

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Методы защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии	
УДК 621.644:620.197	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Книга Мария Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой ГРNM	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Книга Марии Владимировне

Тема работы:

Анализ эффективности методов защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Лугинецкому месторождению, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература, учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 3. Технологическая часть 4. Виды процессов коррозии 5. Механизм возникновения электрохимической коррозии 6. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение

	8. Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение	Доцент кафедры ЭПР Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭиБЖ Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Книга Мария Владимировна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Книга Марии Владимировне

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Эффективность методов повышения эксплуатационной надежности трубопроводов.	Экономический расчет при применении методов защиты от внутренней коррозии на промысловых трубопроводах ОАО «Томскнефть» ВНК.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы расхода материалов; 2. Ставки дисконтирования; 3. Стоимость эксплуатации трубопроводов при их внутритрубной очистке и ингибировании; 4. Нормы времени эксплуатации трубопроводов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, применения ингибиторов	1. Потенциальные потребители результатов исследования; 2. Анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Затраты на специальное оборудование для работ; 2. Оплата труда; 3. Затраты до внедрения мероприятия; 4. Затраты после внедрения мероприятия.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Определение сроков окупаемости проекта; 2. Расчет накопленного дисконтированного потока; 3. Отношение полезного результата к затратам.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.			15.02.17

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Книга Мария Владимировна		15.02.17

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Книга Марии Владимировне

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования данной работы является станция катодной защиты на Лугинецком месторождении. Назначение объекта исследования – применение электрохимической защиты.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на станции катодной защиты на Лугинецком месторождении. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на станции катодной защиты на Лугинецком месторождении.	Вредные факторы на Лугинецком месторождении: 1. Неудовлетворительные метеорологические условия; 2. Недостаточная освещенность; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте. Опасные факторы на Лугинецком месторождении: 1. Электроопасность; 2. Пожароопасность и взрывоопасность; 3. Механические опасности; 4. Аппараты под давлением.
2. Экологическая безопасность	1. Защита селитебной зоны; 2. Анализ воздействия на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер

	по ликвидации последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»; 2. ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны»; 3. ГОСТ 12.1.003-76 «Классификация шумов»; 4. СНиП II-A.5-70; 5. СНиП 11-58-75; 6. СНиП II-12-77; 7. СНиП 23-05-95; 8. СНиП 11-34-74. 9. Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности, 2013 г.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			15.03.17

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Книга Мария Владимировна		15.03.17

РЕФЕРАТ

Дипломная работа 85 страниц, 15 рисунков, 8 таблиц, 12 источников.

Ключевые слова: месторождение, коррозия, нефть, газ, ингибитор, трубопровод, методы борьбы.

Объектом исследования является трубопровод подверженный внутренней коррозии.

Целью данной выпускной квалификационной работы является рассмотрение методов защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии.

В результате работы проведен сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

- КП – куполовидные поднятия;
- ГИС – геологические исследования скважин;
- ЭХЗ – электрохимическая защита;
- УВ – углеводороды;
- ПТ – промысловые трубопроводы;
- СНПХ – «Союзнефтепромхим»;
- ПВХ – поливинил-хлорид;
- ЛИБ – лента изоляционная битумная;
- ПЗ – протекторная защита;
- ПЭД – прямой электрический дренаж;
- КС – катодная станция;
- ГРС – газораспределительная станция;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ЛЭП – линии электропередач.

Содержание

Введение.....	12
1. Общие сведения о месторождении.....	14
2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....	15
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	15
2.2 Тектоника.....	17
2.3 Геолого-физическая характеристика пластов.....	21
2.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов.....	24
2.5 Характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	25
2.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов. Свойства пластовых вод.....	29
2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья.....	30
3. Технологическая часть.....	33
3.1 Коррозия металлов.....	33
4. Виды процессов коррозии.....	34
5. Механизм возникновения электрохимической коррозии.....	35
6. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии.....	39
6.1 Ингибиторы коррозии.....	41
6.1.1 Применение ингибиторов на Л месторождении.....	43
6.2 Защитные покрытия для трубопроводов.....	44
6.3 Способы электрохимической защиты.....	50
6.3.1 Катодная защита.....	51
6.3.2 Протекторная защита.....	52
6.3.3 Электродренажная защита.....	53
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение.....	59
7.1 Сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов.....	59
8. Социальная ответственность.....	64
8.1 Производственная безопасность.....	64
8.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов на станции катодной защиты на Л месторождении.....	64
8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов на станции катодной защиты на Л месторождении.....	69
8.3 Экологическая безопасность.....	74

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	78
Заключение.....	82
Список литературы.....	84

Введение

Со временем, в процессе эксплуатации оборудование и промышленные трубопроводы подвергаются процессу коррозии.

Коррозия металла труб образуется внутри и снаружи. Снаружи труб она происходит под воздействием почвенного электролита, т.к. почва содержит влагу и растворенные в ней соли, а внутри – вследствие примесей влаги, солей, сероводорода, содержащихся в транспортируемом сырье.

За счет коррозии металлов трубопроводов появляется экономический и большой материальный ущерб. Коррозия приводит к дополнительным ремонтным затратам, износу и повреждениям сооружений, появляются дополнительные потери транспортируемого продукта.

При своевременном обнаружении коррозии в трубопроводе, определении ее величины и выборе защиты, может быть осуществлена успешная защита трубопровода. Защитить трубопровод от коррозии можно различными методами, такими как: электрохимическая защита, катодная защита, протекторная защита, применение защитных изоляционных покрытий и ингибирование коррозии.

Примерно после шести лет эксплуатации обнаруживают первые проявления коррозии. За счет этого, составляются планы и графики обследования трубопровода. После обследования трубопроводов, выявляют вид коррозии и дефекты, а затем применяют метод защиты металла от коррозии.

Целью данной работы является: рассмотрение методов защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии на нефтегазовых месторождениях.

Объектом данного исследования является промышленные трубопроводы на нефтегазовых месторождениях.

В процессе исследования были изучены общие сведения Л месторождения, типы и виды коррозии, факторы, влияющие на коррозионные процессы, приведен сравнительный анализ экономической эффективности

методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов, рассмотрены применение ингибиторной защиты, внутритрубной очистки и применение с внутренним защитным покрытием, изучена охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности.

1. Общие сведения о месторождении

В административном отношении расположено в Парабельском районе Томской области в 400 км к северо-западу от г. Томска. Районный центр - с. Парабель - находится в 130 км от месторождения, а ближайший населенный пункт - г. Кедровый, удален на расстояние около 80 км. Ближайший крупный центр является г. Колпашево, расстояние до которого водным путем равно 570 км, по воздушной трассе - 220 км. Самой крупной на территории является р. Чижалка и ее притоки Екыльчак, Тамырбат, Чагва и др. (рисунок 1.1).

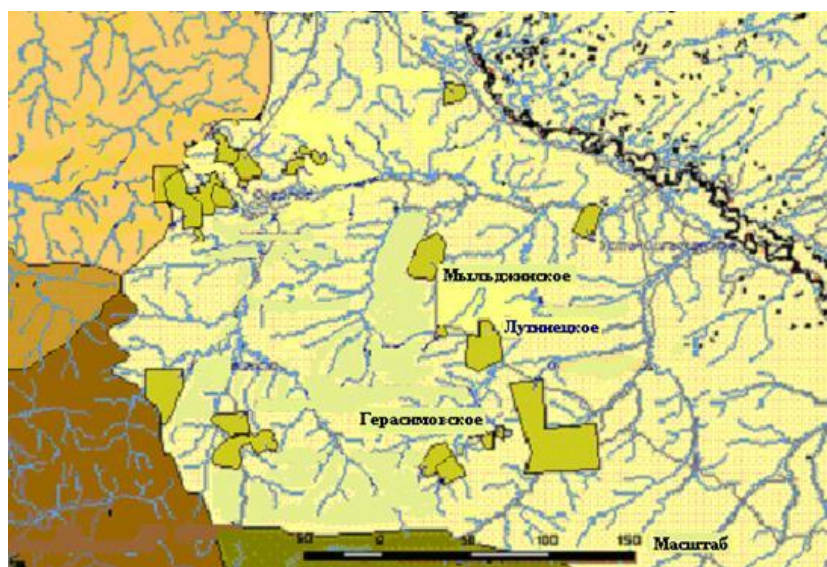


Рисунок 1.1 - Обзорная карта месторасположения месторождения «Л»

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время - 40-50 °С. Величина снежного покрова достаточно велика, на заселенных участках достигает 1,5 м.

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

Шоссейные и железные дороги в районе месторождения отсутствуют. Доставка грузов производится авиатранспортом, в период навигации - по рекам, в зимнее время - по зимнику, связывающему г.Кедровый с областным центром -г.Томском. (рисунок 1.2). На месторождении развита сеть грунтовых дорог.[2]

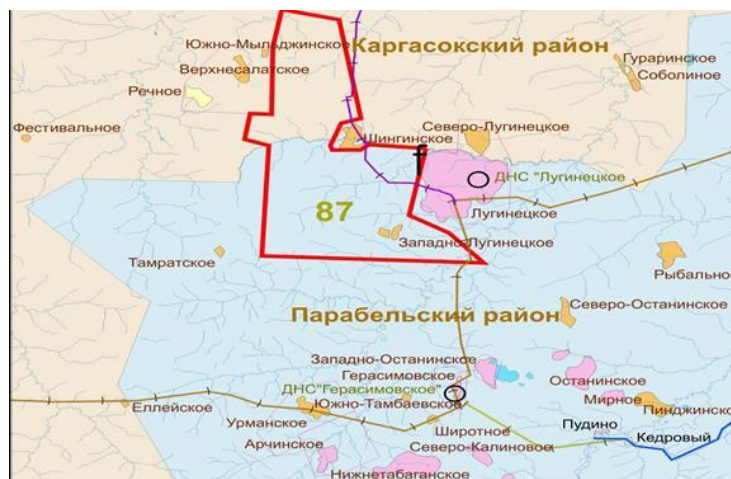


Рисунок 1.2 - Обзорная карта Л месторождения

2. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Среднеюрский отдел (Y_2)

Отложения средней юры объединяются в тюменскую свиту, она представлена песчано-глинистыми породами континентального генезиса с прослоями углей и углистых аргиллитов. Мощность свиты до 140 м. Для разреза тюменской свиты характерна своеобразная “пилообразная” форма кривых электрического каротажа, служащая одним из признаков при проведении верхней границы свиты. В кровле тюменской свиты залегает продуктивный песчаный горизонт Ю₂. [1]

Васюганская свита. Y_{3vs}

Васюганская свита сложена переслаиванием песчаников и алевролитов, разделенных прослоями аргиллитов. В разрезе свиты присутствуют маломощные прослои углистых аргиллитов и углей. Толщина васюганской

свиты на Л поднятии колеблется от 50 до 85 м. Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые, алевролиты – серые, светло-серые, буровато-серые. В нижней части разреза песчаные и песчанистые, в верхней – глинистые и известковистые. Часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная. Отложения васюганской свиты слагают продуктивный горизонт Ю₁. Васюганская свита повсеместно разделяется на 3 толщи (пачки).

Нижняя подугольная пачка включает в себя выдержанные по площади и разрезу основные продуктивные пласты Л месторождения Ю₁³ и Ю₁⁴ (рисунок 3) прибрежноморского генезиса. При этом в отдельных скважинах наблюдается опесчанивание разреза подошвенной части горизонта Ю₁, что позволяет некоторым исследователям выделять здесь локально развитый пласт Ю₁⁵ (рисунок 2.1.1).

Межугольная пачка представлена аргиллитами и слоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального генезиса.

Верхняя, надугольная пачка представлена песчаниками и алевролитами предположительно прибрежно-морского генезиса, составляющими продуктивные пласты Ю₁² и Ю₁¹, и разделяющими их углистыми аргиллитами. По данным биостратиграфического расчленения, пласт Ю₁⁴ относится к среднему верхнему келловее. Ю₁³ - к нижнему оксфорду, Ю₁² - к верхнему оксфорду. Возраст пласта Ю₁¹ определяется как оксфорд-киммериджский.[2]

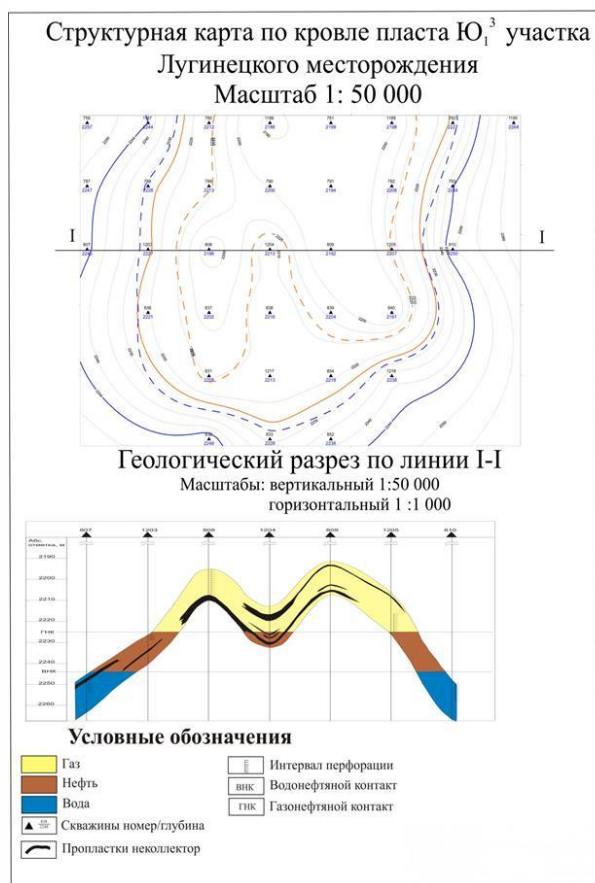


Рисунок 2.1.1 - Структурная карта по кровле пласта

2.2 Тектоника

В соответствии со схемой тектонического районирования мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана. Л месторождение приурочено к Л локальному поднятию (л.п.) - структуре третьего порядка, расположенной в северо-западной части Пудинского мегавала- положительной структуры первого порядка (рисунок 2.2.1). В гравитационном поле Пудинскому мегавалу соответствует значительная по величине отрицательная аномалия силы тяжести. Мегавал имеет северо-западное простирание и осложнен серией куполовидных поднятий (КП) второго порядка (Л, Пудинское, Горелоярское КП, Останкинский вал и др.).[3]

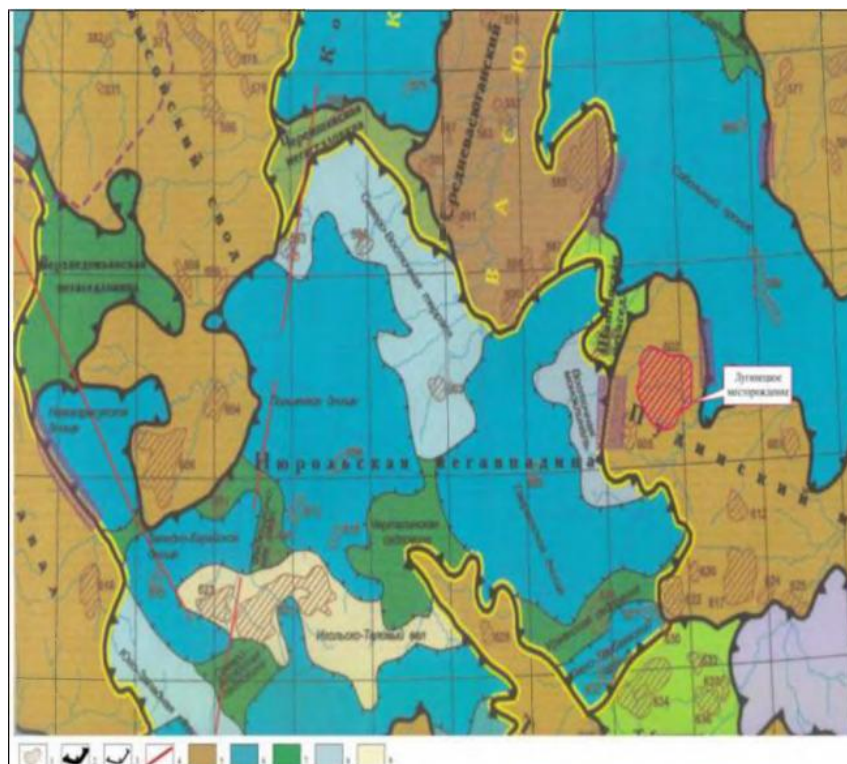


Рисунок 2.2.1 - Выкопировка из тектонической карты мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана (масштаб 1:1000000) Условные обозначения: 1 - открытые месторождения; 2 - границы тектонических элементов I порядка; 3 - границы тектонических элементов II порядка; 4 - тектонические нарушения; 5 - своды, мегавалы; 6 - прогибы, днища; 7 - мегаседловины, седловины; 8 - террасы, моноклинали; 9 – валы

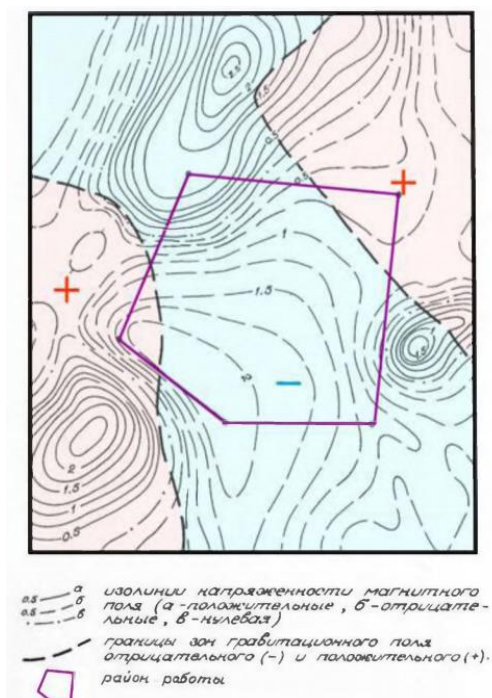


Рисунок 2.2.2 - Схема морфологии аномального и гравитационного полей (Масштаб 1:500 000)

На северо-западе от Пудинского мегавала расположен Средневасюганский мегавал, их соединяет Шингинская седловина. Северо-западное крыло Пудинского мегавала плавно погружается, образуя моноклираль. Юго-западнее Пудинского и Средневасюганского мегавалов расположена Нюрольская впадина, отделяющая их от Каймысовского свода. Северо-восточнее Пудинского мегавала находится Парабельский мегавал и Соболиный прогиб. Л месторождение приурочено к одноименному КП, расположенному на северо-западной переклинали Пудинского мегавала. Сейсмогеологическая характеристика разреза площади изучена по данным сейсмокаротажа скв.152, 154, 170, а также по результатам региональных и детальных работ МОГТ, проведенных на Л площади и сопредельной территории. Наиболее выдержанная отражающая граница приурочена к длительному перерыву в осадконакоплении, сопоставляется с кровлей промежуточного комплекса (доюрского основания плиты) и индексируется как отражающий горизонт Ф2. В толще осадочных мезозойских отложений прослеживаются волны ОГ: I - кровля тюменской свиты, 11а - подошва баженовской свиты, III (кашайская свита), IV (кузнецовская свита), V (талицкая свита). При этом наиболее выдержаны горизонты, связанные с периодами трансгрессии моря. Основные отражающие горизонты продуктивной части разреза, приуроченной к средне верхнеюрским отложениям, следующие: Ф2 - кровля доюрских отложений - маркирующий; I - средняя часть тюменской свиты - маркирующий; I - верхняя часть тюменской свиты - условный; II - подошва баженовской или кровля георгиевской свиты - маркирующий. Тектоническое строение Л площади изучено по отражающим горизонтам Ф2, На и по ряду других ОГ в осадочном чехле. Структурные карты по ОГ Ф2 и по ОГ II, составленные ТП 4/91-92. Поверхность отражающего горизонта Ф2 имеет дифференцированный блоковый характер рельефа. В пределах рассматриваемой территории выделяется поднятие, оконтуренное изогипсой - 2540 м, размеры его составляют 27,6х15-28,2 км, амплитуда ~ 200 м. Поднятие

имеет изометрическую форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении. С юго - востока на северо-запад восточнее центральной линии через поднятие проходит прогиб глубиной до отметки -2460 м, который делит его на западную и восточную структуры, оконтуренные изогипсой -2440 м, вытянутые в северо-западном направлении и осложненные структурными формами более низкого порядка и тектоническими нарушениями. В пределах западной части наиболее высокое залегание пород доюрского комплекса (2360-2340 м) отмечается на севере структуры в районе скважин 180, 151 и южнее - в районе скв.168. На юго-западе в районе скв.182 выделяется еще структура более низкого порядка, вытянутая в северо-западном направлении, оконтуренная изогипсой -2420 м, высотой 20 - 40 м. Южный и западный склоны поднятия осложнены мелкими малоамплитудными формами, преимущественно северо-западного простирания и тектоническими нарушениями. Северный склон моноклинально погружается в сторону прогиба. Восточная часть Л поднятия имеет валообразную форму северо-западного простирания. Южная часть ее представляет собой восточную структуру собственно Л поднятия. Она наиболее выражена в рельефе, оконтурена изогипсой -2440 м, осложнена небольшими неправильными структурными формами. Наиболее высокое залегание доюрских пород с абсолютными отметками -2340 2360 м отмечается в районе скв.158-166. Южный склон ее довольно крутой, осложнен структурными носами, на востоке наблюдается не равномерное Северная часть валообразной зоны выделена под названием С-Л структура. Осевая часть ее осложнена малоамплитудными вершинами, в пределах которых не превышают -2420 м. Западный склон С-Л структуры контролируется тектоническими нарушениями, северный склон моноклинально погружается на север, восточный склон пологий, осложнен малоамплитудными структурными формами различных размеров.

2.3 Геолого-физическая характеристика пластов

Условия формирования отложений пласта Ю₁³ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников. По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до 70 $\times 10^{-3}$ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения $K_{\text{п}}=0,17-0,18$. На таком фоне выделяются небольшие участки с $K_{\text{п}}$ меньше 0,16 и больше 0,18, в распространенных - равномерно по всей площади.

Фильтрационные свойства пласта Ю₁³ изучены по данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин.[2]

Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения пласта. Здесь преобладают значения $K_{\text{пр}}$ от 10 $\times 10^{-3}$ мкм³ до 33.2 $\times 10^{-3}$ мкм² (скв.852). Коллектора с проницаемостью менее 10 $\times 10^{-3}$ мкм² выделены в этой части площади в районе скв. 645, 648, 1157, 744, 793 .

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями $K_{\text{пр}}$ от 3,6 $\times 10^{-3}$ мкм² (скв.1202) до 10 $\times 10^{-3}$ мкм² и от 10 до 20 $\times 10^{-3}$ мкм². Значения $K_{\text{пр}}$ более 20 $\times 10^{-3}$ мкм² отмечаются на небольших локальных участках, более 30 $\times 10^{-3}$ мкм² - в скв.657 .

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований – 6,7 $\times 10^{-3}$ мкм², что

ниже значений $K_{пр}$, полученных по керну и геологическому исследованию скважин (ГИС). Это связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

Пласт $Ю_1^4$ на изучаемой площади четко разделяется на восточный и западный купола. Восточный - характеризуется несколько пониженными значениями эффективных, а также газо- и нефтенасыщенных толщин по сравнению с западным и в целом по пласту. Эффективная толщина пласта колеблется в широком диапазоне от 0,8 до 21,2 м. Пласт неоднородный, количество песчаных прослоев, выделяемых в разрезе, изменяется от 1 до 9 при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

По своим емкостным и фильтрационным свойствам западный и восточный купола мало отличаются друг от друга. На обоих куполах значения коэффициента пористости колеблются, в основном, в пределах 0,16-0,18. На западном куполе преобладают участки с пористостью выше 0,17, а на восточном участке со значениями $K_{п} > 17$ занимают около 50% площади и выделяются в северной части (район скв.538), в центральной части (район скв.1138) и на юге в районе скв.738, 761. Остальная часть восточного купола характеризуется более низкой пористостью.

Хорошими фильтрационными свойствами характеризуется большая часть западного купола, где $K_{пр} > 15 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, ухудшение их наблюдается в его восточной части, здесь $K_{пр}$ изменяется от 5 до $10 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Низкими фильтрационными свойствами с $K_{пр} < 5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ обладают небольшие участки в районе скважин 653, 728, 868. На восточном куполе выделяются три участка (на юге, в центральной части район скв.1138, на северо-западе в районе скв.538) с хорошими фильтрационными свойствами $K_{пр} > 15 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, обширный участок в центральной части с $K_{пр}$ меньше $15 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами (скв.665 - $2 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скв.698 - $3,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$,

скв.699 - 4.7×10^3 мкм²) .В целом по пласту Ю₁⁴ ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах.

Анализируя корреляционные связи между пористостью (K_p), проницаемостью ($K_{пр}$) и остаточной водонасыщенностью (K_v) пласта Ю₁³ видно, что коэффициенты корреляции по всем парным выборкам очень высоки и отличаются на незначительную величину, что позволяет сделать вывод об однородном составе песчаников этого объекта.

Коэффициенты корреляции между основными параметрами K_p и $K_{пр}$ по пласту Ю₁⁴ несколько ниже, чем по пласту Ю₁³. Это говорит о том, что в разрезе скв.180 пласта Ю₁⁴ более неоднороден, чем пласт Ю₁³.

С целью выяснения характера распространения пористости и проницаемости по всей выборке значений были построены кривые их распределения и посчитаны средние значения, стандартное отклонение для пластов Ю₁³ и Ю₁⁴. Кривые распределения по K_p имеют сходную картину, но отличаются только значениями максимумов: для Ю₁³ - 14.8%, для Ю₁⁴ - 18.4%. При этом хорошо видно, что лучшими емкостными свойствами обладает пласт Ю₁⁴. Более дифференцированные кривые распределения проницаемости, причем более неоднороден пласт Ю₁⁴, но у пласта Ю₁³ более низкие фильтрационные свойства.[3]

Горизонт Ю₂, к которому приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой, вскрыт не повсеместно и на большей части он водонасыщен. Эффективная мощность его колеблется в очень большом диапазоне от 0,6 м (скв.157) до 34,8 м (скв.1157). Максимальные мощности отмечены в газонасыщенной части пласта и приурочены к сводовой части структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,8 до 17,1 м. Пласт неоднородный, среднее значение K_p по пласту равно 5,6 при коэффициенте песчаности - 0,5. Более однородный пласт в нефтяной зоне, здесь коэффициент песчаности достигает 0,68, при $K_p=3,6$.

2.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Результаты бурения, геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатируемых скважин позволили установить на Л месторождении промышленную нефтеносность пластов коллекторов васюганской и тюменской свит верхней юры. В разведочных скважинах рабочие дебиты свободного газа на 12,5мм диафрагме составляли от 59,3 до 351тыс. м³/сут при депрессиях на пласт 3,03 - 18,98 МПа. При опробовании газовой шапки залежи вместе с газом из скважин поступало значительное количество конденсата (конденсатный фактор измерялся от 138,2 до 278,8 см³/м³).

При испытании нефтяных оторочек юрских продуктивных пластов в разведочных скважинах были получены фонтанные притоки нефти с дебитами от 10,6 до 106,8 м³/сут. при депрессиях на пласт, изменившихся от 5,54 до 19,68 МПа. Таким образом, по результатам опробования разведочных скважин в 1972г. ГКЗ утвердила запасы Л месторождения как газоконденсатного с нефтяной оторочкой промышленного значения. При этом запасы нефти, конденсата, свободного и растворенного газа подсчитывались для единого объекта, который объединял пласты и прослои песчаников и алевролитов васюганской и тюменской свит и индексировался как горизонт Ю₁₋₃.

На сегодняшний день материалы бурения и испытания почти четырехсот эксплуатируемых скважин, результаты корреляции их разрезов по диаграммам ГИС, данные разработки залежей позволяют выделить в разрезе васюганской свиты пласты в составе горизонта Ю₁, индексируемые сверху вниз как Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄. В разрезе тюменской свиты выделяют горизонт Ю₂.

Таким образом, в разрезе продуктивных юрских отложений Л месторождения, выделяются шесть самостоятельных горизонтов подсчета, которыми являются продуктивные песчано-алевритовые пласты, разделенные

глинистыми перемычками. Каждый из пяти пластов горизонта Ю₁ и горизонта Ю₂ содержат самостоятельную газоконденсатно - нефтяную залежь с единственными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), то есть верхнеюрский резервуар Л месторождения имеет определенное сходство с резервуарами массивно - пластового типа. При этом вследствие металогической изменчивости и невыдержанности продуктивный пласт васюганской свиты, особенно ее верхней части (пл. Ю₁₀ Ю₁₁ Ю₁₂), на площади их распространения выделяются изолированные линзы песчано - алевроитовых коллекторов, которые можно рассматривать как своего рода “залежи II порядка”, металогически ограниченные со всех сторон.

По результатам испытания 2 объекта оказались водоносными малodeбитными, остальные - “сухими”. В колонне в скв.170 испытано 9 объектов доюрских отложений основания плиты (переходного комплекса). В 2 из них притоков не получено, из остальных дебиты воды составили 0,2 - 0,6 м³/сут. кроме того, испытан в колонне горизонт Ю₅ тюменской свиты, получен приток пластовой воды дебитом 3,74 м³/сут при длине равной 782м. В скважине 182 пробуренной на южном крыле Л поднятия в эксплуатируемой колонне испытано 7 объектов, из них 4 объекта - вне продукт горизонта Ю₁+Ю₂. Из палеозойских отложений получен приток пластовой воды дебитом 7,78 м³/сут при средне динамическом уровне 766 м, из горизонта Ю₆ - приток пластовой воды дебитом 8,6 м³/сут. при среднем уровне 775м. Небольшие дебиты пластовой воды получены также при испытании пачки (1,56 м³/сут. при депрессии 10,8 МПа) и тарской свиты (4,56 м³/сут. при депрессии 7,15 МПа).[3]

2.5 Характеристика коллекторов продуктивных пластов

Характеристика изменения эффективных, газонефтенасыщенных мощностей продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС). Выделение коллекторов и определение их

фильтрационно - емкостных свойств для горизонтов Ю1 и Ю2 проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических, керновых и гидродинамических исследований.

По пласту Ю13 наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин, выраженная в увеличении их с запада на восток. При этом мощность в западной и центральной частях площади распространения пласта преимущественно от 5 до 10 м, с мелкими локальными участками от 10 до 14,2 м (район скв.701, 1191, 726). Увеличенные мощности пласта более 10 м отмечается на востоке центральной части площади и продолжается в ее восточном направлении. На общем фоне эффективных толщин от 10 до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (скв.559 - 6,8 м, скв.595 - 3,0 м, скв.485 - 7,2 м), так и больше 10 м (скв.662 - 16,8 м, скв.615 - 16 м, скв.590 - 18 м). Уменьшение эффективных толщин пласта происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве.

Пласт неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, мощность которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от 1 до 8, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по пласту составляет 3,3, для продуктивной части - 3,1.

Песчанистость пласта в определенной мере зависит от коэффициента расчлененности, и чем больше песчанистость, тем меньше K_p . Так в скважинах, где K_p колеблется от 1 до 3, $K_{\text{пес}}$ изменяется в основном в пределах 0,6-1 и при $K_p=4$ и выше $K_{\text{пес}}$ - 0,33-0,76. Среднее значение $K_{\text{пес}}$ в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части - 0,73.

Причиной характера изменения мощностей является литологическая изменчивость различных частей пласта. По гранулометрическому составу коллектора представлены мелкозернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 мм.

Коэффициент сортировки в нижней части пласта Ю1 изменяется так же, как и в нижней части пласта Ю14. По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части пласта Ю13 происходило в условиях сходных с пластом Ю14, а именно, в мелководной прибрежной части моря. Характер изменения гранулометрического состава и сортировка материала указывают на частую смену гидродинамических условий осадконакопления в различных частях пласта.

Условия формирования отложений пласта Ю1 отразились и в характере изменения его коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу. ФЕС коллекторов верхней и нижней частей пласта значительно отличаются друг от друга, особенно это отличие наблюдается в фильтрационных свойствах песчаников.[2]

По разрезу в целом для пласта наблюдается улучшение коллекторских свойств снизу вверх от 0,13 до 0,21 для пористости и от 5 до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм² для проницаемости.

По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16-0,18. При этом несколько преобладают значения (коэффициента пористости) $K_p = 0,17-0,18$. На таком фоне выделяются небольшие участки с K_p меньше 0,16 (преимущественно в северо-западной части площади скв.567, 568, 602, 170) и больше 0,18, в распространенных - равномерно по всей площади.

Фильтрационные свойства пласта Ю1 изучены по данным лабораторных исследований керна, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин.

Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения пласта. Здесь преобладают значения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $33,2 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.852). Коллектора с проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² выделены в этой части площади в районе скв. 645, 648, 1157, 744, 793.

Западная и центральная части площади распространения пласта характеризуются более низкими фильтрационными свойствами. Примерно в равных долях представлены участки со значениями $K_{пр}$ от $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв.1202) до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и от 10 до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Значения $K_{пр}$ более $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечаются на небольших локальных участках, более $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² - в скв.657.

Под данными кернового материала, представленного в значительном объеме по пласту, видно, что пористость по ГИС в большинстве случаев несколько выше, чем по керну, за исключением скв. 843, 778. По проницаемости картина неоднозначна, и из табл.3.2.2 видно, что $K_{пр}$ по керну во много раз выше, чем по данным ГИС и наоборот. Поэтому сделать какие-либо однозначные выводы не представляется возможным, требуется более углубленный анализ материалов, для чего необходимо проведение обширных лабораторных исследований керна.

Гидродинамические исследования по пласту проведены в 61 скважине в процессе эксплуатации месторождения. Среднее значение коэффициента проницаемости, полученное в результате исследований равно $6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², что ниже значений $K_{пр}$, полученных по керну и ГИС. Это, видимо, связано с естественным ухудшением параметра в процессе разработки месторождения.

В целом по пласту для газонасыщенной его части ФЕС несколько выше, чем для нефтенасыщенной, что подтверждается выше проведенными исследованиями. По своим емкостным и фильтрационным свойствам западный и восточный купола мало отличаются друг от друга. На обоих куполах значения коэффициента пористости колеблются, в основном, в пределах 0,16-0,18. На западном куполе преобладают участки с пористостью выше 0,17, а на восточном участке со значениями $K_p > 17$ занимают около 50% площади и выделяются в северной части (район скв.538), в центральной части (район скв.1138) и на юге в районе скв.738, 761. Остальная часть восточного купола характеризуется более низкой пористостью.

2.6 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.

Свойства пластовых вод

Объемный коэффициент пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования изменяется от 1,132 (скв.707) до 2,4921 (скв.800), давление насыщения от 4,6 МПа (скв.707) до 20,6МПа (скв.162) газосодержание при ступенчатой сепарации от 28,35м³/т (скв.707) до 224,63м³/т (скв.800), динамическая вязкость нефти в пластовых условиях - от 0,49МПа·с (скв.613) до 2,75МПа·с (скв.1191). При этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти, определенных по результатам анализов глубинных проб, ни по площади массивнопластовой залежи, ни по разрезу. Так, весьма различаются по основным физико-химическим параметрам пробы нефти, отобранные от горизонта В2 в скв.162 и 707, из пластов с одной стороны и в скв.613, 1191 - с другой. Основной причиной широкого и неупорядоченного разброса параметров пластовой нефти, определенных по результатам анализов глубинных проб, является тот факт, что все отобранные на Л месторождении глубинные пробы в различной степени недонасыщены газом. Об этом свидетельствует то, что давление на глубине отбора проб изменяется в очень широких пределах - от 5,4 МПа в скв.707 до 20,3МПа в скв.1191, однако ни в одной скважине давление, при котором отбирались глубинные пробы, не достигало начального пластового давления, определенного в подотчете запасов, утвержденном ГКЗ и равного 24,29МПа.

В то же время для Л месторождения, которое является нефтегазоконденсатным, из самой физико-химической сути процессов растворение газа в нефти и формирование нефтегазовых залежей, вытекает непреложный факт - на уровне ГНК давление насыщения нефти газом должно равняться пластовому давлению. Ниже ГНК, где пластовое давление несколько выше давления насыщения, газ полностью растворен в нефти и в

пластовых условиях углеводородная система находится в гомогенной жидкой фазе. Таким образом, можно утверждать, что давление насыщения нефти Юрской массивно-пластовой залежи Л месторождения газом равно 24,3 МПа.

Физические свойства пластовой нефти Л юрской массивно-пластовой залежи: газосодержание $-185 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ с}$ учетом средней плотности сепарированной нефти, равной $0,8284 \text{ т/м}^3$, объемный коэффициент - 1,63, вязкость - 0,3 МПа С.

Пластовые воды горизонта Ю₁ представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, воды характеризуются незначительным содержанием сульфатов (3.8 мг/л) и повышенной концентрацией ионов кальция (1583 мг/л).

Минерализация вод равна 50.6 г/л, плотность 1034 кг/м^3 . Вязкость воды в пластовых условиях при температуре 820С составляет 0.37 мПа*с. [1]

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

Уточненная технологическая схема разработки Л месторождения выполнена на основе балансовых запасов нефти, газа и конденсата, утвержденных ЦКЗ Минтопэнерго РФ (протокол №36 от 3 августа 1993 г.).

В период 1993-1994 годов происходило дальнейшее разбуривание южной (кусты 13, 16), юго-западной (кусты 86,87), западной (куст 51) и восточной (куст 47) частей месторождения. В результате полученного материала была проведена переоценка запасов нефти и растворенного газа по пластам Ю13 и Ю14 васюганской свиты, а также проведена корректировка ГНК в центральной части основной залежи. В результате чего в южной части газовой зоны основной залежи выделена небольшая самостоятельная газовая зона, однако это не повлияло в значительной степени на ранее утвержденные запасы.

Были частично перестроены карты эффективных нефтенасыщенных толщин по пластам Ю13 и Ю14, пересмотрены средние величины эффективных

нефтенасыщенных, толщин и площади нефтеносности. Площади нефтеносности определялись исходя из принятых отметок ВНК по скважинам. Эффективные нефтенасыщенные толщины рассчитывались, как средневзвешенные по площади для газонефтяной, нефтяной и водонефтяной зон. Остальные параметры, утвержденные протоколом ЦКЗ Минтопэнерго РФ при переоценке запасов по отдельным участкам остались без изменения. Балансовые запасы нефти, утвержденные ЦКЗ, составляют 124487 тыс. тонн, свободного газа - 70603 млн.м³, а вновь посчитанные соответственно: 125049,7 тыс.т, в том числе по категории В+С1 - 121652,4 тыс. т, С2 - 3397,9 тыс. т и 70556 млн.м³.

При составлении уточненной технологической схемы разработки месторождения было проведено объединение в один эксплуатационный объект пластов Ю1 0 +Ю1 1+Ю2.

По объединенному объекту разработки построена суммарная карта ненасыщенных толщин. Определена площадь выделенного объекта, рассчитаны величины нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности. Определение площади выделенного объекта проведено на ПЭВМ с использованием программы PLANIMETR. Средние значения нефтенасыщенных толщин определены как средневзвешенные по площади, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности, как средневзвешенные по объему.

Запасы посчитаны по категориям С1 и С2 . К категории С2 отнесены запасы в северо-западной части объекта, ранее (давленные по категории С1. Перевод запасов из категории С1 в С2 связан с тем, что в результате совместного испытания пластов Ю11+Ю12 в скв. 186 в процессе бурения с помощью ИП получен фильтрат с газом.

Запасы в районе скв. 190, 191, ранее посчитанные по категории С2 исключены из подсчета запасов в связи с тем, что при испытании скв. 190 и 191 получены отрицательные результаты.

Так при испытании скв. 191 в интервале 2398-2404 м получено 1,5 м пластовой воды с пленкой нефти на динамическом уровне 1110 м. В скв. 190 горизонт Ю1 по данным керна без признаков.

Обе скважины ликвидированы по категории 1"а", как выполнившие геологическое назначение.

В целом по объединенному объекту разработки запасы посчитаны по зонам насыщения, а также произведен подсчет запасов нефти для поля с нефтенасыщенной толщиной равной и больше 4 м. Подсчет запасов нефти в пределах четырех метровой изогипсы проведен также для пластов Ю13, Ю14, Ю2.

3. Технологическая часть

3.1 Коррозия металлов

Коррозия металлов – это физико-химический процесс, вызывающий разрушение металла или изменение его свойств в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Коррозия металлов

В результате такого процесса, с течением времени, меняются форма, размеры, структура, состояние поверхности металла, что в конечном счете приводит к его разрушению.

При эксплуатации магистральных нефтепроводов все металлические сооружения, промысловые трубопроводы и резервуары подвергаются длительным воздействиям со стороны внешних природных факторов и внутренней химической агрессивной среды. Процессы коррозии развиваются при этом в металле, происходит разрушение конструкций и значительные экономические потери. Поэтому коррозия является причиной аварий и остановок установок, ремонта, связанных с заваркой каверн, заплат, врезки катушек, замены участков нефтепроводов и поврежденных конструкций. Именно коррозия зачастую является причиной ощутимых потерь транспортируемого продукта, которая приводит к загрязнению окружающей среды и простоем оборудования потребителей нефти.[4]

Для предотвращения всех этих негативных факторов последствий необходимо применять научно-обоснованные, практически оправданные методы защиты от коррозии.

4. Виды процессов коррозии

Коррозия делится на два типа: химическая и электрохимическая.

Химическая коррозия происходит за счет реакции металлов с неэлектролитами, естественно в зоне контакта металла с неэлектролитами. Главная характеристика этого вида – отсутствие электрического тока. Такие процессы наблюдаются, например, при разрушениях внутренней поверхности трубопроводов, контактирующих с сернистой нефтью и нефтепродуктами или внутренней поверхности резервуаров.

Электрохимическая коррозия – это коррозия, появившаяся на поверхности металла, за счет окисления (электролита). К электролитам относятся: грунтовая вода, воды морей, рек, болот, растворы солей, кислот и щелочей.

Главная особенность этого вида – электрический ток. Данный вид коррозии наиболее распространен. Ему подвержены наружные поверхности нефтепроводов и резервуаров, находящихся под воздействием атмосферных и почвенных электролитов.

Электрохимическая коррозия подразделяется на следующие виды:

- 1) Коррозия в электролитах – это коррозия металлов, находящаяся в жидких средах, которая проводит электрический ток. Наиболее часто, в качестве жидкой среды выступают водные растворы, в которые металлические сооружения конструкций погружены полностью, частично или по переменным стечением времени;
- 2) Почвенная коррозия - коррозия металлических подземных сооружений и их частей под воздействием почвенных электролитов. В коррозионном отношении, грунт всегда должен рассматриваться как своеобразный

электролит, различающийся по составу и другим характеристикам на различных участках. При эксплуатации нефтепроводов этот вид коррозии распространен повсеместно, поскольку большая часть трубопроводов находится под землей;

- 3) Электрокоррозия - коррозия металлических сооружений под действием блуждающих токов. К таким процессам также подвержены части металлических сооружений, находящихся в грунте, но источником коррозии при этом являются токи, распространяемые по поверхности почвы от линий электрофицированных железных дорог, линий электропередач и линий катодной защиты;
- 4) Атмосферная коррозия – это коррозия металлов, находящаяся в атмосфере воздуха или газа, содержащего пары воды. Особенностью такого процесса является сильное влияние на его скорость и механизм климатических условий, от которых зависит толщина слоя влаги на поверхности металла и степенью увлажнения образовавшихся продуктов коррозии;
- 5) Биокоррозия – коррозия, появление которой зависит от жизнедеятельности микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы. К таким микроорганизмам относятся различные бактерии, морские водоросли, грибки, лишайники, мхи;
- 6) Контактная коррозия – коррозия металлов в присутствии электролита, вызванная непосредственно контактом двух металлов. Как правило, такие процессы образуются на границе двух металлов, которые имеют разную коррозионную стойкость.[5]

5. Механизм возникновения электрохимической коррозии

Практически все металлы подвержены коррозии. Чтобы понять, какие из металлов имеют коррозионную стойкость, рассмотрим принцип появления электрохимической коррозии.

На рисунке 5.1 показано, что для протекания физико-химического процесса, нужен контакт электролита с металлом. Электролитом могут быть вода, пары, кислоты, соли и щелочи. С электролитом постоянно контактируют положительно заряженные ионы кристаллической решетки металла. Ионы, попадая в электролит, оставляют отрицательные заряды и возвращаются обратно. Коррозия не происходит тогда, когда на металле восстанавливается динамическое равновесие. Динамическое равновесие происходит, если количество перешедших в раствор ионов совпадает с количеством вернувшихся ионов. Процесс коррозии происходит тогда, если количество положительно заряженных ионов металла больше количества вернувшихся, в результате чего на металле образуются отрицательные заряды. Менее коррозионностойким является металл, если образуется больше отрицательных зарядов.[5]

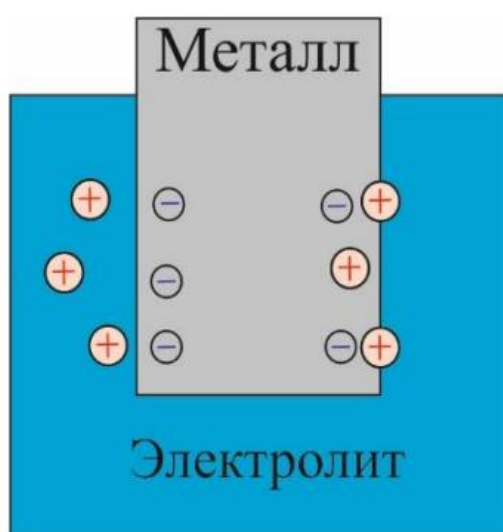


Рисунок 5.1 – Контакт металла с электролитом

Значением электрохимического потенциала называется способность металла переходить в раствор в ионном состоянии. Электрохимический потенциал можно вычислить по уравнению Нернста. Чем выше такое значение, тем ионные переходы металла в электролит медленнее, т.е. металл меньше подвержен коррозии.

$$E = E_0 - k \cdot T \cdot \ln C \quad (5.1)$$

где, E_0 – нормальный потенциал металла;

k – постоянный коэффициент;

T – абсолютная температура;

C – концентрация ионов металла в растворе электролита.

Из уравнения (5.1) видно, что это значение зависит от температуры металла, состава электролита, и напрямую связано со значением нормального электродного потенциала металла. Значения нормальных электродных потенциалов некоторых металлов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Нормальные электродные потенциалы металлов

Металл	Электродный процесс	Потенциал, В ($t=25^{\circ}\text{C}$)
Золото	$\text{Au}^{3+} + 3e = \text{Au}$	+ 1,498
Платина	$\text{Pt}^{2+} + 2e = \text{Pt}$	+ 1,200
Серебро	$\text{Ag}^{+} + e = \text{Ag}$	+ 0,799
Медь	$\text{Cu}^{2+} + 2e = \text{Cu}$	+ 0,377
Свинец	$\text{Pb}^{2+} + 2e = \text{Pb}$	- 0,126
Железо	$\text{Fe}^{2+} + 2e = \text{Fe}$	- 0,440
Цинк	$\text{Zn}^{2+} + 2e = \text{Zn}$	- 0,763
Алюминий	$\text{Al}^{3+} + 3e = \text{Al}$	- 1,662
Магний	$\text{Mg}^{2+} + 2e = \text{Mg}$	- 2,363
Натрий	$\text{Na}^{+} + e = \text{Na}$	- 2,714

В этой таблице показано, что разные металлы имеют отрицательные и положительные значения потенциалов. Отрицательные значения показывают, что металлы по отношению к раствору заряжены отрицательно.

Поэтому можно сделать вывод, что если нормальный потенциал металла отрицательный, то он удерживает ионы при контакте с электролитом, а значит его склонность к коррозии больше и наоборот.[6]

При электрохимической коррозии происходит работа гальванических элементов, которые образуются на поверхности металла. Основная причина образования гальванических элементов – это неоднородность поверхности металла из-за примесей, увлажнения и других факторов. На поверхности металла образуются участки с разным электрохимическим потенциалом. Поверхность металла, погруженная в электролит, имеет коррозионную пару – анод и катод. Анод происходит на участке с высоким отрицательным потенциалом, а катод образуется на участке с меньшим отрицательным потенциалом. При взаимодействии металла с электролитом образуются два самостоятельных процесса: анодный и катодный.

Анодным процессом называется переход ионов металла в раствор электролита, где происходит присоединение молекул воды к ионам (гидратация), а оставшиеся электроны перемещаются по металлу к катоду, за счет чего происходит разрушение металла.

Катодный процесс – это восстановление окислителя, находящегося в растворе или расплаве электролита. В катодном процессе молекулы или ионы могут восстанавливаться на катоде.

Из выше описанного, можно сделать вывод, что электрохимическая коррозия на неоднородной поверхности металла аналогична процессу гальванического элемента. Поэтому на промышленных трубопроводах, за счет неоднородностей также возникают анодные и катодные процессы, что приводят к коррозионному разрушению (рисунок 5.2).



Рисунок 5.2 – Возникновение коррозионных пар в металле подземного трубопровода

6. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Основными методами защиты трубопроводов от внутренней коррозии являются:

- Технологические мероприятия;
- Применение ингибиторов;
- Применение защитных покрытий;
- Применение коррозионностойких труб.

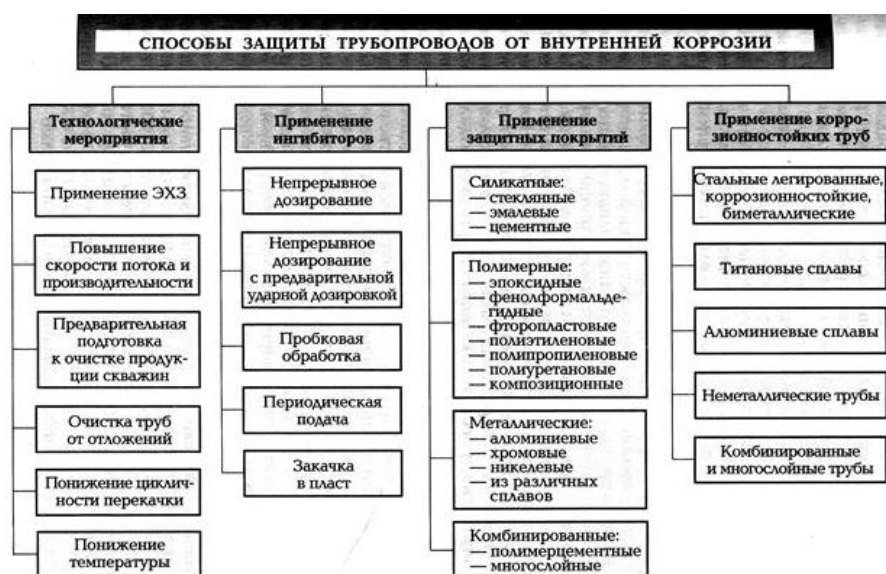


Рисунок 6.1 – Классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии

На рисунке 6.1 изображена классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии.

К технологическим мероприятиям относится:

- Применение ЭХЗ;
- Повышение скорости потока и производительности;
- Предварительная подготовка к очистке продукции скважин;
- Очистка труб от отложений;
- Понижение цикличности от перекачки;

- Понижение от температуры.

К применению ингибиторов относится:

- Непрерывное дозирование;
- Непрерывное дозирование с предварительной ударной дозировкой;
- Пробковая обработка;
- Периодическая подача;
- Закачка в пласт.

Применение защитных покрытий можно разделить на следующие виды:

- Силикатные:
 - стеклянные;
 - эмалевые;
 - цементные.
- Полимерные:
 - эпоксидные;
 - фенолформальдегидные;
 - фторопластовые;
 - полиэтиленовые;
 - полипропиленовые;
 - полиуретановые;
 - композиционные.
- Металлические:
 - алюминиевые;
 - хромовые;
 - никелевые;
 - из различных сплавов.
- Комбинированные:
 - полимерцементные;

- многослойные.

Применение коррозионностойких труб можно разделить на следующие типы:

- Стальные легированные, коррозионностойкие, биметаллические;
- Титановые сплавы;
- Алюминиевые сплавы;
- Неметаллические трубы;
- Комбинированные и многослойные трубы.

6.1 Ингибиторы коррозии

Одним из методов защиты трубопроводов от внутренней коррозии является использование ингибиторов коррозии. Защитным действием ингибиторов является воздействие электрохимической реакции на кинетику. Механизм защитного действия связан с адсорбцией ингибиторов коррозии на границе металл – среда, т.е. происходит образование защитных пленок на поверхности металлов.

К ингибиторам можно предъявить следующее требование: способность образовать устойчивую эмульсию в воде, растворимость в УВ, защита внутренних стенок промысловых трубопроводов (ПТ) от агрессивного воздействия сероводорода.

Применение на практике имеют азот и аминокислородержащие соединения. К таким реагентам относятся:

- СНПХ – 6301 «А», «З», «КЗ»;
- СНПХ – 6302 «Б»;
- «Нефтехим»;
- СНПХ – 1004;
- Тинкор – 1 и др.

Большинство высокоэффективных ингибиторов коррозии при высоких температурах сохраняют защитный эффект, а в частных случаях даже повышают его. За счет прочной связи полярных молекул с поверхностью металла ингибиторы обеспечивают защитный эффект. Основная доля ингибиторов, применяемых в настоящее время, представлена органическими азотосодержащими соединениями с длинными углеродными цепями. К таким соединениям относятся производные смоляных аминов и четвертичные соединения.

Значительное количество ингибиторов получают за счет переработки отходов нефтехимической промышленности. Эти продукты имеют высокомолекулярные соединения, имеющие сложное строение, которые могут построить структурно-механический барьер на металле.

Ингибиторы можно применять на поздней стадии эксплуатации ПТ, когда обводненность добываемой нефти возрастает. Их подача может осуществляться в агрессивную среду в любом месте функциональной системы. Выбор ингибиторов зависит от степени обводненности продукции скважины. Если обводненность до 30%, то применяют ингибиторы, растворимые в водной фазе. Пленкообразующие ингибиторы более эффективны, если происходит увеличение содержания воды в нефти.

От многих факторов зависит эффективность ингибиторов коррозии. Самым важным фактором эффективности ингибитора является достижение ингибитора поверхности защищаемого металла и его адсорбция на ней. Если у ингибитора низкая концентрация, то она может привести к ускорению коррозии, а не к ее замедлению.[6]

Из данного метода защиты можно сделать вывод, что применение ингибиторов коррозии является очень дорогим способом защиты ПТ от коррозии, которая требует строгого соблюдения технологического режима.

6.1.1 Применение ингибиторов на Л месторождении

Л месторождение введено в эксплуатацию в 1982 г. Общая протяженность трубопроводов – более 150 км. После того, как Л месторождение вступило в позднюю стадию разработки, проблема эксплуатационной надежности трубопроводов приобрела еще большую актуальность, что подтверждается ростом числа отказов трубопроводов и замены труб. Аварии на ПТ, которые связаны с коррозией приводят к экологическим и экономическим проблемам.

Одним из основных способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии на Л месторождении является ингибиторная защита. На этом месторождении применяют следующие ингибиторы:

- СНПХ – 6301;
- СНПХ – 1004;
- Тинкор – 1;
- СНПХ – 6302 «Б».

Рассмотрим характеристику одного из них.

Ингибитор коррозии СНПХ – 6301 – предназначен для защиты внутренней поверхности стальных трубопроводов систем поддержания пластового давления (ППД) и систем сбора обводненной нефти в сероводородосодержащих и углекислотных средах. В настоящее время это один из самых распространенных реагентов. Объемы его применения на протяжении многих лет остаются устойчиво высокими и составляют величину достигающую 3 тыс тонн в год.

Выпускается две марки ингибитора:

- Летняя – СНПХ – 6301 «А»;
- Зимняя – СНПХ – 6301 «З»;
- Зимняя концентрированная – СНПХ – 6301 «КЗ».

Рассмотрим характеристику марок ингибитора СНПХ – 6301

Таблица 6.1.1.1 – Характеристика марок ингибитора СНПХ - 6301

Наименование показателя	Значение для марок		
	Марка «А»	Марка «З»	Марка «КЗ»
Внешний вид	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета		
Аминное число:			
мг HCL/г	7 - 9	3,5 – 4,5	-
мг HClO ₄ /г	-	-	15 - 21
Кислотное число, мг KOH/г	Не менее 37	Не менее 18,5	Не менее 29
Массовая доля активной основы, %	48 - 52	23 - 27	38 - 42
Защитное действие в стандартном растворе сероводородосодержащей сточной воды, %			
При дозировке реагента не более 50 мг/дм ³	90	85	-
При дозировке реагента не более 25 мг/дм ³	-	-	90
Плотность при 20°C, кг/м ³	872	-	905
Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с	Не более 25	Не более 25	Не более 25
Температура застывания, °C	-	-	Не выше минус 40
растворимость	Растворим в нефти, диспергирует в воде		

6.2 Защитные покрытия для трубопроводов

Существуют следующие требования к изоляционным покрытиям, которые применяют на ПТ:

- Высокие диэлектрические свойства;
- Хорошая адгезия (прилипаемость) к металлу ПТ;
- Водонепроницаемость;
- Высокая механическая прочность и эластичность;
- Высокая биостойкость;

- Термостойкость;
- Простая конструкция покрытий.

Покрытие должно быть недорогим и долговечным, а его материалы – недефицитными.

Применяют следующие покрытия при коррозии металлов подземных трубопроводов:

- Покрытия на основе полимерных материалов (полиэтилен, эпоксидные краски и др.);
- Покрытия на основе термоусаживающихся материалов, полимерные липкие ленты, битумные мастики и др.

Наиболее разнообразны по конструкции – покрытия усиленного типа. К таким покрытиям предъявляют повышенные требования по прочности, адгезии к стали, переходному сопротивлению и др. Такой тип защитных покрытий применяют на ПТ диаметров 820 мм и более при прокладке трубопроводов в зонах повышенной коррозионной опасности, а именно:

- В засоленных почвах;
- В болотистых, черноземных почвах, на участках орошения, поймах рек и на переходах через автомобильные дороги и железные пути;
- На свалках мусора и шлака;
- На участках, имеющих электрическое напряжение;
- На территории насосных станций;
- На участках трубопроводов, прокладываемых вблизи водоемов.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

В зависимости от используемых материалов применяют мастичные, комбинированные и полимерные покрытия.

К мастичным покрытиям относятся покрытия на основе битумных и асфальто-смолистых мастик.

В результате длительного применения битумных покрытий сложилась их конструкция. Вначале наносится слой грунтовки, который получают из раствора битума в бензине и дизтопливе. Грунтовка заполняет все неровности на поверхности металла. Она обеспечивает адгезию между основным изоляционным слоем и поверхностью металла – битумной мастикой.

В битумные мастики входит смесь тугоплавкого битума (изоляционный – БНИ-1У-3; строительный – БН-70/30), наполнителей (минеральные – доломит, известняк, тальк; органические – резиновая крошка; полимерные – атактический полипропилен, полидиен) и пластификаторов (соевые масла, автол, полиизобутилен).

Такую мастику наносят на трубу при температуре 150 – 180 °С. Мастика обеспечивает хорошую адгезию покрытия при проникновении в неровности поверхности металла.[4]

Покрытие «Асмол» состоит из асфальтосмолистых веществ. Такое покрытие обладает высокой пластичностью, вязкостью и адгезией, и выгодна в цене по сравнению с битумной мастикой.

Покрытие «Асмол» создано на основе асфальтосмолистых материалов. Оно обладает более высокими физико-механическими свойствами (пластичность, вязкость, адгезия и др.), а также имеет более низкую стоимость по сравнению с битумной мастикой.

Для того, чтобы защитить битумную мастику, ее покрывают сверху защитной оберткой (стеклохолстом, бризолом, бикарулом).

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются на трубопроводах диаметром не более 820 мм и при температуре транспортируемого продукта не более 40 °С.

Полимерные покрытия состоят из:

- Экструдированного полиолефина;

- Термоусаживающихся материалов;
- Полимерных лент;
- Полиуретановых смол;
- Эпоксидных красок.

Полиолефины – это высокомолекулярные УВ алифатического ряда, получаемые за счет полимеризации олефинов.

Полиэтилен – это продукт полимеризации газообразного этилена, который обладает диэлектрическими свойствами, морозостойкостью (ниже -70 °С), устойчивостью к нефти, газу и нефтепродуктам, водостойкостью и эластичностью. Так же полиэтилен горюч, в процессе эксплуатации под действием тепла и кислорода стареет, деформируется медленно под действием нагрузок и имеет низкую адгезию.

Для того, чтобы уменьшить горючесть, в него вводят специальные добавки, такие как: оксид сурьмы, хлорированные УВ и др. Так же в него вводят стабилизаторы, например фенолы, для того, чтобы уменьшить его старение, текучесть, морозостойкость, хрупкость и вязкость.

Полиуретаны – это полимеры, которые получают полимеризацией диизоцианатов и полиизоцианатов с содержанием активных атомов водорода. Полиуретаны по физико-химическим свойствам могут быть твердыми и вязкими, так же они устойчивы к воздействию масел, кислот и бензина. Полиуретаны прочны при ударе и обладают высокой адгезией к стали. Но есть и минус данного вещества – полиуретановые мастики почти непригодны для нанесения при низкой температуре, т.к. имеют длительный период полимеризации, которая протекает при температуре +20°С.

В основу термоусаживающихся материалов входит радиационно-вулканизированный полиэтилен. Он обеспечивает на защищаемой поверхности усадку изделия. Такие материалы применяются в виде оберточных лент, муфт для изоляции сварных соединений труб с заводской изоляцией. От вида отвердителя при горячей или холодной сушки зависят защитные свойства

эпоксидных смол. Недостатками тонкопленочных эпоксидных покрытий является ударная прочность и недостаточная стойкость к катодному отслаиванию.

По сравнению с мастиками более технологичными при нанесении являются полимерные ленты, которые обладают высокими диэлектрическими свойствами.

На основе полиэтилена или поливинил-хлорида (ПВХ) выпускаются изоляционные ленты, в состав которых входят полимерные пленки-основы с подклеивающим липким слоем, который и обеспечивает требуемую адгезию с металлом трубы.

Но есть и огромный недостаток липких полимерных лент – постепенная утрата адгезии к металлу, в следствие чего, примерно через лет 5 после их нанесения, металл оказывается не защищенным от коррозии.

Чтобы выбрать тип полимерного покрытия, нужно знать условия его эксплуатации. Главным параметром определяющего типа является температура транспортируемого продукта. Например, усиленное ленточное покрытие применяют при температуре меньше 40°C, на основе экструдированного полиолефина – не более 60°C, на основе эпоксидных красок – не более 80 °C, а на основе термоусаживающихся материалов – до 100 °C.

Так же есть и ограничения по применению изоляционных материалов в зависимости от диаметра трубопровода. Покрытия на основе эпоксидных красок применяют на трубах диаметром не более 820 мм, а на основе полиуретановых смол – диаметром от 273 до 1420 мм.[5]

Особо высокие требования предъявляют к изоляционным покрытиям ПТ на подводных переходах. К таким требованиям относятся:

- Механическая прочность;
- Долговечность;
- Высокая адгезия к металлу;
- Химическая стойкость;

- Низкая степень истираемости.

В таких условиях лучше всего применять антикоррозионные покрытия из полиуретанов, т.к. он обладает высокой изоляцией, твердостью, сопротивлением к царапанию и эластичностью.

К вышесказанному можно сделать вывод, что наряду с мастичными покрытиями широко применяют покрытия на основе липких полимерных лент. Они просты в нанесении, удобны в работе, технологичны, но легко уязвимы, т.к. острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, а покрытия на основе битумной мастики, с этой точки зрения очень практичны, т.к. проколоть такую изоляцию довольно сложно.

В последние годы разработаны и применяют битумно-полимерные изоляционные ленты, которые называются комбинированными. Так, лента ЛИБ – это рулонный материал, который состоит из полимерной ленты, на которую нанесен слой битумной мастики и слой антиадгезива.

В таблице 6.2 указаны и другие типы комбинированных изоляционных покрытий.

Таблица 6.2 — Сведения о комбинированных покрытиях

Наименование	Конструкция покрытия	Максимальная температура эксплуатации, °С	Общая толщина (не менее), мм
На основе мастики и экструдированного полиолефина	Грунтовка битумная или битумно-полимерная; мастика битумная или асфальтосмолистая модифицированная (не менее 0,5 мм);	40	2,5 (273 мм); 3,0 (530 мм)

	защитный слой на основе экструдированного полиолефина		
На основе полимерной ленты и экструдированного полиолефина	Грунтовка полимерная; лента изоляционная липкая (не менее 0,45 мм) в один слой; защитный слой на основе экструдированного полиолефина	40	2,2 (273 мм); 2,5 (530 мм); 2,8 (820 мм); 3,5 (1420 мм)
На основе мастики полимерной ленты	Грунтовка битумно- полимерная; мастика изоляционная на основе битума или асфальтосмолистых соединений; лента полимерная (не менее 0,4 мм); обертка защитная полимерная (не менее 0,5 мм)	40	4,0

6.3 Способы электрохимической защиты

ЭХЗ образуется за счет катодной поляризации трубопроводов.

Известно, что в процессе эксплуатации стареет даже хорошо выполненное изоляционное покрытие. Оно теряет адгезию, водостойчивость и свои диэлектрические свойства. Повреждения изоляции встречаются при засыпке трубопроводов в траншеи, при воздействии температуры и корней

растений. К тому же, в покрытиях остаются незамеченные при проверке дефекты, следовательно, нет гарантии, что изоляционные покрытия полностью защищают подземные трубопроводы от коррозии. Поэтому, независимо от коррозионной активности грунта и района прокладки трубопроводов, защита должна осуществляться комплексно, т.е. средствами ЭХЗ и защитными покрытиями.[5]

6.3.1 Катодная защита

Катодная защита заключается в наведении на трубопровод специальными установками внешнего электрического поля, создающего катодный потенциал на поверхности трубы. Коррозионному разрушению при такой защите подвергаются электрически подключенный анод 3, изготовленный из электропроводных материалов к защищаемому трубопроводу 1 (рисунок 6.3.1).

Установками катодной защиты поляризации поверхности трубы осуществляется защита ПТ от почвенной коррозии.[4]

Для того, чтобы рассчитать установку катодной защиты нужно получить данные об удельном электрическом сопротивлении грунта в поле токов катодной защиты при проведении электрометрических работ, иметь данные по характеристике трубопровода, ввиду изоляционного покрытия и наличию электроснабжения.

Основа установки катодной защиты – это сила тока и длина защитной зоны. При расчете длины защитной зоны устанавливаются мощность установки, длина дренажных линий, тип и число анодных заземлителей.

Принципиальная схема катодной защиты изображена на рисунке 6.3.1

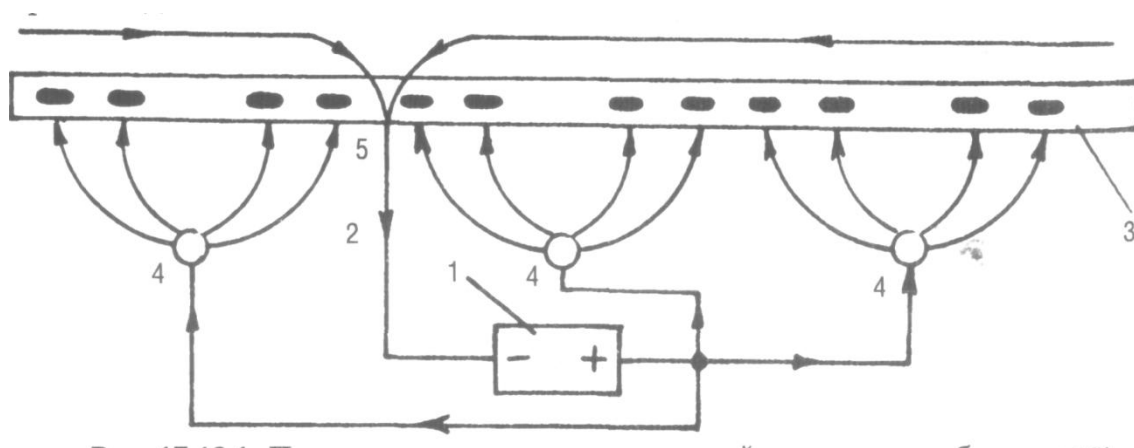


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема катодной защиты трубопровода: 1 — источник постоянного тока; 2 — изолированный электропровод; 3 — трубопровод с поврежденной изоляцией; 4 — анод (заглубленное железо); 5 — дренаж (соединение тела трубы с электропроводом)

6.3.2 Протекторная защита

Протекторная защита (ПЗ) входит в вид ЭХЗ трубопровода от коррозии. ПЗ основана на принципе работы гальванического элемента. Такую защиту могут применять в районах, где отсутствует электроэнергия, т.к. она автономна.

Принципиальная схема протекторной защиты изображена на рисунке 6.3.2. Магниевые протекторы являются наиболее распространенными, т.к. потенциал протекторов $E_{пр}$ до подключения к трубопроводу составляет $-1,6$ В. Так же, как и для катодной защиты минимальный расчетный защитный потенциал $E_{min\ p}$ составляет $-0,85$ В. Для того, чтобы повысить эффективность работы протектора, его погружают в активаторы (специальная смесь солей).

На рисунке 6.3.2 показано соединение металлического протектора 5 (анодный электрод) к защищаемому трубопроводу. Протектор имеет более вязкий электрический потенциал, чем потенциал металла трубопровода. Трубопровод при применении ПЗ принимает полярность катода, а сам протектор – анода.[6]

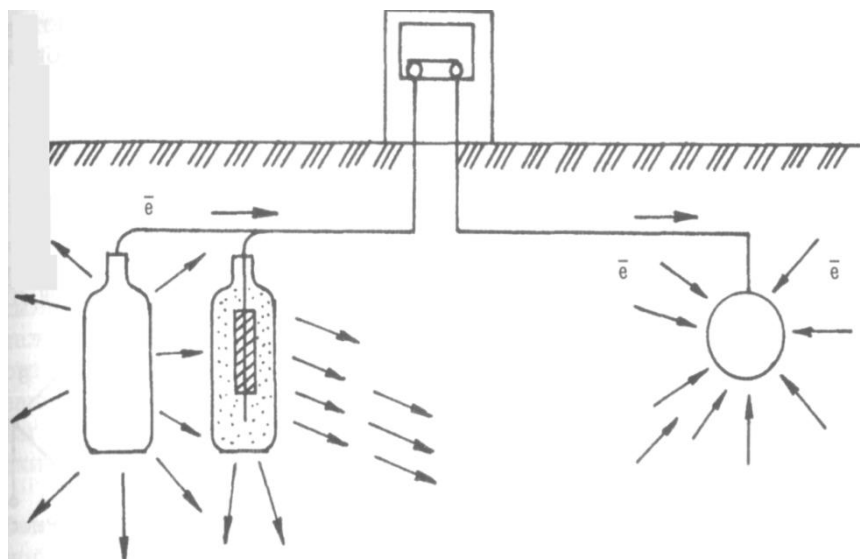


Рисунок 6.3.2 - Принципиальная схема протекторной защиты

Принцип работы протекторной защиты схож с работой гальванического элемента.

Трубопровод и протектор опускают в почвенный электролит и соединяют проводником. Затем, под действием разности потенциалов происходит движение электронов от протектора к трубопроводу по проводнику, т.к. материал протектора является более электроотрицательным. Одновременно переходят в раствор ион-атомы материала протектора, благодаря чему происходит его разрушение. При этом, сила тока контролируется с помощью контрольно-измерительной колонки.

Таким образом, разрушение металла все равно происходит, но не самого трубопровода, а протектора.[5]

6.3.3 Электродренажная защита

Большую опасность для магистральных трубопроводов представляют токи электрифицированных железных дорог. При отсутствии защиты трубопровода от тока, он вызывает коррозионное разрушение в анодных зонах. Одна из эффективных защит от блуждающих токов – электродренажная защита. Принцип работы такой защиты состоит в устранении анодных зон

путем отвода (дренажа) блуждающих токов в рельсовую часть цепи электротяги, которая имеет отрицательный или знакопеременный потенциал.

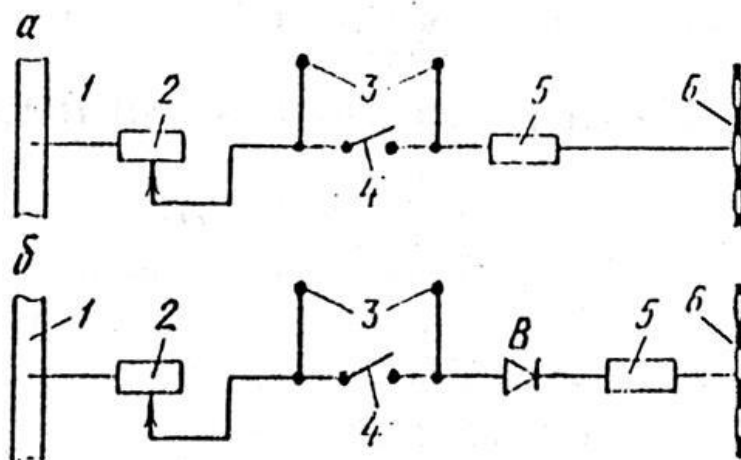


Рисунок 6.3.3.1 – Электрические схемы дренажа; а – электрическая схема прямого дренажа; б – электрическая схема поляризованного дренажа

Применяют прямой, поляризованный и усиленный дренажи (рисунок 6.3.3.1).

Дренажное устройство двусторонней проводимости – это прямой электрический дренаж (ПЭД). [5]

Прямой электрический дренаж — это дренажное устройство двусторонней проводимости. В схему ПЭД входит:

- Реостат;
- Рубильник;
- Плавкий предохранитель;
- Сигнальное реле.

Реостатом регулируется сила тока в цепи «трубопровод – рельс». Если сгорит плавкий предохранитель за счет того, что величина тока превысит допустимую величину, и за счет чего сгорит плавкий предохранитель, то сработает звуковой или световой сигналы.

Когда потенциал трубопровода постоянно выше потенциала рельсовой сети, куда отводятся блуждающие токи, то применяют ПЭД. В противном случае дренаж превратится в канал для натекания блуждающих токов на трубопровод (рисунок 6.3.3.2).

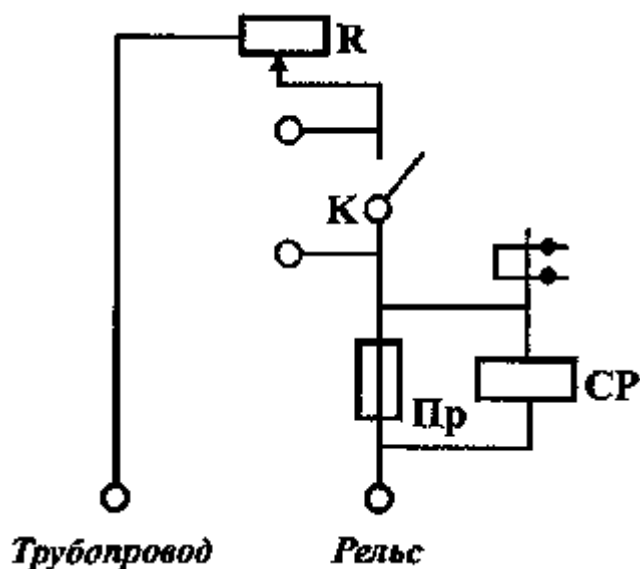


Рисунок 6.3.3.2 – Схема прямого электрического дренажа

Поляризованным электрическим дренажем называют устройство, которое обладает односторонней проводимостью, тем самым имеет отличие от ПЭД. Ток при поляризованном дренаже протекает только от трубопровода к рельсу, тем самым исключает натекание блуждающих токов на трубопровод по дренажному проводу (рисунок 6.3.3.3).

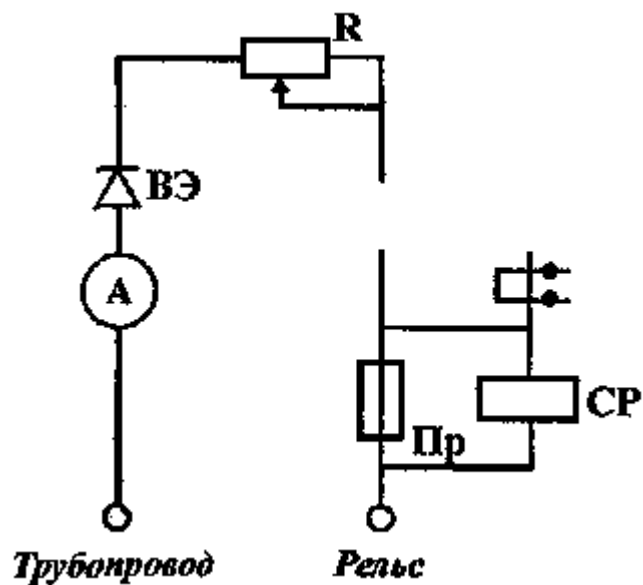


Рисунок 6.3.3.3 – Схема поляризованного электрического дренажа

Усиленный дренаж применяют не только, когда нужно отвести блуждающий ток с трубопровода, но и когда нужно обеспечить на нем необходимую величину защитного потенциала. Усиленный дренаж – это обычная катодная станция, которая подключена отрицательным полюсом к защищаемому сооружению, а положительным – не к анодному заземлению, а к рельсам электрифицированного транспорта (рисунок 6.3.3.4).

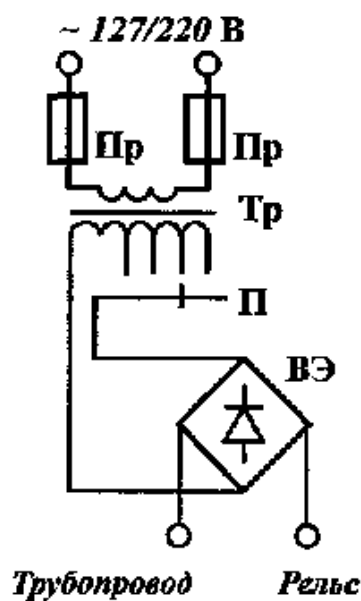


Рисунок 6.3.3.4 – Схема усиленного дренажа

Важно отметить, что на площадках КС, НПС и ГРС контуры защитных заземлений технологического оборудования не должны оказывать экранирующего влияния на систему ЭХЗ подземных коммуникаций.

Широким фронтом работ отличаются сооружения устройств ЭХЗ, наличием труднопроходимых для колесного транспорта участков.[6]

Для того, чтобы была осуществлена эффективная работа ЭХЗ, нужно наличие высокого качества монтажа всех конструктивных элементов, при которой требуются максимальная механизация и высокая квалификация строительно-монтажных рабочих. Следует производить предварительную заготовку основных монтажных узлов и блоков заводских условий, т.к. для защиты трубопроводов применяется ограниченное число типов установок.

Для сооружения электрохимической защиты магистральных трубопроводов от коррозии применяются:

- Средства и установки катодной, электродренажной, протекторной защиты;
- Электрические перемиčky;
- Контрольно – измерительные пункты;
- Конструктивные узлы типовых проектов.

При сооружении работы ЭХЗ нужно выполнять две стадии.

При первой стадии следует осуществлять:

- Разметку трасс участка производства работ, ЛЭП и кабелей;
- Подготовка строительной площадки;
- Выбор и обустройство места для хранения оборудования, инструментов и материалов;
- Доставку техники, машин;
- Доставка оборудования установки катодной защиты, деталей, инструмента;

- Разработку грунта в котлованах и траншеях;
- Сооружение анодных и защитных заземлений, монтаж и укладка протекторов;
- Прокладку подземных сооружений;
- Монтаж катодных и контрольных электрических выводов от трубопроводов;
- Установку и закладку в фундаменты несущих опорных конструкций для монтажа оборудования.

Следует вести одновременно работы первой стадии со строительными работами по технологической части трубопровода.

Во второй стадии нужно осуществлять работы по установке оборудования, подключения к нему электрических кабелей, проводов.

Как правило, работы второй стадии должны быть выполнены после окончания основных видов строительных работ. Они должны быть выполнены одновременно с работами специализированных организаций, которые осуществляют пуск, опробование и наладку средств и установок ЭХЗ по совмещенному графику.

Чтобы проверить работоспособность средств и установок ЭХЗ проводят пуск, опробование и наладку средств и установок электрохимической защиты.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Сравнительный анализ экономической эффективности методов

повышения эксплуатационной

надежности промысловых трубопроводов

В настоящее время к наиболее распространенным методам повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов можно отнести:

- 1) применение труб с внутренним защитным покрытием или применение труб коррозионностойкого состава (композитные трубы);
- 2) ингибирование трубопровода;
- 3) проведение профилактики, в виде внутритрубой очистки.

На промыслах в основном используют стальные трубопроводы. Это связано с их дешевизной, ремонтпригодностью и высокой скоростью монтажа при строительстве. Стоимость стальных трубопроводов на 50 - 70 % ниже, а аварийность в 2 раза выше, чем для трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении. Повышенная стойкость к коррозии компенсируется высокой стоимостью рассматриваемых трубопроводов и, как показывает опыт эксплуатации в компании ОАО «Томскнефть» ВНК, не дает существенного экономического эффекта. Также существует проблема, связанная с соединением трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием, что требует применения специальных втулок защиты внутренней зоны сварного соединения. Все это приводит к увеличению продолжительности строительства и удорожанию работ на 5 %. [8]

Композитные трубы имеют гарантированный (безаварийный) срок службы эксплуатации в 50 лет. Применение композитных труб при строительстве систем сбора скважинной продукции экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения (порядка 50 лет), однако средняя продолжительность эксплуатации нефтяных месторождений в России составляет 25 - 30 лет. В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания эксплуатационной надежности

стальных промысловых трубопроводов считается применение ингибиторов. Защитное действие современных ингибиторов составляет до 50 - 90 %, однако к недостаткам можно отнести то, что это защитное действие достигается только в случае, если на трубопроводе нет парафинистых отложений и механических примесей.

Гарантированный срок эксплуатации стальных трубопроводов - 10 лет, коррозионностойких трубопроводов - 15 лет, трубопроводов с противокоррозионным покрытием - 25 лет, стальных трубопроводов с ингибиторной защитой - 20 лет, композиционных трубопроводов - 50 лет.

В таблице 7.1.1 приведен сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов при сроке эксплуатации 30 лет.

Таблица 7.1.1 – Затраты на ремонт трубопроводов при применении методов защиты трубопроводов от коррозии

Мероприятие	Сокращение количества ремонтов	Стоимость ремонтов, тыс.р.	Затраты, тыс.р.
Применение стальных труб	20	200	4000
Применение коррозионностойкой стали	10	600	6500
Внутренние противокоррозионные покрытия	10	550	5500
Ингибиторная защита промысловых трубопроводов	5	300	1500
Применение композитных труб	2	1000	2000

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом при эксплуатации трубопровода до 30 лет является применение внутритрубой очистки и ингибирования, т.к. при применении данного метода защиты количество ремонтов и аварий значительно меньше, чем при применении стальных труб и трубопроводов в коррозионностойком

исполнении. Также применение ингибиторной защиты выгоднее по ремонтным затратам по отношению к остальным методам.

Результаты расчетов

Для расчета эффективности внедрения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования проведем экономическое обоснование на примере системы сбора скважинной продукции ОАО «Томскнефть» ВНК. Система сбора ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя блоки дозирования реагентов, камеры пуска и приема средств очистки на каждом участке.

Таблица 7.1.2 – Расчет затрат до внедрения мероприятия

№	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс.р./год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	При расходе 80 кг/сут, годовой расход составит 29,2 т	2283
2	Амортизация блока дозирования реагента (4 шт.)	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	320
3	Стоимость услуг ОАО «Томскнефть» ВНК	Затраты на годовое обслуживание 4-х блоков дозирования реагента	1635
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 6 шт.	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	1500
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600
6	Оплата труда	6.1+6.2	105
6.1	Мастер, 9 разряд	Запуск механических скребков – по 11 ч дважды в месяц	37
6.2	Трубопроводчик линейный, 4 разряд (3 чел.)		67
	Итого затраты до внедрения		6443

Таблица 7.1.3 – Расчет затрат после внедрения мероприятия

№	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс.р./год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	-	395
2	Полимерный разделитель	Состав полиакриламид, поливиниловый спирт, бура	126
3	Оплата труда	3.1+3.2+3.3	102
3.1	Инженер-химик, 8 разряд	Изготовление поршней. Время работы – 7 ч	22
3.2	Лаборант хим.анализа, 4 разряд		13
3.3	Мастер, 9 разряд	Запуск разделителей с пробкой ингибитора – по 7 ч дважды в месяц	24
3.4	Трубопроводчик линейный, 4 разряд (3 чел.)		43
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 3 шт.	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	450
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600
6	Амортизация блока дозирования реагента, шт.		80
7	Стоимость услуг ОАО «Томскнефть» ВНК	Затраты на годовое обслуживание 1 блока дозирования реагента	408
	Итого годовые затраты после внедрения		2204
	Итого экономический эффект		4239

На основании полученных расчетов, установлено, что внедрение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования для

уже существующих стальных промысловых трубопроводов является наиболее эффективным методом повышения эксплуатационной надежности. Расчет суммарной стоимости внедрения технологии внутритрубной очистки и ингибирования для вновь строящихся трубопроводов за весь период эксплуатации месторождения (30 лет) представлен в таблице 7.1.4.

Таблица 7.1.4 – Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов при их внутритрубной очистке и ингибировании, тыс.р.

Ставка дисконтирования, %	Срок эксплуатации, лет				
	10	15	20	25	30
10	35	24	124	100	83
15	47	32	167	135	112

Приведен сравнительный анализ, позволяющий выделить оптимальные технико-экономические решения повышения эксплуатационной надежности промысловых нефтесборных трубопроводов. Расчет применения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования на промысловых трубопроводах ОАО «Томскнефть» ВНК показал экономию от внедрения в 1,06 млн. р./км промыслового трубопровода. Срок окупаемости составляет менее 5 мес. Отношение полезного результата к затратам – 1,92. С экономической и технологической точки зрения применение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования для уже существующих, а также проектируемых стальных промысловых трубопроводов при сроке эксплуатации до 30 лет является наиболее эффективным методом повышения эксплуатационной надежности.[8]

8. Социальная ответственность

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии, которая наносит значительный ущерб. Коррозия приводит к износу агрегатов, разрушению металлов трубопроводов, вызывает потери транспортируемого продукта. Срок эксплуатации объектов определяется степенью их противокоррозионной защиты. По сей день, по причине коррозии трубопроводов остаются большие экономические потери, поэтому борьба с коррозией металлов является очень важной задачей. Решение этих задач позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечит экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа. Из-за присутствия влаги, солей и сероводорода, содержащихся в сырье происходит внутренняя коррозия. На Л месторождении коррозия протекает по углекислотному механизму.

За счет своевременного обнаружения коррозионных разрушений, определения их типа, выбора защиты, можно надолго продлить срок службы используемых трубопроводов.

8.1 Производственная безопасность

8.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов на станции катодной защиты на Л месторождении

На Л месторождении расположена нефтебаза – сложная многофункциональная система с объектами различного производственного назначения, обеспечивающая хранение, прием и отпуск нефтепродуктов, многие из которых токсичны, имеют низкую теплоту испарения, способны электризоваться, пожаро- и взрывоопасны. В связи с этим работающие на нефтебазах могут быть подвержены воздействию различных физических и химических опасных и вредных производственных факторов.

Основные физические опасные и вредные производственные факторы:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, нефтепродуктов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная (пониженная) подвижность воздуха;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- расположение рабочего места на значительной высоте (глубине) относительно поверхности земли.

Основным опасным и вредным химическим фактором является токсичность многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов.

Нормативные документы:

1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»;
2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»;
3. СНиП 2.09.04.87
4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»;
5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Неудовлетворительные метеорологические условия

На Л месторождении климат района резко континентальный, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации. Переход от зимы к лету долгий, с неустойчивыми атмосферными осадками. Январь – самый холодный месяц, имеющий температура до - 35°С. Переход к лету начинается в конце апреля – начале мая. Самый жаркий месяц – июль, температура которого

примерно + 27°C. Но в летний период температура может достигать выше + 40°C. Среднегодовая скорость ветра равна 6 м/с, максимальная скорость ветра доходит до 15 – 25 м\с.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 “Воздух рабочей зоны”.[11]

Недостаточная освещенность

Свет является одним из важнейших условий существования человека.

Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол. Для улучшения яркости в поле зрения работающих в производственных помещениях немаловажное значение имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

Согласно ГОСТ 12.0.003.-86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность

ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

При выполнении рекомендуемых мероприятий, условия труда должны соответствовать допустимым (класс 2).

Повышенный уровень шума на станции катодной защиты

При капремонте на станции катодной защиты рабочие подвержены постоянному шуму. Поэтому, специалисты, работающие на станции, имеют индивидуальные средства защиты – наушники. Также для улучшения условий труда, желательно обустраивать кабины со звукоизоляцией.

Если, рабочий должен повысить голос, чтобы его слышали, то это значит, что он находится в таком месте, где необходимо применение предохранительных слуховых средств. Постоянный шум высокого уровня может привести к печальным последствиям, а именно – к потере слуха. Механические колебания частиц любой упругой среды передаются по воздуху. Если эти колебания достаточно сильны, не успевают погаснуть в воздухе и имеют определенную частоту, то они, воздействуя на орган слуха человека, вызывают ощущение звука.

Рекомендуемые мероприятия:

- Технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые);
- Строительно-акустические;
- Дистанционное управление шумными машинами;
- Использование средств индивидуальной защиты;
- Организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические).

При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (Таблица 8.1.1).

Таблица 8.1.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления [10]

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При выполнении рекомендуемых мероприятий, условия труда должны соответствовать допустимым (класс 2).

8.2 Анализ выявленных опасных производственных факторов на станции катодной защиты на Л месторождении

Электроопасность на станции катодной защиты

Электроопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля. При поражении электрическим током могут возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом. Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков-качалок, дизель-генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели) – возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000 В.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения

электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования“ являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации электроустановок травматизм сводится к минимуму.

Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Устройства пожароводного оборудования являются наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (“Электростанции тепловые”) и в СНиП 11-34-74 (“Водоснабжение. Наружные сети и сооружения”). В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

Наиболее часто встречающимися и пожароопасными технологическими операциями в области потребления углеводородов является их транспортировка, хранение, слив и налив. Эти операции связаны с процессами испарения, что в сочетании с пожароопасными свойствами жидкостей определяет возможность образования горючей паровоздушной смеси - главного фактора пожарной опасности.

Под горючей паровоздушной смесью понимают соотношение паров горючего и воздуха, при котором возможно распространение пламени на любое расстояние от источника зажигания. Область существования горючей Среды определяют концентрационные пределы воспламенения.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Общие требования пожарной безопасности на объектах Л месторождения:

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;
2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;
3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов на Л месторождении. Курить только в отведенных местах для курения;
4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот

объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут

сотрудники государственного пожарного надзора. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. [12]

При выполнении рекомендуемых мероприятий можно избежать пожаров и взрывов на предприятии.

Механические опасности

Станция катодной защиты может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта. Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.[11]

Мероприятия:

- ограждения (кожухи, козырьки, дверцы, экраны, щиты, барьеры);
- предохранительные – блокировочные устройства (механические, электрические, электронные, пневматические, гидравлические);
- тормозные устройства (рабочие, стояночные, экстренного торможения);
- сигнальные устройства (звуковые, световые), которые могут встраиваться в оборудование или быть составными элементами.

Для обеспечения безопасной эксплуатации производственного оборудования его оснащают надежно работающими тормозными устройствами, гарантирующими в нужный момент остановку машины, сигнализацией, ограждающими и блокировочными устройствами, устройствами аварийного

отключения, устройствами дистанционного управления, устройствами электробезопасности.

При выполнении рекомендуемых мероприятий, условия труда должны соответствовать допустимым (класс 2).

Аппараты под давлением на станции катодной защиты

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

Мероприятия и средства обеспечения безопасной эксплуатации

К работе по обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются рабочие в возрасте не моложе 18 лет, прошедшие медицинскую комиссию, а также:

- вводный и первичный инструктажи;
- инструктаж по пожарной безопасности;
- инструктаж по электробезопасности;
- обучение и проверку знаний по технике безопасности.

При выполнении рекомендуемых мероприятий, условия труда должны соответствовать допустимым (класс 2).

8.3 Экологическая безопасность

Анализ воздействия объекта на окружающую среду

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической

безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления;
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- с целью герметизации водоводов и трубопроводов использовать ингибиторы коррозии и проводить их своевременный ремонт);
- сохранение чистоты атмосферы, почвы, водоемов (регулярно проводить ликвидацию водонефтяных проявлений на поверхности почвы, проводить рекультивацию земель, а также обеспечивать герметичность нефтепромыслового оборудования).
- очистка и утилизация сточных вод, уничтожение отходов;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами

(НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).[11]

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация в нефтяной промышленности - разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию катодной установки, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;
- обеспечение нормальной работы контрольно- измерительных, сигнализирующих приборов и блокировок;
- своевременное обнаружение и устранение пропусков, утечек нефтепродуктов, неполадок в работе оборудования;
- соблюдение графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования, организация профилактического обслуживания, ревизии и контроля за работой оборудования и трубопроводов;
- систематическое повышение квалификации обслуживающего персонала, своевременное проведение инструктажей.

Факторы отказа элементов на объектах нефтегазового комплекса:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;

- разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;
- серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;
- скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети;
- возпламенение веществ и оборудования;
- стихийные бедствия.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;
- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;
- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;
- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10;
- ведется контроль загазованности на всей территории объектов переносными газоанализаторами СГГ-4М, СГГ-20 согласно утвержденным Графику отбора проб и План-карте точек отбора проб.

Газосигнализаторы СТМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от

нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

Для насосных предусмотрено включение принудительной вентиляции при концентрации паров 20% НКВП и отключение насосов и вентиляции при концентрации паров 40% НКВП.

8.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные мероприятия

Допуск бригады к работе и подготовка рабочего места осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала. Изменять предусмотренные меры по подготовке рабочих мест нельзя.

В подготовку рабочего места входит выполнение техмероприятий для предотвращения воздействий производственных факторов на рабочих до начала работ.

Специалист, который допускает к работе людей, должен убедиться в выполнении техмероприятий по подготовке рабочего места, а именно провести личный осмотр по записям в оперативном журнале. Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить у допускающего специалиста, какие меры безопасности были приняты при подготовке рабочего места, и вместе с допускающим проверить подготовку рабочего места.

Допуск к работе по распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться на рабочем месте и при этом, допускающий обязан:

- Проверить соответствие состава бригады указаниям наряда по именным удостоверениям;
- Показать, что напряжение отсутствует, проверить при этом заземления.

До начала работ должен быть осуществлен целевой инструктаж, а именно ознакомить с указаниями по безопасному выполнению работы в

электроустановке. Допуск к работе не разрешается, если такой инструктаж не проведен.

Целевой инструктаж обязаны провести:

- Выдающий наряд – ответственному руководителю (если он не назначается производителю работ или наблюдающему);
- Допускающий – ответственному руководителю работы, производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- Ответственный руководитель работ – производителю работ (наблюдающему) и членам бригады;
- Производитель работ – членам бригады.

Если в состав бригады включают нового члена бригады, то инструктаж проводит производитель работ.

Выдающий наряд, ответственный руководитель работ, производитель работ так же обязаны дать четкие указания по технологии безопасности проведения работ, по использованию грузоподъемных машин, инструмента.

Наблюдающий проводит инструктаж о мерах по безопасности ведения работ и о порядке перемещения бригады на территории электроустановки.

Допускающий указывает границы рабочего места, наличие наведенного напряжения, показывает ближайшие токоведущие части и оборудование, к которому запрещается приближаться.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После того, как работа окончена, производитель работ обязан удалить бригаду с рабочего места, снять временные ограждения, заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после выполнения работы производителем работ, так же оформляет полное окончание работ.

После того, как производитель работ и ответственный руководитель оформили наряд, он сдается допускающему, который должен проверить рабочие места и сообщить вышестоящему оперативному персоналу о полном окончании работ. Затем оперативный персонал вносит запись о полном окончании работ в «Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативный журнал.

Перед тем, как включить электроустановки после полного окончания работ, оперативный персонал должен убедиться о том, что электроустановка готова к включению. Готовность к включению электроустановки заключается в проверке чистоты рабочего места, отсутствия инструмента и т.п.).

Выведенное в ремонт электрооборудование при аварийном случае до полного окончания работ, при отсутствии бригады, могут включить оперативный персонал, в случае, если на рабочих местах поставлены работники, которые обязаны предупредить производителя работ и всех членов бригады о включении электрооборудования.

Особенности законодательного регулирования проектных решений

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного

оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

При работе в ночное время продолжительность рабочей смены на один час. К работе в ночные смены не допускаются беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей-инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы – одиночки детей до пяти лет.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с посменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Заключение

Коррозия – это разрушение металлов из-за химического, электрохимического и физико-химического воздействия с окружающей средой, которая образуется внутри и снаружи трубопроводов. Внутренняя коррозия происходит за счет примесей влаги, солей, сероводорода, которые содержатся в транспортируемом сырье.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что коррозионные разрушения играют большую роль в экономическом развитии, т.к. она наносит большой ущерб экономике. Поэтому защита трубопроводов от внутренней коррозии – большая и важная задача.

При своевременном обнаружении коррозии в трубопроводе, определении ее величины и выборе защиты, может быть осуществлена успешная защита трубопровода.

В данной работе были рассмотрены методы защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии таких как: электрохимическая защита, протекторная защита, применение защитных изоляционных покрытий, внутритрубная очистка и ингибирование коррозии.

Также, был приведен сравнительный анализ экономической эффективности методов повышения эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов, рассмотрены применение ингибиторной защиты, внутритрубной очистки и применение трубопроводов с внутренним защитным покрытием. Исходя из сравнительного анализа, можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом защиты трубопроводов от коррозии при сроке эксплуатации трубопровода до 30 лет является применение усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования, расчет которой показал экономию от внедрения в 1,06 млн.р/км промышленного трубопровода, срок окупаемости составил менее 5 месяцев и отношение полезного результата к затратам составил 1,92. С экономической и технологической точки зрения, применение такого метода

защиты является наиболее эффективным методом повышения эксплуатационной надежности.

Список литературы

1. Венделыптейн Б.Ю., Золоева Г.М., Царева Н.В., Дахнов В.Н., Резванов Р.А. и др. «Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа» М.: Недра, 1985;
2. Жилина Е.Н. «Вещественно-структурные особенности средне-верхнеюрских отложений Л месторождения (Томская область), 2012;
3. Ежова А.В. Литология: Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2005;
4. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976;
5. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004;
6. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006;
7. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2007;
8. Тимонин В.А. Техникoэкономические аспекты проблемы коррозии // Антикoр–Гальванoсервис: Труды Междунар. научнопpакт. конф. – М., 2007;
9. Гумеров А.Г., Сираев А.Г., Бажайкин С.Г., Митюшкин В.А. О причинах выхода из строя трубопроводов, построенных из футерованных полиэтиленом стальных труб // Нефтегазовое дело. – 2009;
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки;
11. Корнеев Ю.С., «Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах» М.: Недра, 1988 г.
12. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защищенные».