

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электрохимическая защита промышленных трубопроводов на примере «Л.» нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.692.4:620.193(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Пенер Роман Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна			

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9), (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6), (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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 месторождения
 Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б2С1	Пенеру Роману Владимировичу

Тема работы:

Электрохимическая защита промысловых трубопроводов на примере Л. нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	Л.
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1019/с от 20.02.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации, данные о количестве извлекаемых запасов, технические отчеты оценки изоляционного покрытия трубопроводов по Л. нефтегазоконденсатному месторождению.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о Л. нефтегазоконденсатном месторождении. 2. Геолого-физическая характеристика Л. нефтегазоконденсатного месторождения. 3. Текущее состояние Л. нефтегазоконденсатного месторождения. 4. Обоснование процесса коррозии и методов борьбы с ним. 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			20.02.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Пенер Роман Владимирович		20.02.2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Пенеру Роману Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов при ликвидации аварии : материально-технических, финансовых	1. Материальные потери при аварии; 2. Затраты на специализированную технику и материалы для работ по устранению аварии; 3. Затраты на специализированную технику и материалы для работ по ликвидации последствий аварии.
2. Стоимость ингибиторной обработки	1. Рабочая дозировка ингибитора; 2. Стоимость ингибитора; 3. Стоимость блока дозирования хим. реагента.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет срока службы трубопровода с использованием ингибиторной обработки	1. Расчет сопротивления растяжению (сжатию); 2. Расчет толщины стенки трубопровода при условии растяжения (сжатия); 3. Расчет толщины стенки трубопровода при условии продольных осевых напряжений; 4. Пересчет толщины стенки трубопровода; 5. Расчет времени безаварийной эксплуатации трубопровода.
---	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Пенер Роман Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Пенеру Роману Владимировичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данного раздела является анализ влияния производственных факторов и меры безопасного выполнения работ персоналом электрохимической защиты трубопроводов от коррозии
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</p>	<p>Климатические условия — воздействие на организм человека температуры окружающей среды.</p> <p>Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</p> <p>Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны — работа в местах возможного выброса и воздействия транспортируемого продукта.</p> <p>Укусы насекомых — поражение кожи человека многочисленными кровососущими насекомыми.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности механические опасности (источники, средства защиты); термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>	<p>Выявление опасных факторов:</p> <p>Электробезопасность — охрана труда при выполнении работ в электроустановках напряжением до и выше 1 кВ в соответствии с «Правилами охраны труда в электроустановках»</p> <p>Пожарная безопасность — безопасность при проведении работ в охранной зоне трубопровода и при работе в электроустановках.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды: защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>	<p>Анализ возможного влияния объекта исследования и производственного процесса на окружающую среду.</p> <p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: негативное воздействие на водоемы при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, которые на поверхности воды образуют пленку, препятствующую воздушному обмену;</p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация участков разлива, приоритетно- в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (отработанные карьеры);</p>

	<p>Обоснование мероприятий по защите окружающей среды. <i>Все отработанные нефтепродукты подлежат обязательному сбору в целях охраны окружающей среды от загрязнения.</i></p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>Томской области присущи чрезвычайные ситуации (ЧС) природного и техногенного характера. Действия для предупреждения возможных аварий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Пенер Роман Владимирович		

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»
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Период выполнения: весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
10.03.2017	Введение	5
21.03.2017	Литературный анализ характеристики коррозии металла, его свойствах и методах борьбы с ним	10
30.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
10.04.2017	Геологическая часть: общая характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства, текущее состояние разработки	10
15.05.2017	Анализ процесса коррозии и методов борьбы с ней. Исследование существующей защиты от коррозии промысловых трубопроводов «Л.» месторождения	10
	Анализ и обсуждение результатов	30
		5
25.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
25.05.2017	Заключение	5
28.05.2017	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
11.06.2017	Написание пояснительной записки	2
12.06.2017	Подготовка доклада	3
13.06.2017	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	к.Г.-М.Н., доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Электрохимическая защита промышленных трубопроводов на примере «Л.» нефтегазоконденсатного месторождения н.г.к.м.р. (Томская область)» содержит 93 страницы текстового документа, 14 рисунков, 16 таблиц, 21 источник.

Ключевые слова: ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОРРОЗИЯ МЕТАЛЛОВ, ИЗОЛЯЦИЯ, СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ.

Актуальность проблемы борьбы с коррозией на «Л.» месторождении высока в связи со значительными экономическими потерями при возникновении аварий и, как следствие, утечка транспортируемого продукта, экологическое загрязнение.

Объектом исследования является электрохимическая защита промышленных трубопроводов «Л.» н.г.к.р. Томской области.

Цель работы: раскрыть понятие «коррозия металла» и проанализировать способы борьбы с ней; оценить состояние электрохимической защиты трубопроводов «дожимная насосная станция № 2–газокомпрессорная станция» («ДНС 2–ГКС») и «установка подготовки нефти–газокомпрессорная станция» («УПН–ГКС») «Л.» месторождения и на примере нефтесборного коллектора (НСК) «к.51–вр.к.51» проанализировать эффективность применения электрохимической защиты.

В процессе исследования проведен геологический анализ района; дана оценка его балансовым запасам; рассмотрен процесс «коррозии металла», а также способы защиты от поверхностной коррозии; дана оценка состояния электрохимической защиты трубопроводов «ДНС 2–ГКС» и «УПН–ГКС» «Л.» месторождения; приведены меры и правила безопасности при выполнении работ персоналом электрохимической защиты.

В результате исследования были выявлены нарушения изоляционного слоя и электроизолирующего фланцевого соединения трубопровода «ДНС 2–ГКС»; на примере НСК «к.51–вр.к.51» расчетным путем доказана эффективность применения ингибиторной защиты.

Обозначения и сокращения

вр.к. – врезка куста;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

ГКС – газокompрессорная станция;

ДНС – дожимная насосная станция;

ИС – измеритель сопротивлений;

ИСЭИС – измеритель сопротивлений электроизолирующих соединений;

ИФС – изолирующее фланцевое соединение

к. – куст;

м.р. – месторождение;

н.г.к.м.р. – нефтегазоконденсатное месторождение;

НСК – нефтесборный коллектор;

СКЗ – станция катодной защиты;

УПН – установка подготовки нефти;

ФЕС – фильтрационно–емкостные свойства;

ЭХЗ – электрохимическая защита.

Содержание

Введение	13
1. Общие сведения о месторождении	15
2. Геолого-физические характеристики района	18
2.1. Характеристика геологического строения	18
2.2. Физико – химические свойства и состав пластовых жидкостей и газа	20
2.3. Запасы нефти, газа и конденсата	23
2.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	25
3. Текущее состояние разработки месторождения	34
4. Основы процесса коррозии металлов и результаты работы по защите трубопроводов	44
4.1. Коррозия металлов	45
4.2. Способы защиты от коррозии	51
4.2.1. Пассивные способы защиты от коррозии	52
4.2.2. Активные способы защиты от коррозии	54
4.3. Ингибиторная защита	60
4.4. Критерии защиты	63
4.5. Измерение величины защитного потенциала	65
4.6. Защищенность трубопровода	69
4.7. Изолирующие фланцевые соединения	70
4.8. Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода «ДНС 2 – ГКС»	72
4.9. Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода «УПН – ГКС»	74
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
5.1. Расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты	76

5.2.	Потери в добычи нефти.....	77
5.3.	Стоимость ингибиторной обработки.....	80
5.4.	Расчет срока эксплуатации нового оборудования с использованием ингибиторной защиты	81
5.5.	Определение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений	82
5.6.	Пересчет толщины стенки нефтепровода	84
5.7.	Вычисление времени безаварийной эксплуатации трубопровода ..	84
6.	Социальная ответственность	86
6.1.	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	86
6.2.	Общие меры безопасности на действующем газопроводе	87
6.3.	Укусы насекомых.....	89
6.4.	Общие меры электрической безопасности.....	89
6.5.	Безопасность при проведении работ на высоте.....	95
6.6.	Основы пожарной безопасности при работе на газопроводе и устройствах электрохимической защиты.....	96
6.7.	Экологическая безопасность	99
6.8.	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	101
	Заключение.....	105
	Список литературы	107

Введение

Сегодня без эксплуатации различных видов трубопроводов невозможно представить себе жизнь. Они находятся практически в каждом населенном пункте, исполнены множеством узлов и ответвлений для более надежной и качественной транспортировки газообразных и жидких веществ. Производство труб для прокладки под землей осуществляется из металлов и сплавов самых разных типов. Со временем они неминуемо подвергаются коррозии под действием почвенной «агрессии», что ведет к их разрушению. Коррозия – это самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико–химического взаимодействия с окружающей средой [1]. Данный процесс является неизбежным, но его можно значительно отсрочить с помощью некоторых защитных способов. Для этого используются специальные составы, образующие на металлической поверхности небольшую защитную пленку, а также электрохимическую защиту, которая не дает агрессивной подземной среде влиять на структуру трубопровода. Защита трубопроводов от коррозии направлена на то, чтобы остановить или, хотя бы, замедлить все окислительные процессы.

Коррозия металлических сооружений наносит большой материальный и экономический ущерб. Она приводит к преждевременному износу агрегатов, установок, линейной части трубопроводов, сокращает сроки бесперебойной эксплуатации, приводит к авариям и, как следствие, вызывает потери транспортируемого продукта (экологические проблемы).

Наиболее высокие потери от коррозии несут топливно - энергетический комплекс (ТЭК) – порядка 30 %, химия и нефтехимия – 20 %, сельское хозяйство – 15 %, металлообработка – 5 % [2].

По данным Госгортехнадзора РФ, ежегодно происходит около 50 – 70 тысяч нарушений герметичности и разрывов труб, и их количество растет с каждым годом. Около 90% отказов нефтепромысловых сетей являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий 50 – 55%

приходится на долю нефтесборных систем и 30 – 35% – на долю коммуникаций поддержания пластового давления. На ежегодную замену нефтепромысловых сетей расходуется 7 – 8 тысяч км труб или 400 – 500 тысяч тонн стали. Порядка 17 % труб не выдерживают даже двухлетнюю эксплуатацию. В результате прорывов нефтепроводов концентрация нефтепродуктов в водоемах некоторых густонаселенных городов в 9 – 15 раз превышает предельно допустимые нормы, экстремальное загрязнение почвы в 150 – 200 раз превосходит фоновые значения, а десятки тысяч гектаров земли уже частично или полностью исключены из хозяйственного оборота. Затраты на ликвидацию последствий коррозионных разрушений составляют до 30 % от затрат на добычу нефти и газа [3].

Процесс защиты металлических трубопроводов и оборудования от коррозии на сегодняшний день приобретает наибольшую актуальность и целесообразность, являясь одной из важнейших научно–технической и экономической проблемой.

Объектом исследования в работе является электрохимическая защита промысловых трубопроводов «Л.» месторождения.

В данной работе на примере «Л.» месторождения будет произведен анализ эффективности действия электрохимической защиты на трубопроводах «ДНС 2–ГКС» и УПН–ГКС», где есть возможность убедиться в эффективности или неэффективности использования средств противокоррозионной защиты.

В качестве новизны приведется экономическое обоснование установки средств ЭХЗ на трубопроводе НСК «к.51–вр.к.51».

Практическая значимость работы обусловлена, начиная с 2009 года, значительным уменьшением (на 45 %) числа отказов, вследствие прорыва, на промысловых трубопроводах «Л.» месторождения, сокращение потерь разлива нефти и улучшение экологической безопасности.

Ближайший населенный пункт – г. Кедровый, который находится в 80 км к юго – востоку от месторождения и является базовым для нефтегазодобывающей промышленности юга области. Недалеко от города расположен аэропорт с бетонной взлетно – посадочной полосой, а также пристань на реке «Чузик».

Район представляет собой сглаженную слаборасчлененную заболоченную равнину. На территории много болот, однако, большая ее часть покрыта лесом. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах 75 – 130 м. Самой крупной на территории является река «Чижапка».

Климат района – континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель, самая низкая температура в зимнее время минус 40 – 50°С. Величина снежного покрова достаточно велика и достигает 1,5 м. Почва промерзает на 1 – 1,5 м. Самый жаркий месяц лета – июль. Температура воздуха поднимается до плюс 35°С. Среднегодовое количество осадков 450 – 500 мм/год.

Шоссейная и железная дороги в районе месторождения отсутствуют, доставка грузов круглогодично производится авиатранспортом, в период навигации – по рекам, в зимнее время – по зимнику, связывающему г. Кедровый с областным центром. Плотность населения – низкая.

Нефть, добываемая на «Л.» нефтегазоконденсатном месторождении, подается в нефтепровод Александровское – Томск – Анжеро–Судженск, трасса которого проходит в 130 км от месторождения. Нефтепровод введен в эксплуатацию в марте 1972 года, а нитка «Л. – П.», связывающая месторождение с нефтепроводом, эксплуатируется с 1982 года.

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

«Л.» нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с 1982 года. На сегодняшний день пробурено около 580 эксплуатационных скважин.

На рисунке 1.2 изображена карта расположения «Л.» относительно граничащих областей.



Рисунок 1.2 – Обзорная карта района

2. ГЕОЛОГО – ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

2.1 Характеристика геологического строения

Геологический разрез «Л.» месторождения представлен мощной толщей терригенных пород мезозойско – кайнозойского возраста, залегающих на размытой поверхности палеозойских отложений промежуточного комплекса.

Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными (№№ 151; 160; 170; 180; 182; 186) и четырьмя эксплуатационными (№№ 734; 804; 850; 1166). Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв.170, где он представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания. Керном кора выветривания охарактеризована в скв.151 и представлена переотложенной породой каолинизированной карбонатизированной, сильно выветрелой, в остальных скважинах она выделена только по каротажу. Толщина коры выветривания - от нескольких метров до 25 м.

Отложения мезозойско-кайнозойского платформенного комплекса вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

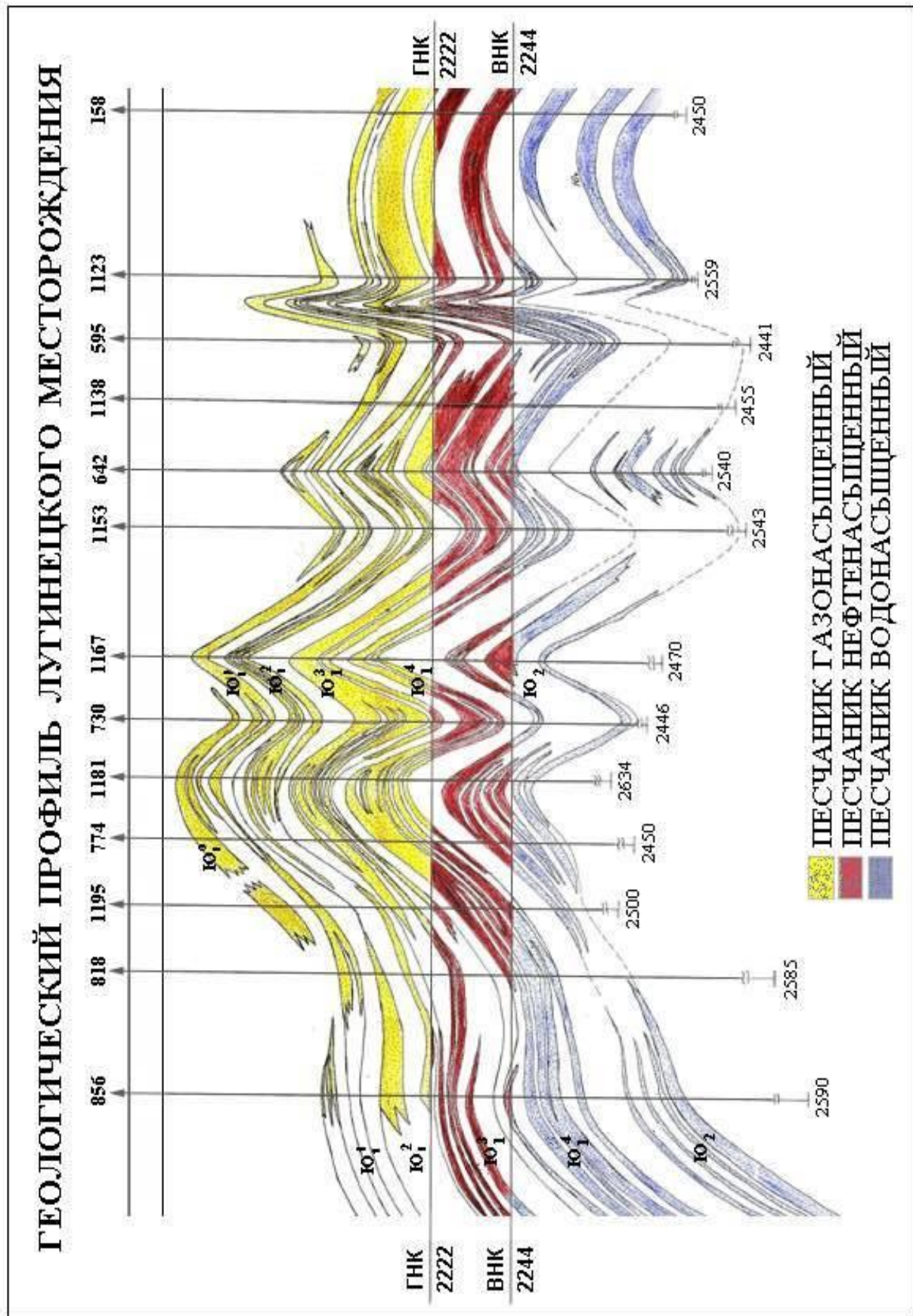


Рисунок 2.1 – Геологический профиль

2.2 Физико – химический свойства и состав пластовых жидкостей и газа

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

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

За период, прошедший после последней переоценки запасов, на месторождении были дополнительно отобраны глубинные пробы из 18 скважин. По мнению сотрудников «ТомскНИПИнефть», доля качественных проб, отобранных в период за 1992 – 1994 года много выше, чем за все предыдущие.

По результатам анализов глубинных проб видно, что полученные значения основных физических параметров очень заметно отличаются между собой. При этом не наблюдается какой-либо закономерности в изменении основных свойств пластовой нефти ни по площади, ни по разрезу

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

высокопарафинистая (содержание серы и парафина 0,51% и 6,25%, соответственно). Повышенное содержание серы отмечается также в некоторых пробах нефти пласта Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂, парафина – в пластах Ю₁³ и Ю₁⁴. Приведенные данные свидетельствуют о локальной изменчивости свойств нефти по площади и разрезу.

По данным анализа пробы сепарированной нефти горизонта М (кора выветривания), отобранной в скв.180, нефть этой залежи отличается от юрских нефтей тем, что она тяжелая (плотность 0,8745 г/м³), характеризуется повышенным содержанием асфальтенов (2,4 %), сернистая (содержание серы 0,67 %), высокопарафинистая. В таблице 2.1 представлен характерный состав и свойства нефти и газа «Л.» месторождения.

Таблица 2.1 – Состав и свойства нефти и газа «Л.» месторождения

Состав и свойства	Параметры
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	827,05
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	674
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1030
Объемный коэффициент нефти	1,3985
Давление насыщения, МПа	15,9
Молекулярная масса газа	22,77
Плотность газа, кг/м ³	0,949
Динамическая вязкость нефти, МПа*с	0,495
Вязкость дегазированной нефти, МПа*с	3,585

Продолжение таблицы 2.1

Состав газа, молярная концентрация, %	
H ₂ S	0
CO ₂	1,3825
N ₂	1,1425
CH ₄	74,915
C ₂ H ₆	7,21
C ₃ H ₈	8,46
C ₄ H ₁₀	3,345
i-C ₄ H ₁₀	1,22
C ₅ H ₁₂	0,595
i-C ₅ H ₁₂	0,43
C ₆ H ₁₄ и высшие	0,465
Гептаны	0
Октаны	0
Остаток	0

Растворенный газ «Л.» месторождения сухой с преобладающим содержанием метана от 64,77 до 84,35 %.

Основным компонентом свободного газа «Л.» месторождения, имеющего преимущественно углеводородный состав, является метан, содержание которого колеблется от 78 до 92%, что в среднем несколько выше, чем в растворенном газе. Кроме углеводородов, в составе свободного газа присутствуют азот, (от 2,03 до 11,50 %), двуокись углерода (0,10 – 1,63 %),

сероводород отсутствует. Содержание гелия не превышает 0,03 %, что также как и в растворенном виде, не достигает кондиционных значений. По групповому химическому составу стабильный конденсат «Л.» месторождения имеет метаново – парафиновую основу с незначительными добавками ароматических углеводородов (4,1 – 6,4 %).

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

2.3 Запасы нефти, газа и конденсата

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. Все остальные параметры, утвержденные протоколом ЦКЗ Минтопэнерго РФ при переоценке запасов по отдельным участкам остались без изменения [4].

При составлении уточненной технологической схемы разработки месторождения было проведено объединение в один эксплуатационный объект пластов Ю₁⁰+Ю₁¹+Ю₁².

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 м³ 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

2.4 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Характеристика изменения эффективных, газо- и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов приводится на основании геофизических исследований скважин (ГИС). Распределение толщин и статистические показатели характеристик неоднородности по пластам и по зонам насыщения даны в таблицах.

Выделение коллекторов и определение их фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС) для горизонтов Ю₁ и Ю₂ проводилось по результатам комплексной интерпретации промыслово – геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Лабораторные исследования проводились по стандартным методикам. За весь период, начиная с поисково – разведочных работ на месторождении и последующей эксплуатацией по настоящее время с отбором керна, пробурено 504 скважины, из них 25 разведочных.

Всего исследовано 1817 образцов горных пород, представленных песчаниками, алевролитами, аргиллитами. При этом последние составляли около 13 % от общего количества образцов.

Согласно работе проведенной коллективом лаборатории по изучению литолого – петрофизических свойств пород – коллекторов «ТомскНИПИнефти», наибольший интерес по изучению коллекторских свойств по площади с точки зрения объектов разработки представляют пласты Ю₁³ и Ю₁⁴.

По пласту Ю₁³ наблюдается определенная закономерность в распределении эффективных толщин, выраженная в увеличении их с запада на восток. При этом толщина 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). Увеличение толщин более 10 м отмечается на востоке центральной части площади и продолжается в ее восточном направлении. Здесь уже на общем фоне эффективных толщин от 10

до 15 м выделяются отдельные локальные участки, как с толщиной меньше 10 м (сква.559 – 6,8 м; 595 – 3,0 м; 485 – 7,2 м), так и больше 10 м (сква.662 – 16,8 м; 615 – 16 м; 590 – 18 м). Уменьшение эффективных толщин пласта происходит за счет глинизации его в кровле, либо в подошве. Нефтенасыщенные толщины имеют в восточной части площади большие значения. Пласт неоднородный, что подтверждается наличием многочисленных пропластков, толщина которых колеблется в большом диапазоне от 0,3 до 9,6 м. Количество пропластков, выделяемое в разрезе скважин колеблется от одного до восьми, среднее значение коэффициента расчлененности в целом по пласту составляет 3,3; для продуктивной части – 3,1. Песчаность пласта в определенной мере зависит от коэффициента расчлененности, и чем больше песчаность, тем меньше K_p . Так в скважинах, где K_p колеблется от одного до трех, $K_{пес}$ изменяется в основном в пределах 0,6 – 1 и при $K_p = 4$ и выше $K_{пес} = 0,33 – 0,76$. Среднее значение $K_{пес}$ в целом по пласту составляет 0,67, для продуктивной части – 0,73.

Причиной сложного характера изменения эффективных толщин является литологическая изменчивость различных частей пласта. По гранулометрическому составу коллектора представлены мелко – зернистыми песчаниками со средним размером зерен 0,131 мм. Как отмечается в работе, зонам увеличения толщин соответствует увеличение средних разменов зерен. Коэффициент сортировки в нижней части пласта $Ю_1^3$ изменяется так же, как и в нижней части пласта $Ю_1^4$. По характеру изменения этих параметров можно считать, что формирование коллекторов нижней части пласта $Ю_1^3$ происходило в условиях, сходных с пластом $Ю_1^4$, 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 $Ю_1^3$ отразились и в характере изменения его коллекторских свойств, как по площади, так и по разрезу. ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) 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 $70 \cdot 10^{-3}$ мкм² для проницаемости. По площади емкостные характеристики колеблются в пределах 0,16 – 0,18. При этом несколько преобладают значения $K_p = 0,17 - 0,18$. 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, распространенные равномерно по всей площади.

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

Лучшими фильтрационными свойствами характеризуется восточная часть площади распространения пласта. Здесь преобладают значения $K_{пр}$ от $10 \cdot 10^{-3}$ мкм³ 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 скважин 843; 778. По проницаемости картина неоднозначна, 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.

Пласт Ю₁⁴ на изучаемой площади, как указывалось ранее, 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 одного до девяти при интервале изменения толщин от 0,4 до 6,8 м.

Увеличение толщины пласта в центральной части западного купола обусловлено уменьшением толщины глинистой перемычки, отделяющей пласт Ю₁⁴ от пласта Ю₁³, вызванное опесчаниванием ее нижней части, а также уменьшением толщины нижележащих аргиллитов, вплоть до их полного отсутствия в разрезе скв. 162. Коэффициент расчлененности в целом по пласту – 3,3, что несколько выше, чем в восточной части, где он равен 2,7, при коэффициенте песчаности, соответственно: 0,71 и 0,66. Анализируя карту неоднородности по продуктивной части пласта Ю₁⁴ видно, что центральный участок западного купола практически однороден по составу, так как характеризуется песчаностью в большинстве скважин выше 0,7, среднее значение коэффициента песчаности для ГЗ – 0,83; ГНЗ – 0,77 и НЗ – 0,69, при этом выделяются участки с повышенными значениями K_p (район скв. 679 – 9; 727 – 8; 1181 – 7; 847 – 6; 902 – 6), однако, это не очень повлияло на значение коэффициента песчаности из-за небольших толщин плотных пропластков. Практически одним, реже – двумя и более пропластками коллектора

представлена западная часть пласта западного купола и северная часть пласта восточного купола.

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.

Хорошими фильтрационными свойствами характеризуется большая часть западного купола, где $K_{пр} > 15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, ухудшение их наблюдается в его восточной части, здесь $K_{пр}$ изменяется от 5 до $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Низкими фильтрационными свойствами с $K_{пр} < 5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ 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 $K_{пр} > 15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, обширный участок в центральной части с $K_{пр}$ меньше $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ и небольшая зона, простирающаяся с запада на восток с низкими фильтрационными свойствами (скважина 665 – $2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скважина 698 – $3,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, скважина 699 – $4,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). В целом по пласту Ю₁⁴ ФЕС коллекторов изменяются в широких пределах, о чем свидетельствуют результаты лабораторных исследований керна, ГИС и гидродинамики.

Пористость и проницаемость пласта меняется не только по площади, но и по разрезу так же, как и во всех пластах, формировавшихся в период регрессии. В нижней части пласта наблюдается постепенное увеличение средних значений пористости от 0,13 до 0,2 с проницаемостью от $3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $20 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Вышележащая часть разреза характеризуется средними значениями пористости 0,19 – 0,20, а проницаемостью $(50 - 90) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Кроме того по пластам Ю₁³ и Ю₁⁴ проведено изучение зависимостей петрофизических параметров. По пласту Ю₁³ исследовался материал, полученный по результатам изучения керн по 15-ти скважинам. Для пласта Ю₁⁴ такой анализ проведен по скважине 180, поскольку здесь отбор керн составил практически 100%.

С целью выявления анизотропии пласта анализ проводился как для всей выборки, так и отдельно для образцов параллельно и перпендикулярно напластованию, что позволяет дать определенный ответ об однородности изучаемой толщи.

Анализируя корреляционные связи между пористостью (Кп), проницаемостью (Кпр) и остаточной водонасыщенностью (Кв) пласта Ю₁³, которые сведены в таблицу 2.2, 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.

Таблица 2.2 – Зависимости между петрофизическими параметрами пласта Ю₁³ «Л.» месторождения

Уравнение связи	Ориентация керн в пространстве	Корреляционное отношение	Количество точек
$K_p = f(K_{pr})$ $K_p = 14,77 + 1,29 \log(K_{pr})$	\parallel и \perp напластованию	0,89	100
$K_p = 14,25 + 1,31 \log(K_{pr})$	\parallel напластованию	0,93	48
$K_p = 15,34 + 1,37 \log(K_{pr})$	\perp напластованию	0,88	52

Продолжение таблицы 2.2

$K_{пр} = f(K_{в})$ $\log(K_{пр})=7,29-0,13(K_{в})$	\parallel и \perp напластованию	0,93	69
$\log(K_{пр})=8,63$ – $0,15(K_{в})$	\parallel напластованию	0,95	27
$\log(K_{пр})=6,25 - 0,12(K_{в})$	\perp напластованию	0,93	42
$K_{п} = f(K_{в})$ $K_{п} = 25,22 - 0,19(K_{в})$	\parallel и \perp напластованию	0,89	78
$K_{п} = 25,18 - 0,19(K_{в})$	\parallel напластованию	0,93	31
$K_{п} = 25,27 - 0,19(K_{в})$	\perp напластованию	0,88	47

Коэффициенты корреляции между основными параметрами $K_{п}$ и $K_{пр}$ по пласту $Ю_1^4$, показанные в таблице 2.3, несколько ниже, чем по пласту $Ю_1^3$. Это говорит о том, что в разрезе скв. 180 пласта $Ю_1^4$ более неоднороден, чем пласт $Ю_1^3$.

Таблица 2.3 – Зависимости между петрофизическими параметрами пласта $Ю_1^4$ «Л.» месторождения

Уравнение связи	Ориентация керна в пространстве	Корреляционное отношение	Кол-во точек
$\log(K_{пр}) = f(K_{п})$ $\log(K_{пр})=5,4+0,49(K_{п})$	\parallel и \perp напластованию	0,73	57
$\log(K_{пр})= - 90+0,44(K_{п})$	\parallel напластованию	0,84	34
$\log(K_{пр})=9,1+0.64(K_{п})$	\perp напластованию	0,82	23

Продолжение таблицы 2.3

$K_{пр} = f \log(K_{п})$ $K_{пр} = 52,79 - 5,54 \log(K_{п})$	\parallel и \perp напластованию	0,94	23
$K_{пр} = 52,61 - 5,03 \log(K_{п})$	\parallel напластованию	0,9	14
$K_{пр} = 52,62 - 6,37 \log(K_{п})$	\perp напластованию	0,98	9
$K_{в} = f(K_{п})$ $K_{в} = 114,88 - 4,27(K_{п})$	\parallel и \perp напластованию	0,95	28
$K_{в} = 113,14 - 4,2(K_{п})$		0,92	18
$K_{в} = 116,54 - 4,31(K_{п})$		0,98	10
$R_{п} = f(K_{п})$ $R = 90,96 - 3,44(K_{п})$		0,89	31

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 К_п 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.

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 К_р по пласту равно 5,6 при коэффициенте песчаности – 0,5. Более однородный пласт в нефтяной зоне, здесь коэффициент песчаности достигает 0,68, при К_р=3,6 [5].

ФЕС горизонта охарактеризованы по данным керн и ГИС, однако, объем выполненных исследований очень незначительный, поэтому говорить о каких-либо закономерностях распространения ФЕС по площади и по разрезу не представляется возможным.

Из приведенных выше материалов следует:

- породы – коллекторы продуктивных пластов Ю₁¹⁻⁴ и Ю₂ Лугинецкого месторождения характеризуются различными емкостными и фильтрационными свойствами;

- наилучшими указанными характеристиками обладают пласты Ю₁³ и Ю₁⁴;

- расчлененность пластов невысокая от 1,46 до 3,30, за исключением пласта Ю₂;

- продуктивные пласты характеризуются сложным геологическим строением. Эффективные толщины составляют 36 – 71 % от общей толщины пласта. Наибольшие газонасыщенные толщины отмечаются в пласте Ю₁³ (до 18 м), нефтенасыщенные – в пласте Ю₁⁴ (до 16 м).

3 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В настоящий момент в промышленную разработку введена нефтяная часть залежи на основании технологической схемы, составленной «СибНИИИП» в 1980 г.

Согласно тех. схеме все шесть пластов должны были разрабатываться, как единый объект эксплуатации с единой девятиточечной обращенной системой поддержания пластового давления по сетке 500 x 500м. В процессе разбуривания и разработки месторождения изменилось представление о геологическом строении залежей: залежи характеризуются как пластово-сводовые, выделились четыре объекта разработки Ю₁⁰⁺², Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂, а также два купола – Восточный и Западный. Разведочной скважиной 180, пробуренной в центре газовой шапки установлено полное газонасыщение всех эксплуатируемых пластов.

Типы залежей «Л.» месторождения относятся к нефтегазоконденсатным, нефтенасыщенные площади значительны в южной части, а на севере выделяется узкая нефтяная оторочка. Газонасыщенный объем занимает 76 – 56 % в верхнем объекте разработки (пласт Ю₁⁰⁻¹⁻²), в пласте Ю₁³ – 34 %, в пласте Ю₁⁴ – 38 % и пласте Ю₂ – 3 % от общего нефтегазонасыщенного объема.

Балансовые запасы нефти, утвержденные ЦКЗ, составляют 124487 тыс. т, 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. Сырьевая база нефтяной промышленности района: разведанные и подготовленные к разработке запасы нефти категории С1=77,2 млн. т. «Л.» – относится к классу средних и имеет начальные извлекаемые запасы 25,5 млн. т, что составляет 33 % от всех запасов нефти на этой территории. На территории 40,6 % разведанных запасов нефти вовлечены в разработку.

Разведанные запасы свободного газа – 252,39 млрд. м³ – С1; 21,59 млрд. м³ – С2; и конденсата – 30,595 млн. т – С1; 1,402 млн. т – С2.

Фонд скважин отражен в таблице 3.1 [6].

Таблица 3.1 – Фонд скважин

Категория скважин	Добывающий фонд	Нагнетательный фонд
Действующий	239	81
Простаивающий	42	33
В освоении	6	4
Эксплуатационный фонд	284	117
Консервация	68	–

Основным способом эксплуатации на месторождении является фонтанный.

В таблице 3.2 приводится характеристика действующего фонда скважин и соответствующей добычи жидкости по способам эксплуатации [6].

Таблица 3.2 – Характеристика фонда скважин по способам эксплуатации

Показатели	Способ эксплуатации			Всего
	Фонтан	ЭЦН	ШГН	
Добыча нефти, тыс. т	496,185	80,574	16,141	1042,9
в % от общей добычи	90,7	7,7	1,6	
Добыча воды, тыс. т	45,708	49,558	2,916	98,182
в % от общей добычи	46,6	50,5	2,9	

Продолжение таблицы 3.2

Обводненность продукции, %	4,6	38,0	15,3	8,6
Кол-во добывающих скважин	211	14	14	239
в % от действующего фонда	88,4	5,8	5,8	

По данным, представивших распределение действующего фонда по дебитам в динамике, видно, что количество средних и высокодебитных скважин стабильно падает и в настоящее время всего 13,1 % от общего фонда работает с дебитами превышающими 30 т/сут, в то время, как добывающие скважины с дебитами менее 10 т/сут составляют 65,1 %. Необходимо отметить также, что 31 скважина с дебитами выше 30 т/сут (13 % эксплуатационного фонда) дают 53 % суточной добычи нефти по месторождению, причем 29 из этих скважин расположены в подгазовой зоне и работают на повышенных газовых факторах.

Интерес заслуживают данные распределения действующего фонда скважин по газовому фактору.

Здесь следует отметить, что различными авторами и различными документами представлены противоречивые данные по отбору газа из добывающих скважин. На месторождении в настоящее время отсутствует система утилизации газа, газ сжигается в факелах, газовый фактор не замеряется. Поэтому оценки, приведенные в таблицах 3.1 и 3.2 носят условный количественный характер, однако позволяют выявить качественную характеристику работы добывающих скважин. Распределение по дебитам отражено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Распределение действующего фонда по дебитам

Состояние	Среднесуточный дебит по нефти, т/сут					Всего скважин
	<5	5-10	10-30	30-50	>50	
На 2010 г.						
Кол-во скважин	110	19	34	23	11	197
% от фонда	55,8	9,6	17,3	11,7	5,6	
На 2011 г.						
Кол-во скважин	104	29	54	15	16	218
% от фонда	47,7	13,3	24,8	6,9	17,3	
На 2012 г.						
Кол-во скважин	85	43	56	18	10	212
% от фонда	40,1	20,3	26,4	8,5	4,7	
На 2013 г.						
Кол-во скважин	96	47	64	24	8	239
% от фонда	40,2	19,7	26,8	10,0	3,3	
На 2014 г.						
Кол-во скважин	103	52	53	21	10	239
% от фонда	43,1	21,8	22,1	8,8	4,2	
На 2015 г.						
Кол-во скважин	98	42	63	17	6	226
% от фонда	43,4	18,6	27,9	7,5	2,6	
На 2016 г.						
Кол-во скважин	96	37	54	10	7	204
% от фонда	47	18,2	26,5	4,9	3,4	

Из таблицы 3.3 видно, что из 36 скважин, работавших в 2014 г с газовыми факторами от 400 м³/т и выше, что составляет 17,6 % от эксплуатационного фонда, добыто 273750 т нефти, т.е. 34,8 % от объема добычи по всему месторождению за этот период. А 168 или 82,4 % от эксплуатационного фонда дали 65,2 % от общей добычи по месторождению. Поскольку подгазовая зона занимает значительную нефтенасыщенную площадь, соответственно, 40 % и 15 % по основным разрабатываемым пластам Ю₁³ и Ю₁⁴ и барьерный ряд, как показано ниже, не обеспечивает надежную изоляцию нефтяной и газовой частей залежи, то добыча нефти, естественно, будет сопровождаться большими объемами попутно добываемого свободного газа [6].

Наиболее интенсивно вырабатываемыми пластами, как уже отмечалось, являются основные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ в широкой нефтенасыщенной части Восточного и Западного куполов. Для удобства анализа текущего состояния по ним были выделены характерные участки разработки. Они различаются структурными особенностями, начальными балансовыми запасами нефти, степенью выработки запасов нефти, а также размерами водонефтяных и подгазовых зон. В таблице приведены основные технологические показатели разработки по выделенным участкам, представлена динамика основных технологических показателей по ним. Ниже приводится подробный анализ основных показателей разработки по выделенным участкам, а также анализ состояния реализации запроектированной системы разработки по ним.

Пласт Ю₁³

Участок I. Разрабатывается с 1990 г. Значительную площадь участка занимают подгазовая и водонефтяная зоны, соответственно, 28 и 39%. Осуществляется контурное (скв. 842) и барьерное заводнение (скв. 571; 604). Отобрано 15 % от начальных балансовых запасов нефти при текущей обводненности равной 1,6 %. По данным барьерный ряд создает надежную изоляцию газовой части от нефтяной. Из прилегающих к барьеру добывающих скважин, работающих на повышенных газовых факторах, в настоящий момент

продолжается выпуск отсеченного барьером газа. Наиболее падение давления в зоне отбора наблюдается в районе скв. 1110.

Участок Центральный. Разрабатывается с 1987 года. Участок имеет наибольшую чистонефтяную зону, подгазовая и водонефтяная зоны составляют, соответственно, 18 и 12 % от общей нефтенасыщенной площади. Балансовые запасы составляют 9997,1 тыс. т. Отобрано 906,2 тыс. т, т.е. 9,1 % от запасов нефти, при текущей обводненности 6,4 %. Осуществляется приконтурное, барьерное и очаговое заводнение. Запроектированная система площадного девятиточечного воздействия на пласт в настоящий момент не реализована. 48 скважин этого участка работают с повышенными газовыми факторами.

Выпуск газа подгазовой зоны в районе скв. 1191; 812; 1202.

Участок II. Представляем собой перемычку – переход от площади Западного к площади Восточного купола. Разрабатывается с 1985 года. Вмещает в себя значительную часть подгазовой зоны – 40 % от общей нефтенасыщенной площади и 27 % занимает водонефтяная зона. Балансовые запасы нефти составляют 7079,5 тыс. т или 15,6 % от активно вовлеченных в разработку запасов. Осуществляется очаговое заводнение. Из барьерных скважин работает только скв. 849. Добывающие скважины работают на повышенных газовых факторах в основном из-за прорывов свободного газа газовой шапки (скв. 863; 1224; 779; 780; 733) и выпуска газа подгазовой зоны в районе скв. 903; 1229; 892. Отобрано 567,7 тыс. т, т.е. 8 % от балансовых запасов нефти по участку при текущей обводненности – 3,2 %.

Участок III. Этот участок охватывает площадь Восточного купола. Разрабатывается с 1987 года. 46 % продуктивной площади занимает подгазовая зона. На неразбуренном восточном склоне расположены четыре чисто газовых купола. 26 % площади занимает водонефтяная зона. На склоне расположены четыре чисто газовых купола. 26 % площади занимает водонефтяная зона. Балансовые запасы нефти участка III составляют 28091 тыс. т, т.е. 62 % от активно вовлеченных в разработку запасов. Отобрано 815,5 тыс. т нефти или

2,9 % от балансовых запасов по участку при обводненности продукции – 4,2 %. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин на участке равно 1,8 : 1. Запроектированная система девятиточечного воздействия на пласт на участке в настоящее время не реализована. Осуществляется приконтурное, законтурное и очаговое заводнение с весьма хаотичным расположением очаговых нагнетательных скважин. Отсутствует нагнетательный барьерный ряд. Закачка в некоторые очаговые скважины участка не компенсируется отбором нефти из окружающих добывающих скважин, что может привести к преждевременному заводнению высокопроницаемых пропластков и, что более нежелательно, к вторжению нефти в газонасыщенные объемы и ее размазыванию. Это район скв. 484; 433; район скв. 510; 540; район скв. 663; 691; район скв. 759; 787; 807. По данным большая часть добывающих работают на повышенных газовых факторах на выпуск газа подгазовой зоны.

Пласт Ю₁⁴

Центральный участок. Выделен в центральной части пласта Ю₁⁴ он граничит с законтурной областью, с северо-востока к нему примыкает обширная газовая шапка (внешняя газовая шапка). Кроме того, внутри участка выделяется самостоятельная «внутренняя» газовая шапка с запасами 662, 229 млн.м³ газа. Балансовые запасы нефти участка составляют 8242 тыс. т. Площадь водонефтяной зоны – 37,7 %, подгазовой – 32,2 % от общей нефтенасыщенной зоны участка. Как эксплуатационный объект участок является одним из самых сложных для эффективной выработки запасов нефти.

Разрабатывается с 1984 года. Осуществляется барьерное, очаговое и приконтурное заводнение. Общее число скважин равно 66, в т.ч. 26 нагнетательных и 40 добывающих (в т.ч. четыре нагнетательные в отработке). К 1993 г по участку в простое находилось 12 скважин: 10 – из-за высокого газового фактора, две – по техническим причинам. Закачка начата в 1986 г в скважину барьерного ряда на границе с внешней газовой шапкой. Дальнейшее формирование барьерного ряда в этом районе не производилось. С 1987 г по 1992 г организовано барьерное заводнение во внутреннюю газовую шапку. Под

нагнетание были введены девять скважин: 679; 705; 727; 753; 1196; 1197; 1198; 777; 1181. Одновременный отбор газа через газовые скважины не производился. Массированное нагнетание в газонасыщенный объем привело к смещению газовой шапки, прорывам газа к нефтяным добывающим скважинам с последовавшей остановкой их работы из-за газового фактора. Анализ замеров пластовых давлений (данные за апрель 1993 г) по 24 скважинам, расположенных преимущественно в ЧНЗ и ВНЗ, показывает, что разработка участка ведется, как правило, при давлениях существенно ниже давления насыщения и сопровождается разгазированием нефти в пласте. Особенно высокие газовые факторы характерны для скважин ЧНЗ граничащих с широкими ГНЗ.

Восточный участок введен в разработку в 1988 году. Начальные балансовые запасы нефти составляют 2597 тыс. т или 11,7 % от активно вовлеченных в разработку. Водонефтяная зона занимает 28,8 % площади участка, в ней сосредоточено 444 тыс. т нефти.

За весь период эксплуатации на участке введены в действие 31 скважина, на 1.01.02 г работают 10 добывающих, пять нагнетательных в отработке и девять нагнетательных скважин. Закачка воды осуществляется с 1992 года в приконтурные скважины 540; 561; 594; 641; 646; 691, в законтурную скв. 510 и в две очаговые скважины 663; 1137. Ряд скважин (скв. 1103; 1120; 612; 641; 1170) работают с повышенным газовым фактором. В настоящий момент скв. 539; 1121; 591; 592; 644 и 662 находятся в консервации из-за высокого газового фактора. В отсутствии газовой шапки и подгазовой зоны прорывы газа в скважинах возможны по заколонному пространству из-за некачественного цементационного раствора с вышележащего Ю₁³, имеющего в этом районе обширную подгазовую зону.

На 1.01.09 г на участке добыто 213,6 тыс. т нефти и 2,484 тыс. т воды текущей обводненности продукции 2,7 %. Коэффициент нефтеизвлечения от начальных балансовых запасов составил 8,2 %. Среднесуточный дебит по жидкости равен 9 т/сут.

Участок I. Разрабатывается с 1988 года. 30 % продуктивного участка занимает подгазовая зона и 38 % – водонефтяная. Осуществляется законтурное и очаговое заводнение. Соотношение нагнетательных и добывающих скважин 1:1,5. Балансовые запасы нефти составляют 4374 тыс. т или 11,7 % от активного вовлеченных в разработку по пласту Ю₁⁴. Добыча нефти с участка составляет 501,5 тыс. т или 11,5 % от балансовых запасов нефти при текущей обводненности продукции скважин – 6,7 %. Практически все скважины (кроме скв. 749; 702) работают на повышенных газовых факторах.

Нагнетательные скважины 517; 571; 604 производят закачку у внутреннего контура газоносности. При ширине подгазовой зоны в этой части участка порядка 750 – 1100 м и в отсутствии добывающих скважин, дренирующих нефтенасыщенные интервалы ПЗ, можно предполагать вторжение нефти в объем газовой шапки. К таким же последствиям приводит и закачка в районе скв. 654; 1146; 655. Отсутствие отбора нефти между нагнетательными скв. 652 и 1145 делает нецелесообразным производимую в них закачку.

Участок II. Разрабатывается с 1990 года. Представляет собой водоплавающий участок, оконтуренный со всех сторон водонасыщенной зоной, расположен на юго-западе продуктивной площади месторождения. Водонефтяная зона занимает 95 % площади. Балансовые запасы составляют 1285,3 тыс. т или 5,7 % от активно вовлеченных в разработку запасов нефти по пласту Ю₁⁴. Отобрано 36,6 тыс. т или 2,8 % запасов по участку при обводненности 2,1 %. Залежь в этом районе работала на естественном режиме, в настоящий момент добыча практически прекращена. Сква. 812, совместная с пластом Ю₁³, работает с прорывами газа подгазовой зоны предположительно с вышележащего пласта Ю₁³.

Участок III. Разрабатывается с 1987 года. Выделен в юго-восточной части Западного купола, площадь ВНЗ составляет 75 % от общей площади участка. Балансовые запасы – 1251 тыс. т. Отобрано 254,5 тыс. т или 20,3 % от запасов нефти по участку при обводненности продукции 25,4 %.

Высокодебитные скважины работают при высоких газовых факторах (скв. 902; 855) и высокой обводненности продукции (скв. 902; 834; 898). Сква. 402; 855 остановлены в 1995 г. По-видимому, высокий газовый фактор по этим скважинам обусловлен прорывами из пласта Ю₁³, поскольку скважины проходят его газонасыщенные интервалы.

Участок IV. Разрабатывается с 1989 года. Выделен на восточном куполе. Водонефтяная зона занимает 33 % от общей площади, подгазовая – всего 3,3 %. Осуществляется внутриконтурное очаговое заводнение. Балансовые запасы нефти составляют 4498 тыс. т или 20,1 % от активно вовлеченных в разработку. Отобрано 144,7 тыс. т или 3,2 % от балансовых запасов нефти при обводненности продукции 3 %. Закачка в скважины 742; 1187 и 1189 не компенсируется отбором из окружающих добывающих скважин (последние находятся в консервации). Рекомендуется ограничить закачку в эти скважины для предотвращения внедрения нефти в законтурную область. Данные по газовому фактору скважины 790; 839 противоречивы: по одним данным (замеры на 1.01.09 г.) газовый фактор этих скважин равен, соответственно, 200 и 187 м³/т, по другим (данные ТомскНИПИнефть), соответственно, 448 и 498 м³/т.

4 ОСНОВЫ ПРОЦЕССА КОРРОЗИИ МЕТАЛЛОВ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Разрабатываемые из различных сплавов металла трубопроводы подвержены воздействию коррозии, которая доставляет колоссальные экономические потери во всем мире. Например, в США по последним данным NACE (доклад на 16–м Всемирном конгрессе по коррозии в Пекине в сентябре 2005 года) ущерб от коррозии и затраты на борьбу с ней составили 3,1 % от ВВП (276 млрд. долларов). В Германии этот ущерб составил 2,8 % от ВВП. По оценкам специалистов различных стран эти потери в промышленно развитых странах составляют от 2 до 4 % валового национального продукта. При этом потери металла, включающие массу вышедших из строя металлических конструкций, изделий, оборудования, составляют от 10 до 20 % годового производства стали. В Российской Федерации ежегодные потери металлов из-за их коррозии достигают 12 % общей массы имеющегося в стране металлофонда, что соответствует необратимой утрате более 10 % ежегодно производимого металла. Этот показатель в 2014 году составил в нашей стране примерно 10 млн. тонн стали (при годовом выпуске более 70 млн. тонн), что в денежном эквиваленте превышает почти астрономическую цифру – 4 млрд. долларов США [2]. От 40 до 50 % машин и агрегатов работает в крайне агрессивных средах, 30 % – в слабо агрессивных и лишь 10 % мало подвергаются негативному воздействию среды.

Помимо прямых потерь, которые обусловлены безвозвратной потерей металла, стоимостью на замену дефектных участков и механизмов, существуют и косвенные потери, связанные с долгосрочным простоем оборудования, существенные потери производственной мощности и технологических цепочек, расходы на ликвидацию последствий аварий.

Во многих отраслях промышленности технологический прогресс тормозится, во многом, из-за неразрешенности коррозионных проблем. Это приобретает высокую актуальность в промышленно развитых странах со

значительным металлофондом.

Защита трубопроводов от коррозии может быть осуществлена при своевременном обнаружении коррозионных разрушений, для которого необходим постоянный коррозионный мониторинг, определение величины коррозионной агрессивности и выбор рациональных и достаточных защитных мероприятий.

Разработка и практическое использование эффективных средств противокоррозионной защиты позволяет не только уменьшить потери металла и средств, но и снизить металлоемкость конструкций и сооружений, увеличить их грузоподъемность, уменьшить расход топлива – энергетических ресурсов при строительстве и эксплуатации, увеличить эксплуатационный период и в целом уменьшить себестоимость и повысить рентабельность объектов техники.

Достаточные в полной мере мероприятия по защите металлических трубопроводов и коммуникаций не только существенно сократят случаи отказа оборудования и порывы трубопроводов, но и, возможно, вовсе исключат их.

4.1 Коррозия металлов

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

Коррозия металла труб происходит как снаружи, под воздействием почвенного электролита – в почве всегда присутствует влага и растворенные в ней соли, так и внутри, вследствие примесей влаги, сероводорода и солей присутствующих в транспортируемом продукте. При подземной прокладке трубопроводов, они подвергаются почвенной поверхностной коррозии. Это происходит вследствие содержания в грунтах солей, кислот, щелочей, различных включений в виде органических веществ. Они вредно воздействуют на стенки стальных трубопроводов, приводят к появлению сквозных повреждений. Такие разрушения происходят особенно часто при прокладке

трубопроводов без достаточной защиты от коррозии.

При химическом воздействии среды возникает химическая коррозия как результат непосредственной реакции металлов с не электролитами (например, разрушение внутренних поверхностей трубопроводов и резервуаров, контактирующих с сернистой нефтью и нефтепродуктами, разрушение лопаток газовых турбин, контактирующих с горячими топливными газами, содержащими сероводород и углекислый газы). При электрохимическом воздействии среды возникает электрохимическая коррозия. Для ее протекания в коррозионной среде необходимо наличие растворов электролитов. На поверхности металла одновременно протекают окислительный (растворение металла) и восстановительный (электрохимическое восстановление компонентов среды) электрохимические процессы, которые сопровождаются прохождением электрического тока.

На промышленных трубопроводах, трубопроводах компрессорных и насосных станций, обсадных трубах газовых скважин и станций подземного хранения газа, подземных металлических емкостях и резервуарах наиболее часто встречается электрохимическая коррозия, которая может быть атмосферной (в среде влажного воздуха), морской (в морской воде и атмосфере), почвенной, грунтовой или подземной (в почвенных электролитах). Возможна также электрокоррозия (под воздействием блуждающих токов).

В зависимости от процесса протекания реакции коррозия бывает двух видов – химическая и электрохимическая.

Химическая коррозия – разрушение металла в газообразных агрессивных средах:

- газовая коррозия;
- коррозия в не электролитах.

Электрохимическая коррозия – возникает при взаимодействии металла с окружающей средой и сопровождается образованием электрического тока:

- атмосферная – воздействие серы, углерода, хлора;
- морская – воздействие соленой морской воды;

- почвенная – под действием почвенного электролита;
- электрокоррозия – под действием блуждающих токов;
- биокоррозия – коррозия вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов;
- контактная коррозия – вызванная контактом двух металлов с различной электроотрицательностью.

По степени воздействия и глубине повреждений различают:

- сплошную коррозию, которая разделяется на:
 - 1) равномерную – протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла;
 - 2) неравномерную – на различных участках поверхности металла с неодинаковой скоростью.
- местную – поражения локализуются на отдельные участки:
 - 1) пятнами – диаметр коррозионных поражений большой глубины;
 - 2) язвами – диаметр повреждения примерно равен его глубине;
 - 3) точечно – диаметр повреждения примерно равен 0,1 – 0,2 мм;
 - 4) подповерхностно – распространяется под поверхностью металла, вызывая его вспучивание и расслоение;
 - 5) структурно-избирательно – разрушаются отдельные компоненты сплава;
 - 6) сквозное – разрушение металлического изделия насквозь;
 - 7) по границам кристаллов – разрушение сосредоточено по границам зерен металла или сплава;
 - 8) коррозия растрескивания – протекает при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих остаточных или приложенных механических напряжениях;
 - 9) нитевидно – проявляется под неметаллическими покрытиями и виде нитей;
 - 10) ножевая – имеет вид надреза ножом вдоль сварного соединения в сильно агрессивных средах [7].

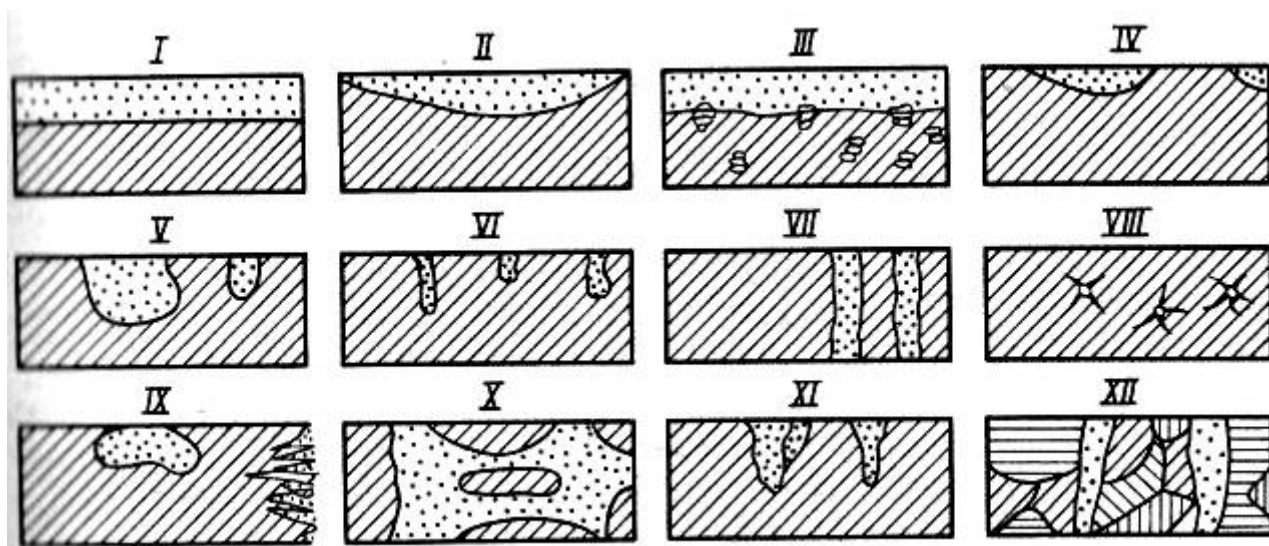


Рисунок 4.1 – Характер коррозионных разрушений

I – равномерное, II — неравномерное, III — структурно-избирательное, IV — пятна, V — язвы, VI — точками или питтингами, VII — сквозное, VIII — нитевидное, IX — подповерхностное, X — межкристаллитное, XI — ножевое, XII — растрескивание.

Почвы представляют собой капиллярно–пористую среду с явно выраженной структурной неоднородностью. Состоит почва из твердой, жидкой и газообразной фаз.

Свойства почвенного электролита изменяются в широких пределах в зависимости от многих факторов: физико–химического состава, водовоздушного режима, структуры и степени уплотнения.

Коррозионная активность почв характеризует скорость коррозии металла в почве и зависит от электрической проводимости, влажности, воздухопроницаемости, кислотности, щелочности, солевого состава, температуры.

Электрическая проводимость почв играет существенную роль в коррозионных процессах. У большинства почв их коррозионная активность возрастает с увеличением электрической проводимости. Электропроводность почвы, показанная в таблице 4.1, характеризуется ее удельным электрическим сопротивлением ρ : чем ниже ρ , тем выше ее коррозионная активность.

Таблица 4.1 – Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали в зависимости от их удельного электрического сопротивления ρ

ρ , Ом · м	Коррозионная активность
Более 50	Низкая
от 20 до 50	Средняя
Менее 20	Высокая

Однако опасность коррозии подземного трубопровода зависит не только от электрической проводимости почвы на отдельном участке, но и от чередования почв с различной электрической проводимостью вдоль всего трубопровода.

Коррозионная активность почвы с увеличением влажности повышается, достигает максимума, после чего падает вследствие затрудненного доступа кислорода. Воздухопроницаемость почвы связана с ее влажностью, так как при уменьшении влажности некоторых почв освобождающееся пространство заполняется воздухом.

Механизм почвенной коррозии.

На поверхности подземного металлического трубопровода, находящегося в контакте с почвенным электролитом, возникают коррозионные микро – и макроэлементы. Коррозионные микроэлементы появляются за счет неоднородности микроструктуры поверхности стального трубопровода: наличия микрочастиц различных металлов в сплаве (Fe, C, Mn, P, S и др.), микровключений окислов окалины, неметаллических микровключений (частиц пыли, нарушений микроструктуры поверхности трубопровода), микроструктурной физико–химической неоднородности состава грунта (наличия микровключений различных плотностей, химического состава, концентрации).

При работе коррозионного микроэлемента на электродах происходят различные реакции:

- на аноде протекает переход ионов металла в раствор и их гидратация:

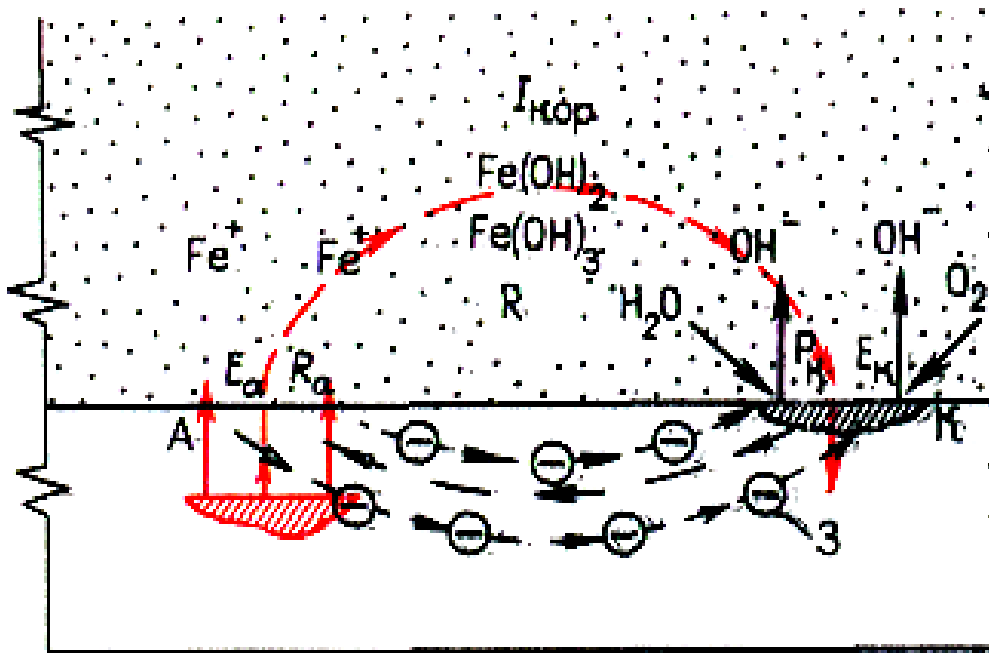


Рисунок 4.2 - Упрощенная модель коррозионного элемента

1 – почвенный электролит; 2 – стенка газопровода; 3 – электрон.

Пунктиром на рисунке показано направление тока коррозии.

4.2 Способы защиты от коррозии

Подземная коррозия металлических трубопроводов приводит к значительным экономическим потерям. Она является причиной аварийных остановок и ремонтов, связанных с заваркой каверн, наваркой заплат, врезкой катушек, заменой участков трубопроводов и поврежденных коррозией конструкций, потерь транспортируемого продукта, загрязнения окружающей среды, простоев оборудования потребителей газа. Для предотвращения этого необходимо применять научно обоснованные и практически оправданные методы защиты от коррозии.

Как следует из формулы
$$I = \frac{\Delta E}{R + P}, \quad (1)$$

Ток коррозии $I = 0$, если сопротивление коррозионной цепи $R + P = \infty$ или разность потенциалов между катодным и анодным участками $\Delta E = 0$.

Для увеличения сопротивления току коррозии применяют диэлектрические изоляционные покрытия, создающие барьер между поверхностью трубопровода и почвенным электролитом. Такая защита называется *пассивной*.

Уравнивание потенциалов катодных и анодных участков достигается при наложении на трубопровод токов электрохимической защиты. Такая защита называется *активной*.

Эти мероприятия осуществляют комплексно.

При электрохимической защите подземных трубопроводов требуется выполнять ряд измерений:

- разность потенциалов труба – земля;
- значение поляризационного потенциала;
- величину коррозионной активности грунта;
- состояние изоляционного покрытия.

Это необходимо для оценки остаточного эксплуатационного ресурса трубопроводов, их защищенности и состояния средств ЭХЗ.

4.2.1 Пассивные способы защиты трубопроводов от коррозии

В настоящее время идет активная разработка и внедрение трубопроводов из полимерных материалов, не подвергающихся коррозионному воздействию окружающей среды. Но слабая устойчивость к значительным нагрузкам и перепаду температур, делает их менее функциональными на практике по сравнению с металлическими трубопроводами, которые во многих районах были введены в эксплуатацию еще в «Советские времена».

Для ограничения поверхности газопровода от почвенного электролита и создания разрыва электрической цепи микро – и макрокоррозионных элементов поверхность трубопровода покрывается изоляционным слоем, который обладает диэлектрическими свойствами. Данные изоляционные

покрытия должны соответствовать ряду требований и характеристикам, отвечающим условиям работы защищаемого ими сооружения.

Непрерывность (сплошность) изоляционного покрытия должно предохранять подземные газопроводы от образования элементов коррозии.

Водонепроницаемость покрытия имеет не менее важное значение, ведь в ином случае электролит, насыщая поры покрытия, будет входить в контакт с поверхностью металла газопровода и приведет к его коррозии.

Прилипаемость (адгезия) к металлу изоляционного покрытия – один из основных показателей. Потеря адгезии уменьшает сопротивляемость покрытия механическим воздействиям и способствует проникновению под него электролита.

Растяжимость (дуктильность) охарактеризовывает пластические свойства изоляционных покрытий, а глубина проникновения иглы (пенетрация) – его механические свойства, которые должны быть достаточными для проведения изоляционно – укладочных работ.

Химическая стойкость изоляционного покрытия должна обеспечивать необходимую защиту трубопровода от наиболее агрессивных почвенных электролитов.

Химическая нейтральность покрытий в отношении к стальной поверхности трубопровода нужна предотвращения химических реакций, направленных на коррозионность труб.

Изоляционные покрытия обязаны обладать, помимо всего, электрохимической нейтральностью, диэлектрическими свойствами, возможностью механизации в процессе нанесения их на поверхность защищаемого сооружения [8].

4.2.2 Активные способы защиты от коррозии

Электрохимическая защита.

Несмотря даже на выполненное тщательным образом изоляционное покрытие, в процессе эксплуатации оно подвергается старению и теряет диэлектрические свойства и свою водостойчивость. Выявляются повреждения изоляции и при температурных перемещениях трубопровода, повреждения корнями растений. Также в покрытиях остаются не замеченные при проверке дефекты, а, значит, изоляционные покрытия не могут гарантировать необходимую защиту от коррозии. Эффективная в полной мере защита может быть обеспечена только при комбинированном способе – нанесении изоляционных покрытий и применении электрохимической защиты.

При катодной защите (рисунок 6) к защищаемому трубопроводу 1 подключают отрицательный полюс источника постоянного тока 5. Положительный же полюс данного источника тока подводят к анодному заземлителю 2. Включение источника тока создает электрическую цепь: плюсовая клемма источника тока – анодное заземление – почвенный электролит – трубопровод – минусовая клемма источника тока. Там, где участки трубопровода в местах повреждения изоляции оголены происходит процесс катодной поляризации [9].

Станция катодной защиты (СКЗ) представляет собой комплекс сооружений, который предназначен для одноименной поляризации трубопровода внешним током. В ее состав входят:

- источник постоянного (выпрямленного) тока;
- анодное заземление;
- катодный вывод газопровода;
- соединительные электролинии (провода, кабели, шины);
- защитное заземление.

Составная часть электрической цепи СКЗ – защищаемый газопровод и объем грунта, который замыкает анодный и катодный участок электрохимической системы.

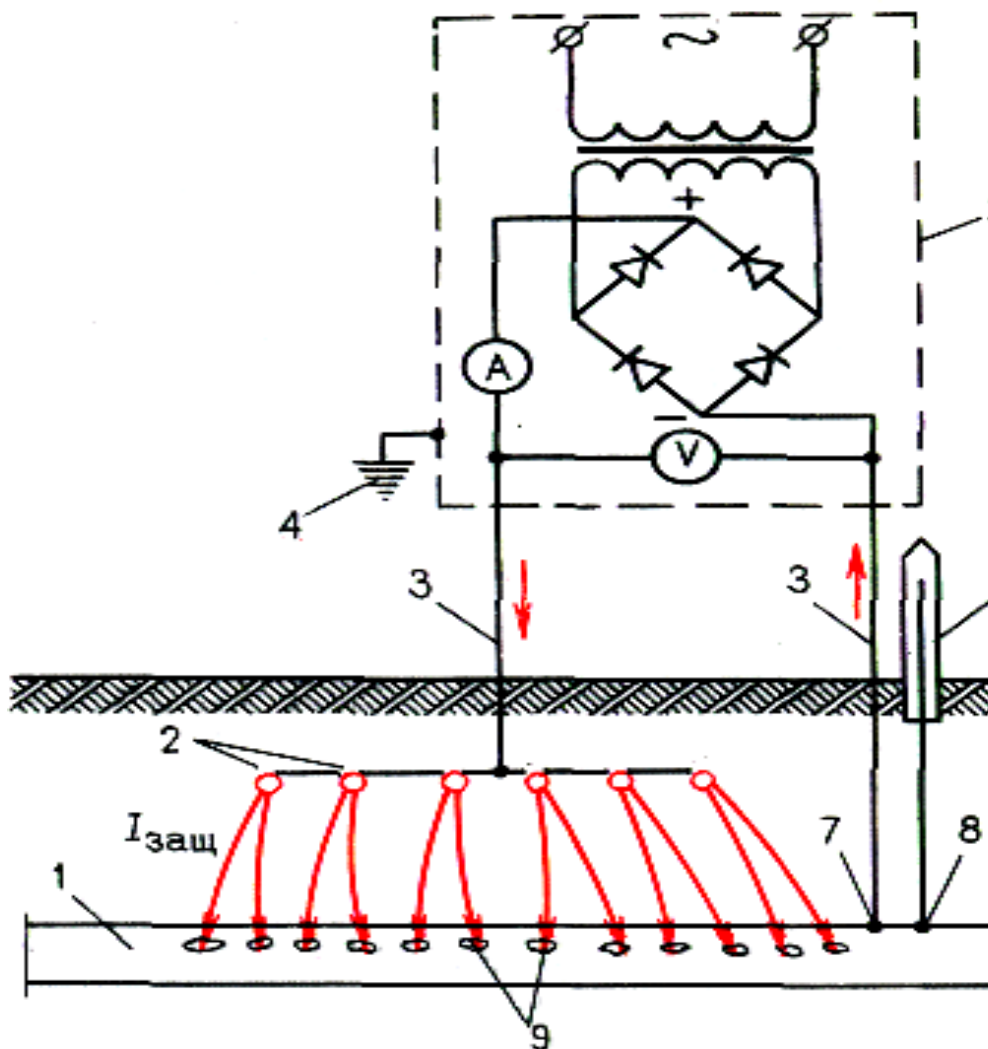


Рисунок 4.3 – Принципиально – конструктивная схема катодной защиты

1 – газопровод; 2 – анодное заземление; 3 – соединительная электролиния постоянного (выпрямленного) тока; 4 – защитное заземление; 5 – источник постоянного (выпрямленного) тока; 6 – катодный вывод; 7 – точка дренажа; 8 – точка подключения катодного вывода; 9 – повреждения изоляции газопровода; $I_{заш}$ – ток катодной защиты.

Анодные заземлители (один из важнейших элементов СКЗ) предназначены для создания электрического низкоомного контакта положительного полюса источника тока СКЗ и грунта при наложении на трубопровод внешнего тока.

Анодные заземления классифицируют следующим образом:

- по материалу рабочих электродов: металлические (стальные, чугунные и железокремнистые) и неметаллические (графитированные, графитопластовые, угольные);
- по форме профиля электродов: трубчатые, уголковые, рельсовые, прутковые, стержневые; по характеру работы – голые, установленные непосредственно в грунт и с засыпкой (коксовой, угольной, графитной, комбинированной);
- по технологии заготовки: упакованные и неупакованные; по расположению рабочих электродов: вертикальные, горизонтальные, комбинированные;
- по конфигурации заземления: однорядные, двухрядные, сложной конфигурации;
- по глубине установки: глубинные, поверхностные; в зависимости от расстояния заземления до газопровода: удаленные и приближенные;
- в зависимости от размещения по длине газопровода: точечные, сосредоточенные и распределенные;
- по расположению относительно точки дренажа СКЗ: противоположащие и выносные.

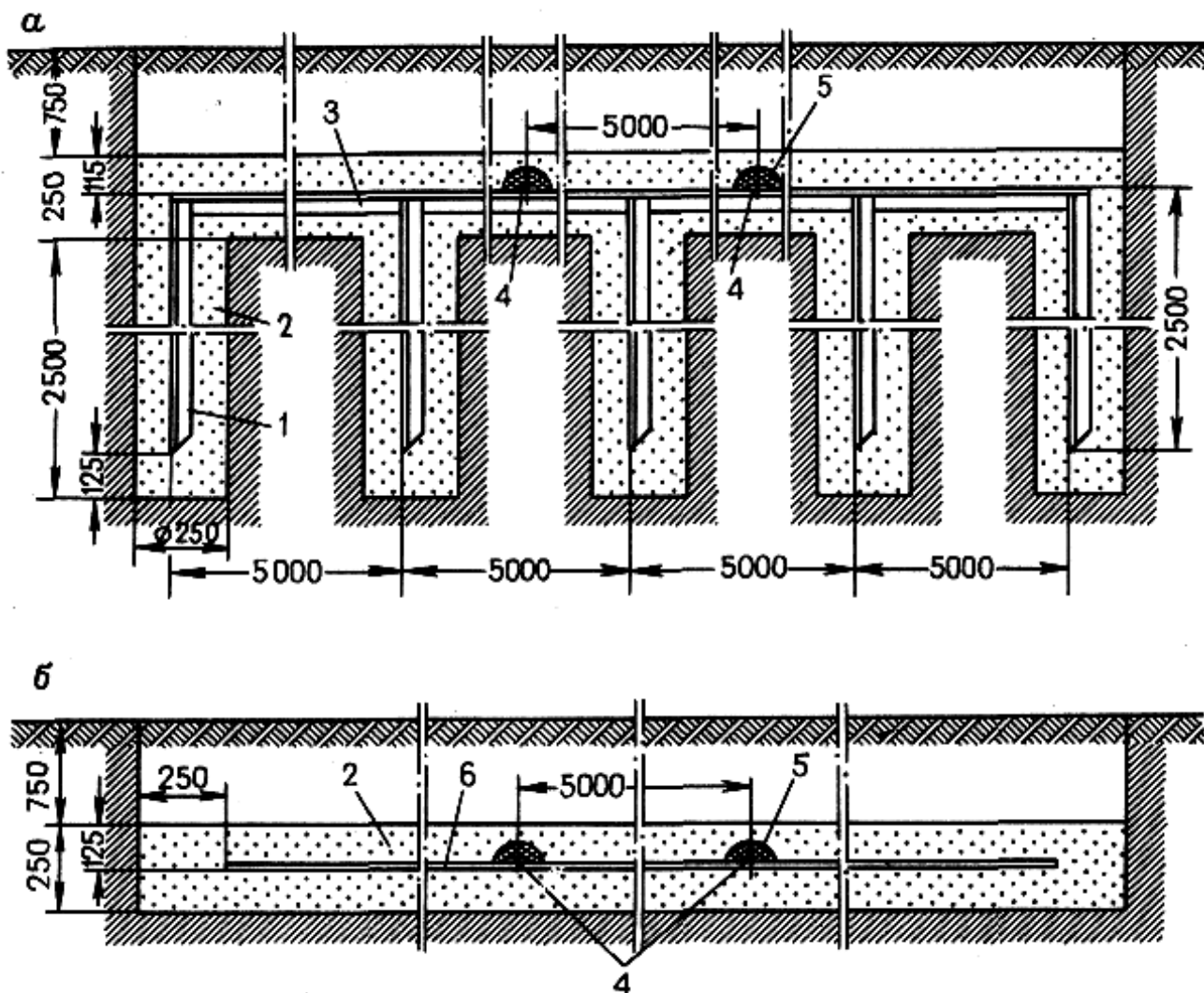


Рисунок 4.4 – Установка анодных заземлений с применением коксовой мелочи:

а – комбинированное заземление с вертикальными электродами и горизонтальной шиной из уголковой стали; б – горизонтальное заземление из полосовой стали; 1 – вертикальный электрод из уголковой стали; 2 – коксовая мелочь; 3 – горизонтальная соединительная шина из уголковой стали; 4 – шины анодного провода СКЗ; 5 – изоляция шин; 6 – полосовая сталь.

Установленные в грунт стальные электроды анодного заземления, растворяются за счет протекания в них анодных процессов (переход ионов металла в почву). При больших значениях тока этот процесс происходит очень активно и приводит к быстрому растворению анода. Для того, чтобы продлить срок службы анодного заземлителя, в месте установки стальных электродов засыпают коксовую, каменноугольную мелочь или графитовую крошку как показано на рисунке 4.4. При этом появляется наряду с ионной и электронная проводимость на границе «стальное заземление – наполнитель», весь

электрический ток стекает в грунт, тем самым уменьшая растворимость металла анодного заземлителя.

Протекторная защита трубопроводов.

Данный тип защиты применяется, в основном, как резервная, еще до ввода в эксплуатацию станций катодной защиты, а так же для защиты емкостей и патронов. Протекторная защита также может иметь название – гальваническая, так как образуется гальваническая пара: катод-труба, анод-протектор.

При защите протектором компенсационные токи создаются за счет более активного электрохимического растворения протектора по сравнению со скоростью растворения металла защищаемого сооружения.

Монтаж протекторной защиты производится следующим образом (рисунок 4.5): к стальному газопроводу 1 подключают металлический протектор 4, в результате чего образуется гальванический элемент «труба – протектор», в котором газопровод является катодом, протектор – анодом, а почва – электролитом. Происходит защита катода (труба) за счет активного разрушения анода (протектор).

Протекторные установки для промышленных трубопроводов применяют для защиты удаленных от электроснабжения участков от почвенной коррозии, где, с точки зрения экономической эффективности, нецелесообразно применение катодной защиты от других источников; на участках, защищаемых СКЗ, которые не имеют полной защиты; для коррозионной защиты патронов трубопровода на переходах через железные и шоссейные дороги.

Протекторы устанавливают и на изолирующих фланцевых соединениях для снятия «анодных зон»; при совместной защите подземных сооружений – на электрических перемычках для ликвидации электрохимического взаимодействия между ними; для защиты подземных металлических емкостей, а также в случаях, определяемых непосредственно электрическими измерениями коррозионного состояния трубопроводов.

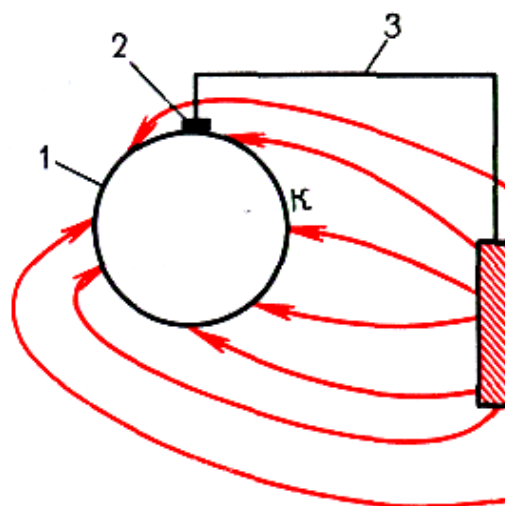


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема протекторной защиты

1 – газопровод; 2 – точка дренажа; 3 – изолированный соединительный провод; 4 – протектор; А – анод; К – катод.

В качестве анодных заземлителей могут быть использованы все металлы, находящиеся в ряду выше железа и, имеющие более отрицательный потенциал. В основе – магний, алюминий, цинк и их сплавы, а в ограниченных количествах – кальций, марганец и цирконий, которые вводятся в состав протекторных сплавов.

Электродренажная защита.

Принцип действия электродренажной защиты заключается в отводе блуждающих токов с поверхности трубопровода в рельсовую часть цепи или на сборную шину отсасывающих кабелей тяговой подстанции железной дороги как показано на рисунке 4.6. К трубопроводу 1 подключают дренажное устройство 5 в точке дренажа 4 при помощи дренажного кабеля 8, который также подключают к рельсовой сети электрифицированного транспорта (или на сборную шину отсасывающих кабелей ТП).

Дренажная защита магистрального газопровода на устойчивых анодных участках действует непрерывно, на знакопеременных – периодически, при появлении на газопроводе положительных потенциалов [8].

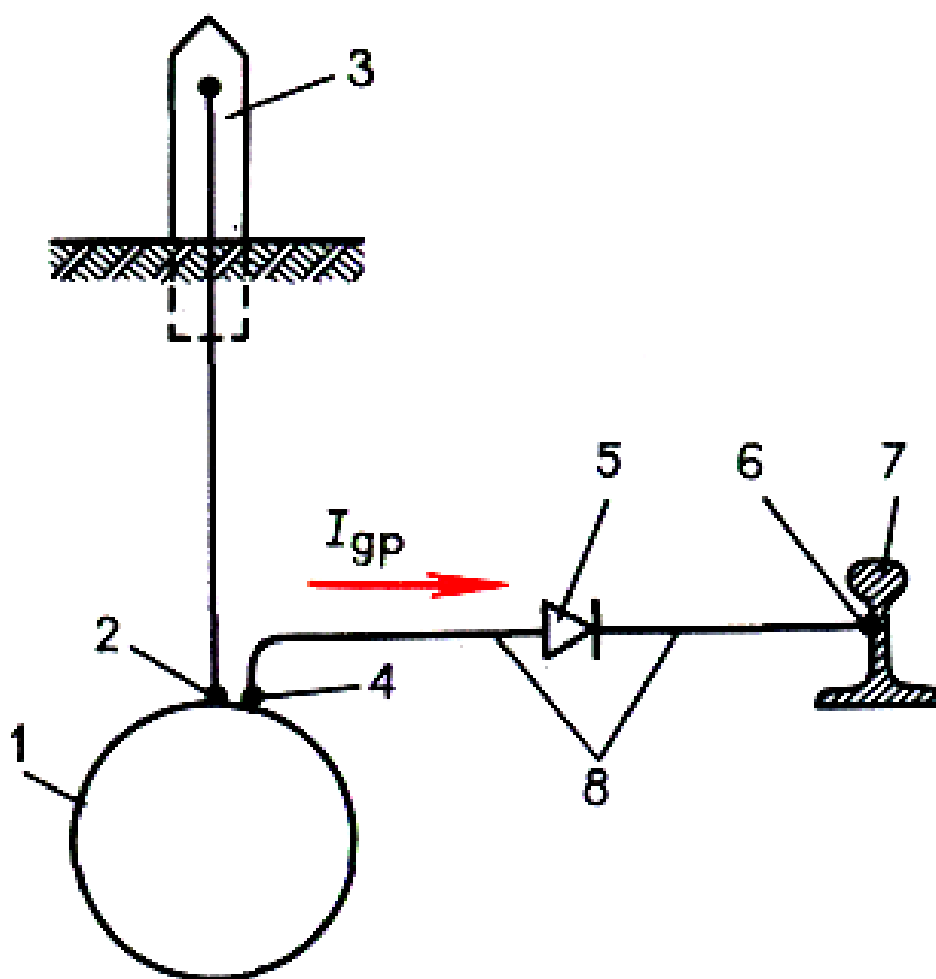


Рисунок 4.6 – Принципиальная схема электродренажной защиты
 1 – газопровод; 2 – контакт катодного вывода; 3 – катодный вывод; 4 – точка дренажа на газопроводе; 5 – поляризованная электродренажная установка; 6 – контактное устройство с рельсовой сетью; 7 – рельсовая сеть; 8 – дренажный кабель.

4.3 Ингибиторная защита

На сегодняшний момент большая часть нефтегазовых месторождений находится в поздней стадии разработки, когда добыча снижается, а обводненность нефти резко возрастает, что значительно усложняет процесс извлечения, сбора и подготовки нефти из-за образования стойких нефтяных

эмульсий, неорганических солей, наличием механических примесей, а также коррозионным разрушением оборудования и нефтепроводов.

Коррозионной активностью добываемой совместно с нефтью воды на данном этапе – серьезная проблема. И именно здесь необходима технология ингибиторной защиты.

Ингибиторы коррозии предназначены для снижения агрессивности газовых и электролитических сред, а также предотвращения активного контакта металлической поверхности с окружающей средой путем введения ингибитора в коррозионную среду, а в следствии и резкое уменьшение сольватационной активности ее ионов, атомов и молекул. Вместе с тем падает и их способность к ассимиляции электронов, покидающих поверхность металла в ходе его поляризации. На металле образуется моно – или полиатомная адсорбционная пленка. Она ограничивает площадь контакта поверхности с коррозионной средой, создавая надежный барьер, препятствующий процессу саморастворения. Очень важно, чтобы ингибитор был хорошо растворим в коррозионной среде и обладал высокой адсорбционной способностью [10].

По механизму действия ингибиторы делятся на следующие типы:

- адсорбционные;
- пассивационные.

Ингибиторы – пассиваторы формируют на поверхности металла защитную пленку и способствуют переходу металла в пассивное состояние. Широкое применение пассиваторы нашли в борьбе с коррозией в нейтральных или близких к ним средах. Здесь коррозия протекает в основном с кислородной деполяризацией. Механизм действия данных ингибиторов различен и определяется их строением и химическим составом.

Различают несколько видов пассивирующих ингибиторов, например, неорганические вещества с окислительными свойствами (нитриты, молибдаты, хроматы). Последние способны создавать защитные оксидные пленки на поверхности корродирующего металла. При этом идет смещение потенциала в положительную сторону до величины, при которой происходит выделение

кислорода из молекул воды или ионов гидроксидов. На металле хемосорбируются образующиеся атомы кислорода и блокируют наиболее активные центры поверхности металла, создавая добавочный скачок потенциала, который замедляет растворение металла. Образовавшийся хемосорбционный слой, близок по составу к поверхностному оксиду.

Значительную часть составляют пассиваторы, которые образуют с ионами подверженного коррозии металла труднорастворимые соединения. Осадок соли, формирующийся при этом, достаточно плотный и хорошо сцеплен с поверхностью металла, что и не дает контактировать с агрессивной средой. К таким ингибиторам относятся полифосфаты, силикаты, карбонаты щелочных металлов [9].

Отдельная группа – органические соединения, не являющиеся окислителями, но способствующие адсорбции растворенного кислорода. Это приводит к пассивации. К их числу для относительно нейтральных сред можно отнести бензонат натрия, натриевая соль коричной кислоты. Частицы адсорбционных ингибиторов, в зависимости от строения ингибитора и состава среды, могут быть в виде катионов, анионов и нейтральных молекул. Они закрепляются на поверхности металла, электростатически или химически взаимодействуя с ней (физическая адсорбция или хемосорбция соответственно), что приводит к торможению коррозионного процесса.

Эффективность ингибирующего действия большинства органических соединений зависит от их адсорбционной способности при контакте с поверхностью металла. В основном, эта способность достаточно велика из-за наличия в молекулах атомов или функциональных групп, которые обеспечивают активное взаимодействие ингибитора с металлом. К таким активными группами можно отнести азот -, серо -, кислород - и фосфорсодержащие элементы, которые накапливаются на металле благодаря донорно – акцепторным и водородным связям. Самыми распространенными являются ингибиторы на основе азотсодержащих соединений. Защитный эффект проявляют алифатические амины и их соли, аминспирты,

аминокислоты, азометины, анилины, гидразиды, имиды, акрилонитрилы, имины, азотсодержащие пятичленные (бензимидазолы, имидазолины, бензотриазолы и т.д.) и шестичленные (пиридины, хинолины, пиперидины и т.д.) гетероциклы. Нашли также и применение пираны, пирины, диоксаны, фенолы, циклические и линейные эфиры, эфиры аллиловых спиртов, бензальдегиды и бензойные кислоты, димочевины, спирты, фураны, диоксоланы, ацетали, диоксоцикланы и др.

Но не всегда, к сожалению, используемые реагенты достаточно высокий защитный эффект. На разных участках даже в условиях одного месторождения этот показатель может значительно различаться. Связано это может быть с растворимостью (диспергируемостью) ингибитора в пластовых флюидах, низкой степенью его совместимости с пластовыми водами, неправильным подбором реагента для конкретных условий. На практике эту проблему можно решить, увеличивая дозировку реагента, хотя это тоже не всегда дает нужный эффект.

4.4 Критерии защиты

Показателями защищенности подземных трубопроводов являются величины защитного потенциала и плотности тока.

Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (насколько это возможно) значение [11].

Величина защитного потенциала.

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602–89 электрохимическая защита стальных трубопроводов методом катодной поляризации должна осуществляться таким образом, чтобы среднее значение защитных потенциалов не выходило за рамки минимально и максимально допустимых значений, которые для стальных сооружений эксплуатирующихся в условиях не повышенных температур, равны соответственно минус 0,85 до минус 1,15 В по

сравнению с медносульфатным электродом сравнения, без омической составляющей. И от минус 0,9 до:

- с битумной изоляцией минус 2,5 В с омической составляющей;
- с полимерной изоляцией минус 3,5 В с омической составляющей.

Для контроля защищенности трубопроводов должны устанавливаться стационарные контрольно – измерительные пункты (КИП), оборудованные для измерения потенциалов трубопровода.

Плотность защитного тока.

Плотность тока, обеспечивающая полную катодную защиту, называется защитным током [12].

Плотность защитного тока зависит от состояния изоляционного покрытия и удельного сопротивления грунта. Чем хуже качество покрытия, тем меньше его сопротивление, тем большее значение должна иметь плотность защитного тока.

Контроль качества защитного покрытия должен осуществляться в заводских, базовых условиях, в ходе строительства, а так же при эксплуатации сооружений.

Основными контролируемыми параметрами защитных покрытий являются: толщина, адгезия, сплошность и переходное сопротивление. Контроль производится несколькими методами:

- метод неразрушающего контроля;
- метод разрушающего контроля [13].

Соотношение качества изоляционного покрытия с требуемой плотностью защитного тока отражены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Соотношение основных параметров

Качество изоляции	Характер повреждений	Сопротивление изоляции, Ом*м	Минимальная плотность тока, мА/м ² , при соответствующем удельном сопротивлении грунта		
			20 Ом*м ²	50 Ом*м ²	100 Ом*м ²
Отличное	Нет	10000 и более	0,2	0,08	0,04
Хорошее	Самые мелкие, в единичном количестве	10000–2500	0,2–0,5	0,08–0,20	0,04–0,10
Удовлетворительное	Мелкие в небольшом количестве	2500–500	0,5–1	0,2–0,5	0,1–0,25
Плохое	Заметные, значительные площади	500–50	1–2	0,5–1	0,25–0,5
Очень плохое	Покрытие сильно разрушено	50–5	2	1	0,5
Практически отсутствует	Наличие заземляющего контакта	<5	–	–	–

4.5 Измерения величины защитного потенциала

Величину защитных потенциалов измеряют при помощи высокоомных показывающих приборов типа «ЛКО», «ОРИОН ИП-01», ИПП-1 «Менделеевец» по схеме на рисунке 4.7.

Положительную схему прибора присоединяют к катодному выводу трубопровода, а отрицательную – к электроду сравнения .

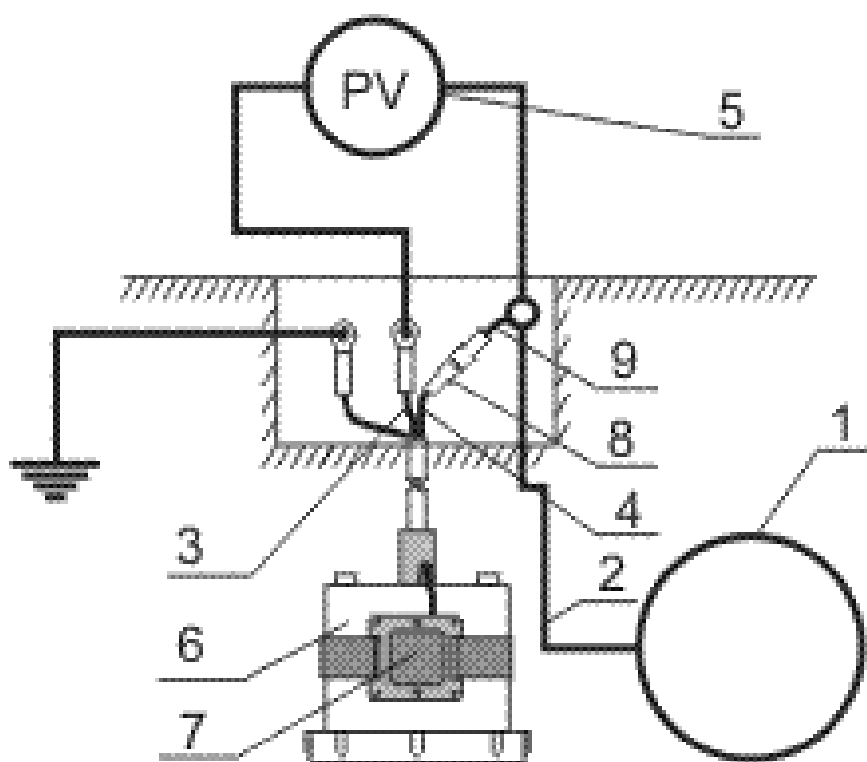


Рисунок 4.7 – Схема измерения потенциалов (суммарного и поляризационного)

1 – трубопровод; 2 - проводник от трубопровода; 3 - проводник от электрода; 4 – проводник от датчика потенциала; 5 – вольтметр; 6 – электрод; 7 – датчик потенциала; 8 – разъем; 9 - провод контактный.

На практике электрод сравнения несколько удален от поверхности металла и значение потенциала может быть определено со значительной ошибкой, причиной которой является омическое падение потенциала в слое продуктов коррозии и изоляции на поверхности металла и в разделяющем металл и электрод грунте. Измеряемый потенциал превышает истинный на величину омического падения потенциала. В связи с этим, для контроля за коррозионным состоянием трубопроводов вводят понятия суммарного и поляризационного потенциала.

Суммарный потенциал – потенциал трубопровода без учета омического падения.

Поляризационный потенциал – истинный потенциал трубопровода, учитывающий величину омического падения.

Медносulfатный электрод сравнения неполяризующийся – ЭНЕС.

Предназначен ЭНЕС для создания электролитического контакта с грунтом в схемах при определении эффективности противокоррозионной защиты подземных металлических сооружений и автоматического поддержания заданной разности потенциалов [13].

Конструктивно электрод сравнения выполняется в пластмассовом корпусе и ионообменной мембраной обеспечивающей электролитический контакт, и защищенной пластмассовой сеткой. Электрод сравнения заправлен электролитом.

Электрод сравнения (рисунок 4.8) состоит из пластмассового корпуса 3, заполненного электролитом 4, медного стержня 5, соединенного проводником с наконечником 2, ионообменной мембраны 6, датчика потенциала 10, соединенного проводником с наконечником 1. Наконечник 2 имеет вид вилки, а наконечник 1 выполнен в виде гнезда от разъемного контакта.

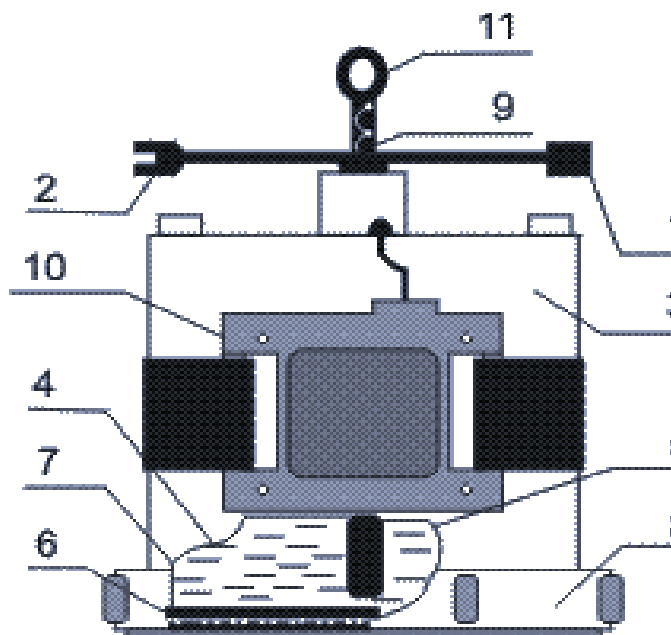


Рисунок 4.8 – Электрод сравнения неполяризующийся ЭНЕС-1, ЭНЕС-1МС-2

1 - наконечник от датчика; 2 - наконечник от электрода; 3 - корпус электрода; 4 – электролит; 5 – стержень; 6 - мембрана ионообменная; 7 - прокладка резиновая; 8 – гайка; 9 - соединительные проводники; 10 - датчик потенциала; 11 - наконечник от экранирующей оплетки.

Назначение ЭНЕСа:

- измерение величины разности защитного потенциала при определении эффективности противокоррозионной защиты подземных металлических сооружений путем создания электрического контакта с грунтом с помощью ионообменной мембраны;
- обеспечение работы выпрямителей катодной защиты в автоматическом режиме поддержания защитного потенциала, в том числе системами телеметрии;
- измерение величины поляризационного потенциала защищенного сооружения при измерении переносными приборами.

Применение.

Приборы устанавливаются стационарно в грунт на глубину от 0,8 до 3 м (в зависимости от глубины промерзания грунта), с выводом проводников в контрольно-измерительный пункт, а так же могут быть использованы в качестве переносных.

Электроды ЭНЕС обеспечивают надежную и устойчивую работу в диапазоне температур от минус 40 °С до плюс 45 °С и относительной влажности до 100 % при верхнем значении температуры плюс 35 °С после воздействия механических и климатических факторов при транспортировании и хранении в заводской упаковке соответственно: по ГОСТ 23216–78 и ГОСТ 15150–69, в том числе на открытых площадках в интервале температур плюс/минус 50 °С [13]. Основные параметры медносульфатного электрода сравнения указаны в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Основные технические характеристики ЭНЕС–1,2

1. Длина проводников, мм, не менее	2000
2. Масса электродов полная, кг	0,65+ 0,05
3. Вероятность безотказной работы Р в течение 50000 ч, н.м.	0,9
4. Срок сохраняемости до ввода в эксплуатацию, лет	3
5. Срок службы электрода, не менее ...лет	12

4.6 Защищенность трубопровода

Защищенность трубопроводов оценивают по протяженности и по времени, а так же интегрально по произведению защищенности по протяженности на защищенность по времени.

$$Z_{\text{тр}}=Z_{\text{пр}}*Z_{\text{вр}} \quad (1)$$

Защищенность по протяженности определяют как отношение длины участков, имеющих защитные потенциалы не менее требуемых значений, к общей длине данного трубопровода.

$$Z_{\text{пр}}=L_{\text{тр}}/L_{\text{общ}} \quad (2)$$

Защищенность по времени определяют, как отношение суммарного времени нормальной работы в установленном режиме всех средств защиты за отчетный период к длительности отчетного периода, умноженного на количество средств защиты

$$Z_{\text{вр}}=(T_{\text{н.р.}}/T)*N_{\text{сз}} \quad (3)$$

4.7 Изолирующие Фланцевые соединения

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС) представляют собой прочноплотное соединение двух участков трубопровода, которое по средствам изолирующей прокладки и втулок препятствует прохождению электрического тока вдоль трубопровода.

ИФС применяют для:

- электрического разъединения трубопроводов;
- увеличения продольного омического сопротивления;
- электрического разъединения изолированного трубопровода от не изолированных стальных сооружений.

ИФС не являются самостоятельными средствами защиты подземных трубопроводов, их следует применять совместно с устройствами ЭХЗ в целях повышения их эффективности.

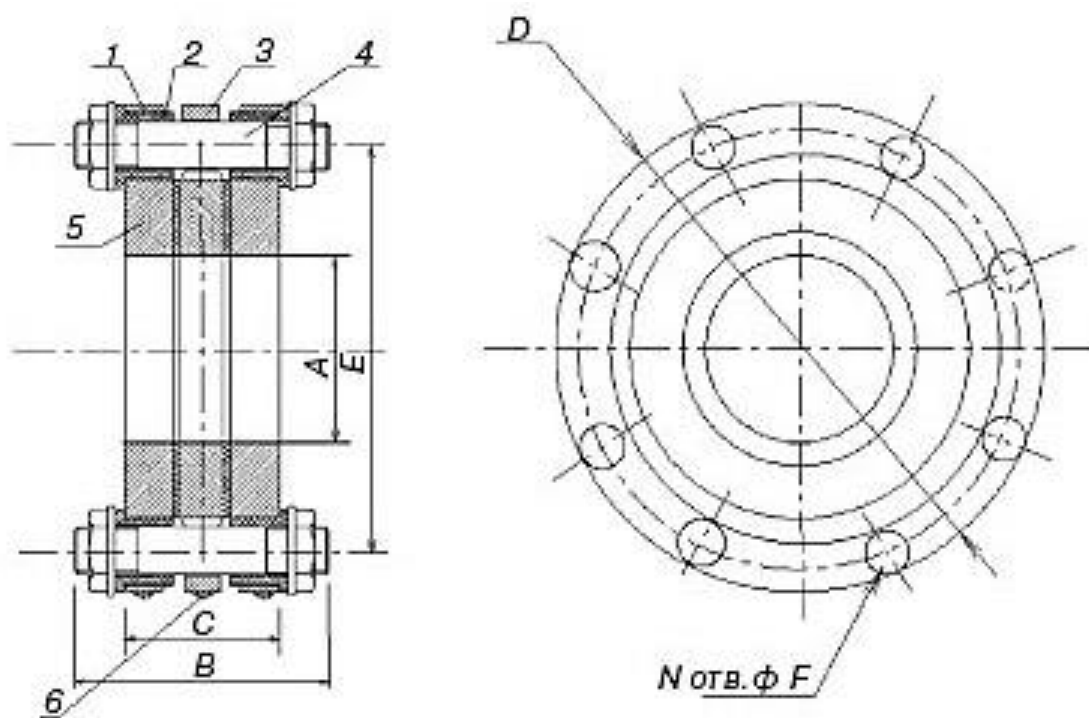


Рисунок 4.9 – Изолирующие фланцевые соединения (ИФС)

1 — фланец; 2 — втулка фторопластовая; 3 — фланец; 4 — шпилька; 5 — прокладка паронитовая; 6 — винт.

Индикаторы состояния электроизолирующих соединений.

Индикаторы состояния электроизолирующих соединений (ИСЭИС) предназначен для выявления изолирующих фланцев и муфт на трубопроводах, имеющих сопротивления изоляции менее 10 Ом, для обнаружения контактов трубопроводов с футлярами, гильзами и другими металлическими соединениями.

Состоит (рисунок 4.10) из двух идентичных корпусов: корпуса батарейного отсека 3 и корпуса индикаторного устройства 4, соединенных кабелем питания 8, на корпусах установлены ножовочные контактные пластины 1 и 2 из высокопрочной стали.

На корпусе индикаторного устройства находятся: кнопка «Тест» 7, световой излучатель 5 «Замыкание» красного цвета и световой излучатель 6 «Контакт» зеленого цвета свечения.

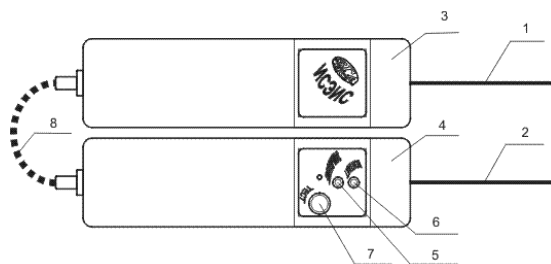


Рисунок 4.10 – Конструкция индикатора состояния электроизолирующих соединений

При обследовании фланцевых изолирующих соединений необходимо произвести запил до металла ножовочными контактными полотнами. Расположение полотна на фланцах представлено на рисунке 4.10 а. Свечение красного светового излучателя с подачей звукового сигнала свидетельствует о комплексном сопротивлении изоляции менее 10 Ом и неисправности данного соединения.

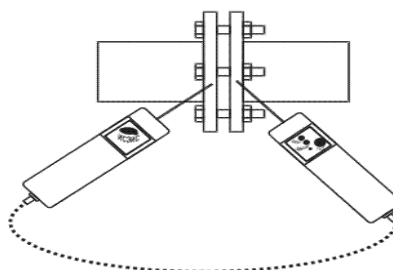


Рисунок 4.10 а – Схема обследования фланцевых изолирующих соединений

4.8 Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода «ДНС2–ГКС»

Основные параметры трубопровода и данные произведенных замеров защитного потенциала приведены в таблицах 4.4 и 4.5 соответственно.

Таблица 4.4 – Основные параметры трубопровода

Общая длина трубопровода, м	8513,5
Тип изоляционного покрытия	битумная
Глубина залегания трубопровода, м	1,5
Диаметр трубы, м	0,219
Толщина стенки, м	0,008

Таблица 4.5 – Данные измерений

Номер кип	1	2	3	4	5	6	7	8
Суммарный потенциал, В	-0,79	-0,81	-0,80	-0,80	-0,79	-0,80	-0,80	-0,80
Поляризационный потенциал, В	-0,50	-0,40	-0,46	-0,34	-0,45	-0,41	-0,38	-0,45

Продолжение таблицы 4.5

Номер кип	9	10	11	12	13	14	15	16
Суммарный потенциал, В	-0,76	-0,76	-0,76	-0,76	-0,77	-0,76	-0,75	-0,78
Поляризационный потенциал, В	-0,47	-0,39	-0,38	-0,42	-0,41	-0,51	-0,46	-0,43

Удельное сопротивление грунта = 50 Ом*м, ток станции = 6 А, плотность защитного тока = 0,42 мА/м.

Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода.

Качество изоляционного покрытия – удовлетворительное (таблица 4.2).

Защищенность трубопровода.

Защищенность по протяженности вычисляется по формуле (2):

$$Z_{\text{пр}} = L_{\text{тр}} / L_{\text{общ}},$$

где $L_{тр}$ – (длины участков, имеющих защитные потенциалы не менее требуемых значений) = 0, т.к. на всем протяжении трубопровода потенциалы не находятся в пределах указанных в пункте 4.4.

$L_{общ}$ - (общая длина трубопровода) = 8513,5 м.

$Z_{пр} = 0$.

Защищенность по времени определяется по формуле (3):

Отчетный период – второе полугодие 2014 г.

Количество средств защиты – одна СКЗ

$$Z_{вр} = (T_{н.р.} / T) * N_{сз}$$

Защищённость по времени примем за единицу, т.к за отчетный период отказов в работе и плановых остановов средств электрохимической защиты не было.

Защищенность трубопровода согласно формуле (1):

$$Z_{тр} = Z_{пр} * Z_{вр} = 0 * 1 = 0.$$

В данном случае имеет место неэффективность защиты трубопровода, связанная с неисправностью ИФС. Сама станция катодной защиты работает в нормальном режиме и обеспечивает необходимые выходные параметры.

4.9 Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода «УПН-ГКС»

Необходимые параметры трубопровода и данные измерений сведены в таблицы 4.6 и 4.7.

Таблица 4.6 – Параметры трубопровода

Общая длина трубопровода	7075,5 м
Тип изоляционного покрытия	Битумная
Глубина залегания трубопровода, м	1,5
Диаметр трубы, м	0,219
Толщина стенки, м	0,008

Таблица 4.7 – Данные измерений

Количество КИПов	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Расстояние между соседними пунктами, м	140,2	140,2	165,7	165,7	1746,5	1759	637,4	1478,9	841,4
Суммарный потенциал, В	-0,80	-0,86	-0,87	-0,94	-0,99	-1,02	-0,89	-0,84	-0,83
Поляриза- ционный потенциал, В	-0,45	0,43	-0,42	-0,44	-0,65	-0,63	-0,56	-0,42	-0,44

Удельное сопротивление грунта = 20 Ом*м, ток станции = 6 А,
плотность защитного тока = 0,16 мА/м.

Оценка изоляционного состояния и защищенности трубопровода.

Качество изоляционного покрытия – плохое (таблица 4.2).

Защищенность трубопровода:

Защищенность по протяженности рассчитывается по формуле (2):

$$Z_{\text{пр}} = L_{\text{тр}} / L_{\text{общ}},$$

где $L_{\text{тр}}$ – (длины участков, имеющих защитные потенциалы не менее требуемых значений) = 3671 м;

$L_{\text{общ}}$ – (общая длина трубопровода) = 7075,5 м;

$$Z_{\text{пр}} = L_{\text{тр}} / L_{\text{общ}} = 3671 / 7075,5 = 0,51.$$

Защищенность по времени вычисляется по формуле (3):

$$Z_{\text{вр}} = (T_{\text{н.р.}} / T) * N_{\text{сз}}$$

Отчетный период – второе полугодие 2015 г.

Количество средств защиты – одна СКЗ

Защищенность по времени принимаем равной единице, т.к. за отчетный период отказов в работе и плановых остановок средств электрохимической защиты не было.

Защищенность трубопровода вычисляется по формуле (1):

$$Z_{\text{тр}} = Z_{\text{пр}} * Z_{\text{вр}} = 0,51 \cdot 1 = 0,51.$$

Эффективность защиты средствами ЭХЗ трубопровода « УПН-ГКС» составляет 51 %. Станция катодной защиты работает в нормальном режиме и обеспечивает необходимые выходные параметры.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.

5.1 Расчет экономической эффективности установки ингибиторной защиты

Ингибиторная защита – наиболее эффективная и технологически несложная технология защита трубопроводов. Ингибиторы легко применять при существующей технологии закачки воды. В настоящее время большая часть нефтегазовых месторождений находится в поздней стадии разработки, когда снижается добыча и резко возрастает обводненность нефти. Такие месторождения характеризуются значительными осложнениями в процессах добычи, сбора и подготовки нефти, связанными с образованием стойких нефтяных эмульсий, неорганических солей, наличием механических примесей, коррозионным разрушением оборудования и нефтепроводов [14].

Количество отказов трубопроводов Луг. НС 001. произошло на НСК к.51 – вр.к.51. диаметром 159 и толщиной стенки 5 мм. L=1300 м. г.в.1993.

– в 2014 г. – 3 отказа;

– в 2015 г. – 4 отказа.

Финансовые и материальные средства предприятий ограничены, что предопределяет обоснованность распределения средств, расходуемых для снижения аварийности, в первую очередь, на участках с максимальными рисками аварий. В связи с удаленностью промысловых объектов ОАО «Томскнефть» ВНК от населенных пунктов и, как следствие, низкой вероятностью катастрофических экологических последствий при авариях трубопроводов, возможна количественная оценка рисков аварий трубопроводов в денежном выражении как произведение вероятности аварии и ожидаемого экономического ущерба. Экономический эффект от применения ингибиторной

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

5.2 Потери в добыче нефти

В среднем остановки производятся на 0,5 суток.

Средний объем пролитой нефти при аварии составляет 0,2 т.

Среднее время уборки замазученого участка пять суток при рабочей смене в 11 часов.

Потери в добычи нефти за одну аварию на НСК к.51 – вр.к.51 отражены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Потери в добычи нефти

Потери в добычи нефти	Количество, т	Стоимость, руб/т	итого
Остановка перекачки	5,8	13000	75400
Пролитая в результате аварии нефть	0,2	13000	2600
		Итого	78000

Средняя стоимость восстановления НСК к.51 – вр.к.51 при аварии отражена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Средняя стоимость восстановления НСК

Используемая техника для ликвидации аварии	стоимость руб/час	кол-во часов	Итого
Формост Хаски 8	1000	11	11000
а/м АРОК (сварочный агрегат, г/монепулятор)	850	11	9350
а/м УАЗ (оперативный)	300	11	3300
Татра с/с	950	11	10450
АКН-10 (нефтесборщик)	800	11	8800

Продолжение таблицы 5.2

Экскаватор	700	11	7700
		Итого	50600
Используемые материалы	стоимость, руб	кол-во, т	Итого
труба 159x8	45000	0,03	1350
электроды LB	120000	0,004	480
Другие			2000
	Итого		830
	стоимость восстановления		54430

Средняя стоимость затрат на локализацию и ликвидацию разлива нефти отражена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Средняя стоимость затрат на локализацию и ликвидацию разлива нефти

Используемая техника для ликвидации разлива	Стоимость, руб/час	кол-во часов	Итого
Формост Хаски 8	1000	55	55000
Бульдозер Б-170	700	55	38500
Татра с/с	950	55	52250
Экскаватор	700	33	23100
АКН-10 (нефтесбщик)	800	55	44000
а/м УАЗ (оперативный)	300	55	16500
Итого	229350		

Продолжение таблицы 5.3

Опасные отходы убираемые с места ликвидации разлива	стоимость обезвреживания, руб/м ³	Количество, м ³	Итого
Нефтезагрязненный грунт	6000	20	120000
Итого	120000		
Затраты	349350		

Общие средние затраты на одну аварию вычисляются по формуле:

$$C_{з.1а} = C_{п.л.н} + C_{лна} + Ш_a \quad (4)$$

Стоимость потерь в добычи нефти за одну аварию $C_{п.л.н} = 78000$ р.

Стоимость восстановления ТП при аварии $C_{в.тп.} = 54430$ р.

Стоимость затрат на локализацию и ликвидацию разлива нефти:

$C_{лна.} = 349350$ р. Штраф за аварию $Ш_a = 50000$ р.

$C_{з.1а.} = 78000 + 54430 + 349350 + 50000 = 531780$ р.

Стоимость восстановления ТП и затрат на ликвидацию рассчитывается по формуле:

$$Спор_{ср} = C_{в.тп.} + C_{лна} \quad (5)$$

$Спор_{ср} = 54430 + 349350 = 403780$ р.

Затраты на семь аварий которые произошли в 2014, 2015 г. НСК к.51–вр.к.51.

$$C_{з.на} = C_{з.1.а} \cdot n \quad (6)$$

$C_{з.на}^{2010} = 531780 \cdot 3 = 1595340$ р.

$C_{з.на}^{2011} = 531780 \cdot 4 = 2127120$ р.

$C_{з.на} = 531780 \cdot 7 = 3722460$ р.

Количество аварий $n = 7$.

5.3 Стоимость ингибиторной обработки

Для ингибитора «Сонкор 9011» рабочая дозировка составляет $Q_{р.д.и.} = 25 - 30$ мг/л.

Рабочую дозировку ингибитора для расчета принимаем $Q_{р.д.и.} = 30$ мг/л.

Цена ингибитора $C_{и.} = 56814$ р. за 1 т.

Объем перекачиваемой жидкости в сутки куст № 51 $Q_{ж} = 38600$ л.

Расход ингибитора в сутки вычисляется по формуле:

$$Q_{и.с} = C_{ж} * Q_{р.д.и} \quad (7)$$

$$Q_{и.с} = 38600 * 30 * 10^{-6} = 1,158 \text{ кг/сут} = 0,001158 \text{ т/сут};$$

Стоимость используемого ингибитора в сутки вычисляется по формуле:

$$C_{и.м} = C_{и.} * Q_{и.с} \quad (8)$$

$$C_{и.м} = 56814 * 0,001158 = 65,79 \text{ руб/сут}$$

Стоимость используемого ингибитора в год:

$$(C_{и.г.}) = 65,79 * 365 = 24013,57 \text{ руб/год.}$$

Стоимость блока дозирования хим. реагентов ($C_{бдр.}$) = 950000 р.

Вывод.

Из приведенных расчетов видно, что если применение ингибиторной защиты продлит время работы трубопровода на один год то затраты на применение ингибиторной обработки окупятся в течение этого года. При дальнейшем эксплуатации трубопровода затраты будут только на ингибитор около 25000 тыс. руб./год.

5.4 Расчет срока эксплуатации нового трубопровода с использованием ингибиторной защиты.

Остаточная скорость коррозии при ингибировании должна быть для всех случаев не более 0,05 мм/год. Допущение $V_{ост}$ не более 0,075 и 0,100 мм/год для систем с доступностью 85 и 75 % соответственно следует считать формальным. Для специалистов, занимающихся ингибиторной защитой целевая скорость коррозии не более 0,05 мм/год. Наличие на отдельных УКК большей скорости коррозии (до 0,100 и 0,075 мм/год) следует рассматривать как сигнал для улучшения параметров ингибирования [14].

Срок службы нового трубопровода НСК к.51 – вр.к.51. диаметром 159 мм, построенного взамен используемого, с учетом аварийного повышения давления до 4,0 МПа, после установки и использования ингибиторной защиты можно определить следующим образом.

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}; \quad (9)$$

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

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

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

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

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определим по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (10)$$

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

$k_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06–85*;

$k_1 = 1,55$ – коэффициент надежности по материалу;

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

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

$\sigma_{вр} = 540$ МПа – нормативное сопротивление растяжению металла труб.

$$\text{Тогда } R_1 = \frac{540 \cdot 0,9}{1,55 \cdot 1} = 313,5 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,159}{2(313,5 + 1,1 \cdot 4)} = 0,0011 \text{ м} \approx 1,1 \text{ мм}$$

Получено расчетное значение толщины стенки 0,0011 м.

5.5 Определение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений

Определение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \Psi_1 + n \cdot p)}; \quad (11)$$

$$\text{где } \Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{npN}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}; \quad (12)$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{\text{д}N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{д}i}}{2 \cdot \delta}, \quad (13)$$

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

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

$\mu = 0,26 - 0,33$ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$D_n = 159$ мм – диаметр трубы;

Δt – расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,26 \cdot 313,5}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32,9 \text{ град};$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,74 \cdot 313,5}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 93,8 \text{ град}.$$

$$\sigma_{npN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 93,8 + 0,26 \cdot \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,149}{2 \cdot 0,0011} = -154,5 \text{ МПа}$$

Знак “минус” указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Поэтому вычисляем коэффициент Ψ_1 , учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{-154,5}{313,5}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{-154,5}{313,5} = 0,657$$

5.6 Пересчет толщины стенки нефтепровода

Пересчет толщины стенки нефтепровода определяем по формуле:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4 \cdot 0,159}{2(313,5 \cdot 0,657 + 1,1 \cdot 4)} = 0,0016 \text{ м} = 1,6 \text{ мм}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до толщины стенки используемого трубопровода $\delta_n=5$ мм. Толщину стенки труб, следует принимать не менее $\frac{1}{140}D_n$, и не менее 3 мм — для труб условным диаметром менее 200 мм.

$$\delta \geq \frac{D_n}{140}; \quad (14)$$

$$5 \text{ мм} > \frac{159}{140} = 1,13 \text{ мм}.$$

Следовательно, оба условия выполняются.

5.7 Вычисление времени безаварийной эксплуатации трубопровода

Толщина стенки трубопровода $h = 5$ мм.

Минимальная (критическая) толщина стенки полученная в результате, которая должна обеспечить работоспособность ТП.

$$h_{кр} = 0,0016 \text{ м} = 1,6 \text{ мм}$$

Скорость коррозии с ингибитором $V_{к.и.} = 0,05$ мм/год

Износ стенки трубопровода:

$$h_{и} = h - h_{кр} \quad (15)$$

$$h_{и} = 5 - 1,6 = 3,4 \text{ мм}$$

Вывод.

Из приведенного расчета видно, что при правильном использовании ингибиторной защиты на трубопроводе НСК к.51 – вр.к.51 диаметром 159 мм, толщиной стенки 5мм, срок службы трубопровода должен возрасти, более чем в пять раз по сравнению со сроком эксплуатации без ингибиторной защиты, который составил 12 лет.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел посвящен анализу и безопасным методам проведения работ и измерений электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов.

Персонал ЭХЗ при выполнении работ на трубопроводе находится в зоне влияния опасных и вредных факторов, таких как:

- пониженная, повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- возможность утечки транспортируемого продукта, загазованность рабочего места;
- воздействие электрического напряжения при прикосновении к токоведущим частям электроустановок;
- расположение рабочего места на высоте;
- возникновение непреднамеренного возгорания при проведении работ и вследствие короткого замыкания на электрооборудовании ЭХЗ, взрыво- и пожароопасность.

6.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве (микроклимат) определяются следующими параметрами: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) и тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, вместе или по отдельности, оказывают значительное влияние на организм человека, определяя его самочувствие [15].

Показатели климатических условий меняются в зависимости от годового сезона и времени суток. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляется торопливость и рассеянность, при длительном нахождении на открытом воздухе – появляется риск теплового удара и солнечного ожога поверхности кожи. При низкой температуре – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, а

длительное пребывание на открытом воздухе грозит обморожением.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, соответствующей времени года.

Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

6.2 Общие меры безопасности на действующем газопроводе

При проведении работ по ЭХЗ газопроводов от коррозии персонал должен знать правила безопасности и иметь ясное представление о свойствах транспортируемого газа. Природный газ состоит из метана (75 – 98 %), этана, пропана и других тяжелых углеводородов (0,5 – 11 %), составляющих его горючую часть, и негорючих газов (балласта) – углекислого газа (0,1 – 0,7 %) и азота (1 – 15 %). Природный газ действует на организм человека удушающе при содержании в воздухе 20 % и более метана. Некоторые газы (сероводород, сернистый газ, окись углерода), входящие в состав газовых топлив и продуктов их сгорания, обладают и отравляющими свойствами. Сероводород может входить в состав добываемого газа, а окись углерода – продукт неполного сгорания (из-за недостатка кислорода) природного газа. Природный газ не имеет цвета и запаха, он легче воздуха (относительная плотность по воздуху 0,55 – 0,73). Для обнаружения утечки газа в него добавляют сильно пахнущее вещество – этилмеркаптан (16 г на 1000 м³ газа) [16].

Природный газ с воздухом образует взрывчатые смеси. Пределы его взрываемости (% природного газа по объему): нижний – четыре, верхний – 16. Необходимо не допускать условий образования взрывчатой смеси, а если она образовалась, следует предотвращать возможность появления открытого огня или искры. Запрещается отыскивать утечки газа с помощью огня, курить на

трассе, КС и ГРС, крановых площадках, вблизи свечей, газовых колодцев и мест утечки газа.

Перед началом работ по ЭХЗ на действующем газопроводе руководитель работ знакомит членов бригады с заданием и проводит инструктаж по мерам безопасности при их проведении, о чем делает запись в журнале. Если проводятся монтажные или ремонтные работы, связанные с применением электро– или газосварки на территории КС, ГРС и крановых площадках, руководитель предприятия выдает ответственному руководителю работ специальное разрешение на проведение огневых работ. В разрешении указываются характер работы, время ее выполнения, состав бригады и меры безопасности.

До начала работ монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии обязан привести в порядок и надеть на себя спецодежду и обувь, застегнуть все пуговицы, подвязать обшлага, не допуская свисания отдельных частей спецодежды, осмотреть защитные средства и убедиться в их исправности; в частности, в том, что диэлектрические перчатки и боты не имеют проколов и других повреждений. Помимо этого монтер должен проверить исправность предохранительного пояса, когтей, лазов (для железобетонных столбов), контрольно-измерительных приборов, выявить наличие положенных клейм на предохранительных и защитных средствах и приборах, установить, что сроки испытания последних не истекли. Он проверяет наличие и исправность инструментов [17].

Работы по ЭХЗ запрещается проводить в том случае, если на данном участке газопровода ведутся испытание, продувка, огневые или газоопасные работы. При проведении огневых работ, связанных с резкой газопровода (сварка катушек, тройников, кранов и т.п.), станции катодной и дренажной защит должны быть отключены, а между разрезанными частями газопровода должна быть установлена перемычка с помощью сечения не менее 25 мм² (по меди).

6.3 Укусы насекомых

В летний и осенний периоды работу персонала на открытом воздухе значительно осложняют кровососущие насекомые, которые преобладают в огромных количествах и различного размера – от очень мелких (мошки) до крупных (овод). Насекомые забираются под одежду, в нос, уши, наносят многочисленные укусы, а многие из них способны переносить вирусы и бактерии.

Для того, чтобы оградить персонал от кровососущих насекомых, работодателем предусмотрены нормы выдачи специализированной одежды (энцефалитный костюм), а также аэрозоли различного воздействия, спреи и мази от насекомых.

6.4 Общие меры электрической безопасности

Станции катодной защиты с выпрямительными установками, питающиеся от линий электропередач (ЛЭП) напряжением 0,22; 0,40; 6,00 и 10,00 кВ, усиленные станции дренажной защиты, а также в определенных условиях обычные станции дренажной защиты являются электроопасными, поэтому персонал, занимающийся электрохимической защитой газопроводов от коррозии, должен неукоснительно выполнять требования, регламентированные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

Каждое лицо, обслуживающее электрические устройства ЭХЗ, или старшие в группе должны иметь квалификационную группу не ниже IV при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В и не ниже III при работе в установках напряжением до 1000 В [18].

Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках, подразделяют на организационные и технические. Организационные мероприятия включают в себя оформление работы нарядом или

распоряжением, допуск к работе, надзор во время работы, оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место и окончания работы. При выполнении технических мероприятий производят необходимые отключения и принимают меры, предотвращающие подачу напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры, вывешивают различные плакаты (например «Не включать – работают люди», «Не включать – работа на линии», «Не открывать – работают люди»), а при необходимости устанавливают ограждения, присоединяют к «земле» переносные заземления, проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях, где должно быть наложено заземление, после этого накладывают (подключают) заземления, вывешивают плакаты «Стой – высокое напряжение», «Не влезай – убьет», «Работать здесь», «Влезать здесь», при необходимости ограждают оставшиеся под напряжением токоведущие части.

Работы, проводимые в действующих электроустановках, с точки зрения мер безопасности подразделяют на выполняемые при полном снятии напряжения, при частичном снятии напряжения, без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, т.е. подразделяют на четыре категории. На выполнение работ, проводимых на высоковольтных (выше 1000 В) линиях электроснабжения с частичным снятием напряжения или без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, как правило, должен оформляться наряд. Эксплуатация электроустановок устройств ЭХЗ (до 1000 В) и связанные с ней работы могут проводиться по письменному или устному распоряжению с последующим оформлением в оперативном (эксплуатационном) журнале или в порядке текущей эксплуатации с последующей записью в оперативном (эксплуатационном) журнале. Перечень работ, которые выполняет группа электрохимической защиты газопроводов от коррозии в порядке текущей эксплуатации, должен быть согласован с лицом, ответственным за

электрохозяйство предприятия. В порядке текущей эксплуатации с записью в эксплуатационном журнале в электроустановках ЭХЗ напряжением до 1000 В разрешается проводить следующие работы без снятия напряжения: уборку помещений (если, например, выпрямитель СКЗ находится в доме обходчика или на ГРС), чистку и обтирку кожухов электрооборудования, замену пробочных и трубчатых предохранителей. При полном снятии напряжения разрешается ремонтировать магнитные пускатели, пусковые кнопки, автоматы, рубильники, реостаты, контакторы, выпрямители, осветительную электропроводку, менять предохранители. При выполнении указанных работ электроустановка должна быть отключена от источников питания не менее чем в двух местах. Работы в электроустановках напряжением до 1000 В, связанные с подъемом на высоту и выполняемые с лестниц, проводятся при полном снятии напряжения не менее чем двумя лицами.

Работы с частичным снятием напряжения должны выполняться не менее чем двумя лицами по устному (отданному лично или по телефону) распоряжению лица из числа электротехнического персонала. Это лицо уполномочено на проведение работ распоряжением ответственного за электрохозяйство предприятия. Переданные распоряжения заносят в оперативный (эксплуатационный) журнал. Перед началом работы в электроустановке ответственный руководитель работ или производитель работ должен провести инструктаж членов бригады по мерам безопасности.

Для овладения персоналом наиболее совершенными методами работы, повышения знаний по устройству и эксплуатации оборудования должен быть организован периодический (не реже одного раза в квартал) производственный инструктаж непосредственно на рабочих местах, во время которого персонал обучается правильному и безопасному уходу за оборудованием, рациональным методам работы и способам устранения возможных неполадок оборудования. В журнале делается запись о проведении инструктажа.

Защитным заземлением называется соединение с землей нетоковедущих металлических частей электроустановки, которые обычно не находятся под

напряжением, но могут оказаться под ним в результате аварийной ситуации (например, замыкание на корпус токоведущих частей машины, аппарата из-за повреждения изоляции, падение провода и т.п.). Защитному заземлению подлежат корпуса генераторов, трансформаторов, выпрямителей, приводы разъединителей, металлические шкафы установок ЭХЗ и другие части, которые могут оказаться под напряжением. В случае прикосновения к конструкции, оказавшейся под напряжением, защитное заземление шунтирует его весьма малым сопротивлением, уменьшая ток, протекающий через него, до величины, не опасной для жизни. Если же корпус электрооборудования не заземлен (например, в сети с изолированной нейтралью) и оказался под фазным напряжением, то прикосновение человека к такому корпусу равносильно однофазному включению. Ток, проходящий через человека в землю, смертельно опасен. Защитное заземление применяют в трехфазной сети напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и напряжением выше 1000 В с любым режимом нейтрали. Заземлению подлежат не только стационарные, но и передвижные электроустановки. В частности, металлический корпус передвижной автолаборатории «Электрохимзащита», соединенный с корпусами установленных в ней электроустановок (генератора, реостата, выпрямителя и др.), до их включения должен быть надежно заземлен. Для устройства заземления автолаборатории могут быть применены винтовые заземлители. Для установок напряжением до 1000 В максимально допустимое сопротивление защитного заземления равно 4 Ом, для опор ЛЭП, имеющих защиту от атмосферных перенапряжений, – не выше 10 Ом.

Сопротивление растеканию и выравнивающая сетка заземляющего устройства для электроустановок ЭХЗ должны быть такими, при которых напряжение прикосновения и шаговое напряжение, вызванные током замыкания на землю (при поврежденных изоляции), были бы безопасны для персонала, находящегося на площадке, где размещено заземление. В качестве защитных заземлений не допускается использовать действующие анодные заземления СКЗ. Это связано с тем, что анодное заземление монтируют на

значительном расстоянии от столбового трансформаторного пункта и шкафа СКЗ и в случае обрыва анодного провода или нарушения его контакта с заземляющей шиной электроустановка СКЗ останется незаземленной. Опыт эксплуатации показывает, что анодные заземления наиболее часто выходят из строя в результате разрушения горизонтальной шины. При этом сопротивление заземления возрастает до величин, значительно превышающих норму, допустимую для защитных заземлений. Следовательно, для защиты обслуживающего персонала от попадания под напряжение при пробое изоляции необходимо монтировать отдельное защитное заземление в непосредственной близости от установки. Сопротивление защитного заземления необходимо проверять не реже одного раза в год: один год летом – при наибольшем просыхании грунта, другой год зимой – при наибольшем промерзании грунта. Перед началом работ на электроустановках необходимо убедиться в исправности защитного заземления.

Занулением называется присоединение к неоднократно заземленному нулевому проводу питающей сети корпусов и других конструктивных металлических частей электрооборудования, которые обычно не находятся под напряжением, но вследствие повреждения изоляции могут оказаться под ним. При занулении решают ту же задачу, что и при защитном заземлении: защитить людей от поражения при пробое на корпус. Эта задача решается другим способом – быстрым отключением поврежденной установки от сети.

При занулении пробой на корпус превращается в однофазное короткое замыкание (между фазными и нулевым проводом), цель которого – вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым автоматически отключить поврежденную установку от питающей сети. Такой защитой являются плавкие предохранители или максимальные автоматы, устанавливаемые перед потребителями энергии для защиты от токов короткого замыкания, и другие аппараты. Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухо заземленной нейтралью. Обычно это сети напряжением 380/220 и 220/127 В. Большое

значение имеет повторное заземление нулевого провода, так как при этом уменьшается опасность поражения людей током, возникающим при обрыве нулевого провода, и замыкания фазы на корпус за местом обрыва.

Защитными средствами называют приборы, аппараты, переносные и перевозимые приспособления и устройства, а также отдельные части устройств, приспособлений и аппаратов, служащие для защиты персонала, работающего на электроустановках, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и продуктов ее горения и т.п. Защитные средства подразделяют на основные и дополнительные. Основными называют такие защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и при помощи которых разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. При работе в электроустановках напряжением до 1000 В к ним относятся диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и изолирующие клещи. Дополнительными называют защитные средства, которые сами по себе при данном напряжении не могут предохранить от поражения током, но являются дополнительной мерой Защиты к основным средствам, а также служат для защиты от напряжения прикосновения, шагового напряжения и дополнительным защитным средством для защиты от воздействия электрической дуги и продуктов ее горения. К дополнительным защитным изолирующим средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1000 В, относятся диэлектрические галоши, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В электроустановках напряжением свыше 1000 В применяют следующие основные изолирующие защитные средства: оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи, указатели напряжения, изолирующие устройства для ремонтных работ, и следующие дополнительные изолирующие защитные средства: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Необходимо помнить о том, что все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение только в

сухую погоду. Перед каждым употреблением персонал обязан проверить исправность защитного средства на отсутствие внешних повреждений, очистить и обтереть его от пыли, а резиновые перчатки проверить на отсутствие проколов, а также определить по штампу, на какое напряжение рассчитано данное защитное средство и не истек ли срок его периодического испытания.

Все изолирующие защитные средства с целью проверки их диэлектрических свойств после изготовления и периодически в процессе эксплуатации подвергают электрическим испытаниям повышенным напряжением. Периодическим испытаниям не подвергают лишь штанги, предназначенные исключительно для наложения временных заземлений, и изолирующие подставки. Диэлектрические перчатки проверяются один раз в 6 месяцев, указатели напряжения, токоизмерительные клещи, токоискатели, инструмент с изолированными рукоятками, галоши диэлектрические – один раз в год, диэлектрические боты – один раз в 3 года.

В отличие от изолирующих защитных средств, предохранительные защитные средства предназначены для индивидуальной защиты работающих от световых, тепловых и механических воздействий, а также от падения с высоты. К ним относятся защитные очки, противогазы, предохранительные пояса, монтерские когти и т.п. Предохранительные защитные средства перед употреблением должны проверяться внешним осмотром, а предохранительные пояса и монтерские когти периодически (один раз в 6 месяцев) проходить испытание.

6.5 Безопасность проведения работ на высоте

Работой на высоте считается работа, при которой есть риск падения работника с высоты более 1,8 метра, а также подъем на пятиметровую лестницу при угле ее установки 75 градусов к горизонтальной поверхности.

На данный вид работ допускаются лица не моложе 18–ти лет, в полном объеме прошедшие обучение и проверку знаний по безопасным методам работ на высоте с оформлением соответствующего удостоверения.

Работник должен быть обеспечен исправными и испытанными средствами индивидуальной защиты – монтерские лазы или когти, система привязи и страховочная система от падения.

6.6 Основы пожарной безопасности при работе на газопроводе и устройствах электрохимической защиты

Пожарная безопасность на объектах газопроводов имеет большое значение, так как транспортируемый газ в аварийной ситуации может взрываться и загораться. Возникший пожар наносит большой материальный ущерб и нередко приводит к несчастным случаям. Пожары на объектах промышленного газопровода могут возникнуть из-за невыполнения требований безопасности при проведении огневых и газоопасных работ, неисправности технологического оборудования, небрежного обращения с открытым огнем, использования бензина или керосина для розжига, применения открытого огня в помещениях с парами легковоспламеняющихся жидкостей и др.

Пожары, связанные с электричеством, в большинстве случаев происходят вследствие короткого замыкания, перегрузки электросетей, образования больших переходных сопротивлений и т.п. Эти факторы могут стать причиной загорания электроустановок ЭХЗ. Короткое замыкание чаще всего возникает из-за плохой или неисправной изоляции монтажных проводов, замыкания обмоток трансформаторов на корпус электроустановки, неисправности в штепсельном соединении и др. Большое переходное сопротивление образуется вследствие плохого контакта, например в местах подсоединения проводов выпрямительной установки СКЗ к пакетным переключателям. Перегрузка сети происходит из-за включения энергопотребителей, число которых превышает допустимое по расчету для данного сечения проводов. Для того чтобы не

допускать возникновения пожаров от электроустановок, необходимо постоянно контролировать соответствие их правилам устройства электроустановок и правилам, действующим в газовой промышленности. Например, согласно правилам технической эксплуатации магистральных газопроводов требуется периодически (один раз в 6 месяцев) контролировать сопротивление изоляции электрических проводок, находящихся во взрывоопасных помещениях.

Нередко пожары возникают от грозových проявлений. Очень важно, чтобы на магистральных газопроводах, особенно на КС, ГРС и крановых площадках, не было утечек, так как это может привести к возгоранию газа. Профилактикой грозových проявлений является молниезащита. Заземляющий контур молниеотвода не должен превышать строго регламентированную величину сопротивления и периодически проверяться.

Горением называется химическая реакция соединения кислорода воздуха с горючими веществами, протекающая быстро, с выделением большого количества тепла. Для того чтобы горючее вещество воспламенилось, его нужно нагреть до определенной температуры, величина которой для различных веществ различна. Температура, при которой вещество воспламеняется и начинает гореть, называется температурой воспламенения. Существуют вещества, которые при известных условиях могут самовоспламеняться и самовозгораться. Самовоспламенение – это процесс горения, вызванный внешним источником тепла и нагреванием вещества без соприкосновения с открытым пламенем. Самовозгорание – это процесс горения, вызванный происходящими в веществе химическими, физико-химическими или биологическими явлениями, без соприкосновения с открытым пламенем и притоком тепла извне. Примером самовозгорания вещества при эксплуатации магистральных газопроводов может служить самовозгорание пиррофорных соединений, образующихся в газопроводах и аппаратах при прохождении по ним газа, который имеет в своем составе примеси, содержащие серу. При вскрытии таких газопроводов или аппаратов происходит процесс окисления пиррофорных соединений кислородом воздуха с большим выделением тепла и

возможным самовозгоранием пирофорного вещества. В подобных случаях газопроводы или аппараты перед вскрытием смачивают водой [19].

При постоянном нагревании твердых, газообразных и жидких веществ происходит испарение. Пары образуют смесь с воздухом, которая может быть взрывоопасной. Под действием открытого огня такая смесь вспыхивает при температуре более низкой, чем температура воспламенения самого вещества. Это явление называется вспышкой.

Наиболее опасны взрывы. Они, как правило, вызывают пожары. Взрыв – это мгновенно происходящее сгорание горючих видов газов или пыли, при котором происходит выделение большого количества тепла и создается большое разрушительное давление. Взрыв может произойти только при наличии открытого огня и в закрытых объемах (трубах, колодцах, помещениях и т.д.).

Пожарная безопасность на КС, ГРС, контрольно-регулирующих пунктах, линейной части магистральных газопроводов и устройствах ЭХЗ обеспечивается исправным техническим состоянием оборудования, механизмов, машин, коммуникаций, электро-установок, их правильной эксплуатацией и ремонтом, укомплектованностью и содержанием в исправном состоянии первичных средств пожаротушения и систем автоматического пожаротушения, высокой профессиональной подготовкой обслуживающего персонала, соблюдением правил пожарной безопасности при обслуживании и ремонте оборудования [12].

Во взрывоопасных помещениях применяют светильники, электроприборы, двигатели, электрооборудование во взрывобезопасном исполнении. Ремонт электропроводки, электрооборудования, замену электроламп в светильниках производят только при снятом напряжении, а профилактический осмотр и ремонт электрооборудования – после того, как путем анализа воздуха будет установлено отсутствие в помещении загазованной среды. Для своевременного выявления возможных утечек газа во всех взрывоопасных помещениях ведется постоянный контроль загазованности.

Система аварийной вентиляции заблокирована с газоанализаторами и включается автоматически при объемной доле газа в помещении, равной 1 %. При возникновении пожара принудительную вентиляцию необходимо немедленно отключить, а шиберы естественной вентиляции закрыть для ограничения доступа воздуха к месту горения.

Загорания в электроустановках, кабельных каналах и электропроводке устраняют при помощи углекислотных огнетушителей. Запрещается применять пенные огнетушители и воду для тушения электрооборудования и кабелей, находящихся под напряжением.

Для того чтобы предотвратить искрообразование при заправке автотранспорта горючим или при заливке бензовозов конденсатом, которое может возникнуть от образовавшегося статического электричества, заправочные шланги и наконечники должны быть заземлены. Помимо этого заземляют емкость бензовоза. Разлившуюся горящую жидкость тушат песком, кошмой, распыленной струей воды и любым типом огнетушителей.

Пожарный инвентарь и технику запрещается использовать для хозяйственных, производственных и других нужд.

6.7 Экологическая безопасность

При недостаточности мер по предотвращению коррозии трубопроводов, неэффективности процесса электрохимической защиты в коррозионно – агрессивных средах происходит нарушение герметичности трубопровода и выброс продукта в окружающую среду, что влечет за собой огромные экологические проблемы.

Защита атмосферы

Эксплуатация объектов нефтедобычи непосредственно связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферу. В процессе строительства

объектов и обустройства происходит загрязнение атмосферы в результате работы транспорта и выделения продуктов сгорания топлива; в процессе сварочных работ – сварочные аэрозоли.

Выброс углеводородов в атмосферу на месторождении происходит из устья факела, дымовых труб ПТБ, дыхательных клапанов резервуаров, из недостаточной плотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковых уплотнений насосов и т.п.

Для предупреждения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ необходимо предусмотреть ряд мероприятий: наиболее полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт; оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; отдельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

Защита гидросферы

При разработке и эксплуатации месторождения огромное негативное воздействие на гидросистему местности оказывают аварийные разливы нефти и минерализованных вод.

Гидросистема «Л.» нефтегазоконденсатного месторождения представлена рекой «Чижалка» и мелкими ответвлениями от нее.

При обустройстве и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений происходит изъятие природных вод для использования на собственные нужды;

загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова [20].

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Защита литосферы

Охрана и рациональное использование ресурсов литосферы включают в себя следующие мероприятия: прокладка совмещенных коммуникаций в единых коридорах с целью сокращения площади разрушения экосистемы; организация движения транспорта по постоянным дорогам; внедрение мероприятий по сохранению плодородия почв; своевременная ликвидация всех замаскированных участков, приоритетно – в водоохраных зонах рек и озер; выбор специализированных мест для захоронения отходов (отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивации участка.

6.8 Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – неблагоприятная обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде [21].

Задачи по предупреждению, оповещению и ликвидации ЧС возложены на отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций. Выявление потенциальных видов ЧС; оценка риска их возникновения; прогнозирование последствий ЧС; выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно–технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС – это не полный список обязанностей, выполняемых отделом.

Томская область расположена в центре Западной Сибири и отличается от других регионов труднодоступными районами. 54,2 % площади покрыто лесами; 29,1 % – болотами; 14,2 % – лугами; 2,5 % – водой.

Исходя из климатических и физико–географических особенностей области в районе могут возникать ЧС природного и техногенного характера.

Согласно ГОСТ Р 22.0.03.05 ЧС природного характера – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате возникновения источника природной ЧС, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В среднем, за год в Томской области, происходят следующие природные ЧС:

- наводнения (27 %);
- лесные пожары (39 %);
- обвалы и оползни (4 %);
- ураганные ветры (28 %);
- снежные заносы
- низкая температура в зимний период, выход из строя системы

жизнеобеспечения.

К ЧС техногенного характера относятся техногенные происшествия производственной, технологической или эксплуатационной причины, либо из–

за случайных внешних воздействий, заключающихся в повреждении, выходе из строя, разрушении технических устройств или сооружений.

Томская область относится к району с высокой степенью техногенной опасности, так как здесь находится 99 потенциально опасных объектов (пожаровзрывоопасные, химически опасные, радиационно опасные, биологически опасные). К техногенным ЧС относятся: разливы нефти, крупномасштабные пожары, сильные взрывы на объектах в результате утечки газа, разрушение конструкций, большие выбросы газа, утечки токсичных веществ и др.

Для обеспечения наибольшей защиты населения и территории ГО ЧС должна заблаговременно производить оповещение и профилактические мероприятия:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение населения к действиям в ЧС;
- накопление и поддержание в готовности индивидуальных и коллективных средств защиты.

При возникновении чрезвычайной ситуации ОАО “Томскнефть” ВНК должна использовать следующие способы защиты рабочих и служащих:

- эвакуация людей;
- укрытие в защитных сооружениях;
- применение средств индивидуальной защиты.

Эвакуация, в зависимости от характера и наличия данных ЧС, может быть двух типов: заблаговременная – проводимая при достоверных данных об угрозе на опасных объектах или стихийных бедствий; экстренная – при внезапном

возникновении ЧС. Эвакуация людей и ценного имущества производится в специально оборудованные защитные убежища.

В качестве средств индивидуальной защиты используют защиту органов дыхания и наружных покровов кожи, которые, в случае необходимости, выдаются персоналу.

На предприятии созданы аварийно–технические звенья, бригады Ликвидации Последствий Аварий (ЛПА). В ОАО «Томскнефть» соответствующими службами проводятся все мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий ЧС.

Подводя итог анализа возможного возникновения чрезвычайной ситуации на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК «Л.» месторождения, можно сделать вывод о достаточной полноценности мероприятий по предупреждению возникновений ЧС и ликвидации их последствий.

Заключение

После проведенного анализа всей собранной геологической информации по «Л.» нефтегазоконденсатному месторождению, необходимо отметить, что на данной стадии разработки, месторождение имеет высокую степень изученности.

Особенности геологического строения месторождения изучались планомерно на протяжении всего периода эксплуатации. Проведенные сейсморазведочные работы покрывают исследуемую площадь высокой плотностью сети наблюдений. Компенсация недостатка изученности залежей должна быть осуществлена за счет проводимых в процессе разработки дополнительных исследований для получения требуемых параметров, которые могут позволить переводить запасы в промышленные категории.

В работе был произведен анализ причин коррозии подземных трубопроводов, происходящий снаружи, под воздействием почвенного электролита, а также способы и виды защиты от коррозии.

На месторождении «Л.» Томской области определено качество изоляционных покрытий и произведен расчет защищенности промысловых трубопроводов от коррозии по проведенным измерениям.

Трубопровод «ДНС2–ГКС» имеет низкие значения потенциала связанные с наличием электрических контактов с заземляющими сооружениями: потенциал растекается на смежные коммуникации. Неисправны изолирующие фланцевые соединения, что подтверждает индикатор состояния электроизолирующих соединений. Для предотвращения этого необходимо заменить неисправные изолирующие фланцевые соединения или восстановить их диэлектрические свойства.

Качество изоляционного покрытия характеризуется как «удовлетворительное». В данном случае имеет место неэффективность защиты трубопровода, связанная с неисправностью ИФС. Сама станция катодной

защиты работает в нормальном режиме и обеспечивает необходимые выходные параметры, о чем свидетельствуют данные измерений.

Трубопровод «УПН–ГКС». Качество изоляционного покрытия характеризуется как «плохое», что связано с наличием электрического контакта трубопровода с кожухом на переходе. Это подтверждает индикатор состояния электроизолирующих соединений. Для повышения эффективности работы средств ЭХЗ необходимо устранить контакт трубопровода с кожухом. Защищенность по протяженности 0,52. Сама станция катодной защиты работает в нормальном режиме и обеспечивает необходимые выходные параметры, о чем свидетельствуют данные измерений.

Для сокращения числа аварийных остановок и увеличения срока службы трубопровода НСК «к.51–вр.к.51» было предложено использование и доказана экономическая эффективность установки ингибиторной антикоррозионной защиты.

На примере «Л.» месторождения мы можем убедиться в эффективности использования средств противокоррозионной защиты. Начиная с 2009 года, после введения в действие программы по повышению надежности трубопроводных сетей, количество отказов уменьшилось на 45%, несмотря на постоянный рост протяженности трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «ГОСТ 5272–68: Коррозия металлов. Термины».
2. Доклад на 16–м Всемирном конгрессе по коррозии в Пекине, сентябрь 2005 года.
3. Промысловые трубопроводы и оборудование / Ф.М. Мустафанов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 2004 г.
4. Бойко В.С. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». М. «Недра» 1999 г.
5. А.К. Багаутдинов, Н.Н. Ильин Отчет о научно – исследовательской работе “Анализ и уточнение технологических и технико-экономических показателей разработки месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК», Томск 1999г.
6. ОАО «Томскнефть» ВНК Управление добычи нефти и газом г. Стрежевой 2016 г.
7. Кримчеева Г.Г. – «Электрохимическая защита трубопроводов от коррозии» / М.: Ухта, УГТУ, 2014 г.
8. Медведева М.Л. – «Основы электрохимической коррозии и защиты оборудования при транспорте и хранении нефти и газа» / М.: «Нефть и газ», 2004 г.
9. «Руководство по эксплуатации средств электрохимической защиты магистральных газопроводов». М., изд. ВНИИГАЗа, 1977 г.
10. Рахманкулов Д.Л., Бугай Д.Е., Габитов А.И., Голубев М.В., Лаптев А.Б., Калимуллин А.А. Ингибиторы коррозии. – Уфа: Государственное издательство научно – технической литературы «Реактив», – 1997 г. – Т.1.
11. ГОСТ Р 51164–98 «Общие требования к защите от коррозии».
12. Эдельман Я.М., Никитенко Е.А. «Планово-предупредительный ремонт устройств электрохимической защиты магистральных газопроводов. – Транспорт и хранение газа», 1972 г., № 12.

13. Никитенко Е.А. «Автоматизация и телеконтроль электрохимической защиты магистральных газопроводов». М., Недра, 1976 г.
14. Габитов А.И. Итоги и перспективы в теории и практике борьбы с коррозией. – Государственное издательство научно–технической литературы «Реактив», – 1998 г.
15. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
16. Нечаев М.А. «Техника безопасности в газовом хозяйстве промышленных предприятий». Л., Недра, 1972 г.
17. «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов». Л. Недра, 1973 г.
18. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» – Приказ Минтруда России от 19.02.2013 г. № 74Н – 2016 г.
19. Толстой М.Г., Демидов М.Д. «Техника безопасности и противопожарные мероприятия на строительстве». М., Высшая школа, 1972 г.
20. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
21. ГОСТ Р 22.0.07–95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.