которое при воспламенении может привести к взрыву. Верхним пределом взрываемости называется то максимальное содержание газа или пара в воздухе, при котором в случае воспламенения еще может произойти взрыв. Опасная зона взрываемости лежит между нижним и верхним пределами. Концентрация газов или паров в воздухе производственных помещений или площадок ниже нижнего и выше верхнего предела взрываемости невзрывоопасна, так как при ней не происходит активного горения и взрыва — в первом случае из-за избытка воздуха, а во втором из-за его недостатка.

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

- уменьшить или исключить наличие веществ, способных образовывать взрывоопасные смеси;
- установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации;
- контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры;

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

- соблюдать правила работы со взрывоопасными веществами.

7.2 Экологическая безопасность

Работоспособность любого предприятия не обходится без образования отходов. Отходы с производства в окружающую среду поступают в виде сбросов в гидросферу, выбросов в атмосферу и в виде мусора или бытовых отходов в литосферу.

Деятельность человека в связи с добычей нефти и газа наносит огромный ущерб природе. Ежедневно сжигается большой объем газа на нефтепромыслах, загрязняя атмосферу. Практически ежедневно в мире происходят порывы промысловых трубопроводов нефти и газа – наиболее распространенный вид загрязнений в нефтегазодобыче, нередко аварии с нефтеналивными судами, магистральными продуктопроводами. Все это создает большие и малые разливы нефтепродуктов на сухой поверхности, снегу, болотах, водной поверхности, нанося огромный вред животному и растительному миру. Отходы нефтегазовой промышленности особенно опасны для окружающей среды, так как они могут представлять собой токсичные или ядовитые вещества. Поэтому любое предприятие нефтегазовой отрасли проводит анализ влияния его отходов на живой мир, а так же осуществляет разработку технологий по снижению или ликвидации отходов производства. Проводятся различные мероприятия - контроль качества воздуха, воды и почвы; внедрение современных технологий, безвредных для природы; применение технологий, позволяющих свести к минимуму количество возможных аварий и максимально быстрого и эффективного устранения их негативных последствий.

Основным источником загрязнения окружающей среды, при эксплуатации газопровода, является перекачиваемый продукт.

Загрязнение атмосферы может произойти в результате выброса, утечки газа и опасных веществ либо из-за не герметичности сварных швов трубопровода, аварийного выброса газа, разрыва трубопровода, либо из-за коррозии, следствие которой – значительное уменьшение толщины стенок

					Социальная ответственность	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

газопровода. При таком загрязнении возможно превышение предельно допустимой концентрации вредных веществ в воздухе, а также подавление роста растительности.

Отрицательное влияние межпромыслового трубопровода на гидросферу возможно при устройстве подводных переходов, при строительстве мостов, сбросе сточных вод, а также использовании подземного водозабора.

Для снижения негативного воздействия на водную среду предусмотрено:

- размещение кустовых и промышленных площадок за пределами водоохранных зон водотоков;
- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0.5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающими утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки;
- прокладка коридоров коммуникаций к объектам промысла с учетом минимального пересечения площади водоохранных зон рек;
- выбор подводных переходов трубопроводов на участках с пологими, не размываемыми берегами, при минимальной ширине заливаемой поймы, с учетом прогнозируемого уровня деформации дна и береговой части с целью предотвращения размыва;
- забор воды для промывки и гидроиспытаний трубопроводов из пересекаемых постоянных водотоков (во время паводков) с очисткой использованной воды в прудках-отстойниках или в передвижных емкостях объемом до 5 м³ (с повторным использованием на нескольких участках), и последующим сбросом в водоемы;
- строительство мостов через водотоки в зимнее время свайно-эстакадного типа, что исключает работы по выемке грунта и взмучиванию вод;

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– применение антикоррозийной изоляции трубопроводов, стопроцентный контроль сварных стыков, планово-предупредительный ремонт оборудования и трубопроводов.

Выполнение вышеуказанных мероприятий по охране водной среды и атмосферы значительно снижает или полностью исключает вредное влияние межпромыслового трубопровода на неё.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – явление, при котором нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде, в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на опасном объекте.

В качестве источником ЧС могут выступать и природные явления, и техногенные аварии, так же массовые инфекционные заболевания людей, животных, заражение биосферы в общем.

Из-за чрезвычайных ситуаций возникают поражающие факторы. Они проявляются во вредном или смертельном воздействии на объекты хозяйств и живые организмы. Результат данного воздействия - гибель или поражение человека и живых организмов, уменьшение производительности объектов хозяйств.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;

					Социальная ответственность	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При разрыве газопровода, газ распространяется и образуется взрывоопасная смесь которая при различной концентрации может повлиять на величину взрыва (ударной волны).

Для предотвращения взрыва работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию. для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;

РД 39-132-94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

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

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы»;
 ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;
 СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96.«Электромагнитное излучение»
 ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»;
 ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность»;
 ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к
 воздуху рабочей зоны»;

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В результате проведенного исследования были выполнены поставленные задачи:

- Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации промышленных трубопроводов.
- Были проанализированы методы по борьбе с внутренней коррозией промышленных трубопроводов.
- Был представлен технологический расчет трубопровода, в который входят: гидравлический расчет нефтепровода, расчет промышленных трубопроводов на прочность в продольном направлении (при подземной прокладке), проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного стального трубопровода, проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы, расчет толщины стенки промышленного трубопровода, определение зоны оттаивания грунта трубопровода.
- Описаны достоинства и недостатки проанализированных методов по борьбе с внутренней коррозией трубопроводов, рекомендован метод ингибиторной защиты трубопроводов. Предложено применение стеклопластиковых труб.

Список литературы

1. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
2. СНиП 2.05.06-85*. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. М., Стройиздат, 1998 г.
3. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов. М., НПО ОБТ, 1994.
4. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
5. 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.
6. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
7. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 1999-07-01. – М.: Госстандарт России, 1998. – 45 с.
8. ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
9. ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.
10. ГОСТ Р 52002-2003. Электротехника. Термины и определения основных понятий. – Введ. 2003-07-01. – М.: Госстандарт России, 2003. – 27с
11. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
12. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. 2-е изд. – М.: Недра, 1989. –286 с.
13. СП 45.13330.2012. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. – Введ. 2013-01-01. – М.: Издание официальное, 2013. – 145 с.

14. Каледина Н.О., Кирин Б.Ф., Ушаков К.З., Сребный М.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов. – Москва: Изд. МГГУ, 2005. – 427 с.
15. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
16. Роздин И. А.. Безопасность производства и труда на предприятиях / И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
17. ГОСТ 12.1.006-84 . ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – Введ. 1986-01-01. – М.: Госстандарт России, 1988. – 30 с.
18. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.
19. «Инженерные коммуникации на вечномерзлых грунтах». А.Л. Ястребов, Стройиздат 1972 г.
20. СНиП 22-01-95 Строительные нормы и правила. Геофизика опасных природных воздействий.

