

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности методов борьбы с коррозией на Лор-Еганском нефтяном месторождении (ХМАО)

УДК 622.24:620.193(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (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), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений,	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, 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)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1.Проведение обзора литературных источников по данной тематике; 2.Характеристика объекта исследования; 3.Определение зависимости режимов течения жидкости от скорости потока, обводненности продукта и от проходного сечения трубопровода; 4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5.Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схемы режимов течения многофазных потоков, модель трубопровода, построенная в программе ASPEN HYSYS

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Кашук Ирина Вадимовна, доцент
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Стоимость материальных ресурсов, стоимость оборудования, тарифные ставки исполнителей научно – исследовательского проекта
2.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2.Планирование и формирование бюджета научного исследования	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3.Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности разработки технологической схемы внутрипромыслового трубопровода

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место расположено на открытом воздухе. Система промышленных трубопроводов располагается в таежной зоне Западной Сибири, в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 70 км к северо-востоку от г. Нижневартовска. Местность болотистая. Климат резко-континентальный. При ремонте трубопровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую среду сводится к минимуму. Возникновение аварийных ситуаций случается редко
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы 1. Отклонение параметров микроклимата; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Электромагнитное излучение. Опасные факторы

	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Электрическая дуга и искры при сварке; 3. Поражение электрическим током; 4. Взрывоопасность и пожароопасность; 5. Термические опасности.
3. Экологическая безопасность:	-оценка воздействия исследуемого объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; -определение возможного решения обеспечения экологической безопасности
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). -разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Соломин Максим Николаевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2019	<i>Обзор литературы</i>	11
02.04.2019	<i>Общая часть</i>	9
10.04.2019	<i>Методы борьбы с внутренней коррозией</i>	12
12.04.2019	<i>Расчетная часть</i>	8
25.04.2019	<i>Рекомендации по борьбе с коррозией на Лор-Еганском месторождении</i>	15
30.04.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
08.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	15
15.05.2019	<i>Заключение</i>	13
30.05.2019	<i>Презентация</i>	7
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова О.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Ю.А.			

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 35 рисунков, 25 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: коррозия, эксплуатация трубопроводов, методы борьбы с внутренней коррозией, промысловый трубопровод, нефть и нефтепродукты.

Объектом исследования являются промысловые трубопроводы Лор-Еганского месторождения.

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

Цель работы: провести анализ методов борьбы с коррозией на Лор-Еганском месторождении.

В процессе исследования был определен химический состав водной фазы на Лор-Еганском месторождении. С помощью литературного обзора выявлен оптимальный режим течения многофазного потока. Проанализирована зависимость структуры трехфазного потока на Лор – Еганском месторождении от обводненности скважинной продукции, диаметра промысловых трубопроводов и скорости течения потока. Даны рекомендации по борьбе с коррозией.

Область исследования: промысловые трубопроводы и внутрискважинное оборудование.

Область применения: на стадии проектирования предусмотреть построение карт режимов многофазных смесей для подбора оптимальных диаметров трубопроводов.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Коррозия металлов: разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой.

Коррозионная среда: среда, в которой происходит коррозия металла.

Коррозионные потери: количество металла, превращенного в продукты коррозии за определенное время.

Продукты коррозии: химические соединения, образующиеся в результате взаимодействия металла и коррозионной среды.

Скорость коррозии: коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени.

Коррозионная стойкость: способность металла сопротивляться коррозионному воздействию среды.

Внутренние факторы коррозии: факторы, влияющие на скорость, вид и распределение коррозии, связанные с природой металла (состав, структура, внутренние напряжения, состояние поверхности).

Внешние факторы коррозии: факторы, влияющие на скорость, вид и распределение коррозии, связанные с составом коррозионной среды и условиями коррозии (температура, давление, скорость движения металла относительно среды и т.д.).

Нефтепровод (промысловый): трубопровод, транспортирующий разгазированную нефть.

ГЖС – газожидкостная смесь;

КР – коррозионное растрескивание;

НГО – нефтегазоносная область;

ТП – трубопровод;

НСК – нефтесборный коллектор.

Оглавление

Введение	14
Обзор литературы	16
1. Характеристика Лор-Еганского месторождения	18
1.1. Общие сведения о месторождении	18
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	19
1.2.1 Свойства пластовой нефти	19
1.2.2 Нефтегазоносность разреза	19
1.2.3 Свойства и состав пластовых вод	25
1.2.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	28
1.2.5 Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти и растворенного газа.....	30
1.3 Структура фонда скважин и характеристика текущего состояния разработки.....	31
1.4 Анализ состояния разработки	40
2. Внутренняя коррозия трубопровода	47
2.1 Факторы коррозионного разрушения трубопроводов	49
2.2 Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии	52
2.3 Особенности внутренней коррозии трубопроводов в условиях Западной Сибири	56
2.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией на Лор-Еганском месторождении	58
3 Расчетная часть.....	61
3.1 Расчет скорости коррозии	61
3.2 Определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях.....	64
3.3 Краткая характеристика методов определения режимов течения	66
3.4 Алгоритм определения структуры течения с помощью программы ASPEN HYSYS	69
3.5 Влияние скорости потока и диаметра нефтепровода на структуру газожидкостного потока	72
3.6 Анализ полученных результатов	74
Заключение	76

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	77
4.1 SWOT-анализ	77
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	79
4.3 Расчет бюджетной стоимости научно исследовательских работ.....	81
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	81
4.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ.....	82
4.3.3 Амортизационные отчисления.....	83
4.3.4 Основная заработная плата исполнителей темы.....	83
4.3.5. Расчет дополнительной заработной платы.....	85
4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды.....	86
4.3.7 Накладные расходы	86
4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы	87
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования.....	87
5. Социальная ответственность	91
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	91
5.2 Производственная безопасность:.....	93
5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	94
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	98
5.3 Экологическая безопасность.....	101
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
Список литературы	104

Введение

Основной проблемой при эксплуатации трубопроводов является возникновение коррозии по нижней образующей трубы. Срок эксплуатации трубопроводов во многом определяется их противокоррозионной защитой. Также коррозия приводит к экономическим потерям на предприятии, и к негативному воздействию на окружающую среду в результате возникновения утечек. Борьба с коррозией позволяет сократить затраты на металлические ресурсы и повысить экологичность при транспорте нефти.

Коррозия металлов – это физико-химический процесс, вызывающий разрушение металла или изменение его свойств в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды. В результате такого процесса с течением времени меняются форма, размеры, структура, состояние поверхности металла, что, в конечном счете, приводит к его разрушению. При этом происходит потеря эксплуатационных свойств оборудования и агрегатов.

Актуальность данной темы обусловлена тем, что экономический ущерб, наносимый предприятию в результате возникновения коррозии в промышленных нефтепроводах на месторождении, может быть существенно большим, требуются большие материальные затраты на ремонт или замену оборудования и его деталей.

Объектом исследования в работе являются промышленные нефтепроводы Лор-Еганского месторождения, подверженные коррозии.

Основной целью является определение оптимальных методов для снижения коррозии на Лор-Еганском месторождении.

Для выполнения поставленной цели необходимо реализовать следующие **задачи**:

1. Изучить литературу и нормативно – техническую документацию по данной тематике;
2. Выделить основные факторы коррозионного разрушения трубопроводов;

3. Изучить существующие методы борьбы с коррозией;
4. Определить оптимальный режим течения многофазного потока с помощью моделирующего комплекса AspenHYSYS;
5. Определить оптимальные способы борьбы с коррозией на Лор-Еганском месторождении и составить рекомендации по их применению.

Обзор литературы

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

1. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости
2. СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. М., Стройиздат, 1998 г.
3. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
4. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006. – 306 с.
5. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. – 806 с.
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂ – коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 188с.
7. Jemada Teitel and A.E. Dukler. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Gas – Liquid Flow –AJCHE–Journal –1976 –№1. – P. 47 – 55.
8. Гафаров Н.А. Использование методики Тейтела-Даклера для определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях / Н.А. Гафаров, С.Б. Киченко, В.М. Кушнарченко// Защита от коррозии и охрана окруж. среды. - 1998. - N 1-2. - С. 2-22.
9. Руководство пользователя HYSYS. Версия 2006

Как показывает многолетний опыт эксплуатации промысловых трубопроводов, протяженность которых зависит от назначения, высокая агрессивность продукции скважин месторождений одна из основных причин преждевременного выхода их из строя. Наиболее агрессивны обводненная

нефть (степень обводнённости составляет 90–96 %) и сточные (речные и озерные) воды, используемые в системах поддержания пластового давления. Срок службы трубопроводов для закачки в пласт сточных вод в ряде случаев составляет 1,5–2 года вместо планируемых 10–15 лет.

Промысловые трубопроводы достаточно металлоемкие и технически сложные сооружения, поэтому их противокоррозионная защита является весьма актуальной проблемой.

Основным фактором, влияющим на коррозионную активность агрессивной среды, является соотношение нефти и воды. С увеличением содержания воды в бинарной водонефтяной эмульсии происходит расслоение последней с выделением воды в качестве обособленной фазы. Как установлено экспериментами, пластовая вода, контактирующая с нефтью, представляет собой минерализованную среду.

Многие исследования посвящены причинам и механизмам возникновения локальной коррозии труб в условиях транспорта по ним Западно – Сибирской нефти.

Таким образом, внутренняя коррозия промысловых трубопроводов – это сложная проблема, которая в настоящее время не находит успешного решения. Для борьбы с такой коррозией обычно используют химические ингибиторы, при этом требуются корректировка и постоянное обновление их состава. Можно также применять трубы из коррозионно-стойких сплавов. Как правило, такие решения требуют больших затрат и часто ненадежны. Нанесение покрытий на внутренние поверхности труб непосредственно на заводе эффективно в том случае, если их кольцевые сварные швы, выполненные в трассовых условиях, могут быть защищены от коррозии, например, нанесением внутреннего покрытия на швы на месте строительства трубопроводов. Однако такой способ неэкономичен, требует решения ряда технических проблем и ограничен большим диаметром труб (720 мм и более).

1. Характеристика Лор-Еганского месторождения

В данной главе рассматриваются основные характеристики Лор-Еганского месторождения.

1.1. Общие сведения о месторождении

В административном отношении Лор-Еганское месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 70 км к северо-востоку от г. Нижневартовска.

Лицензия ХМН № 02965 НЭ на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа, закачки подтоварных вод для поддержания пластового давления в пределах Лор-Еганского лицензионного участка выдана ОАО «РН-Нижневартовск» от 14.03.2014 г. Участок недр имеет статус горного отвода. Срок окончания действия лицензии 30.12.2030 г.

Ближайшим к рассматриваемому месторождению является разрабатываемое Самотлорское месторождение нефти и газа, а вблизи северной его границы расположено Мало-Черногорское месторождение (рис. 1).

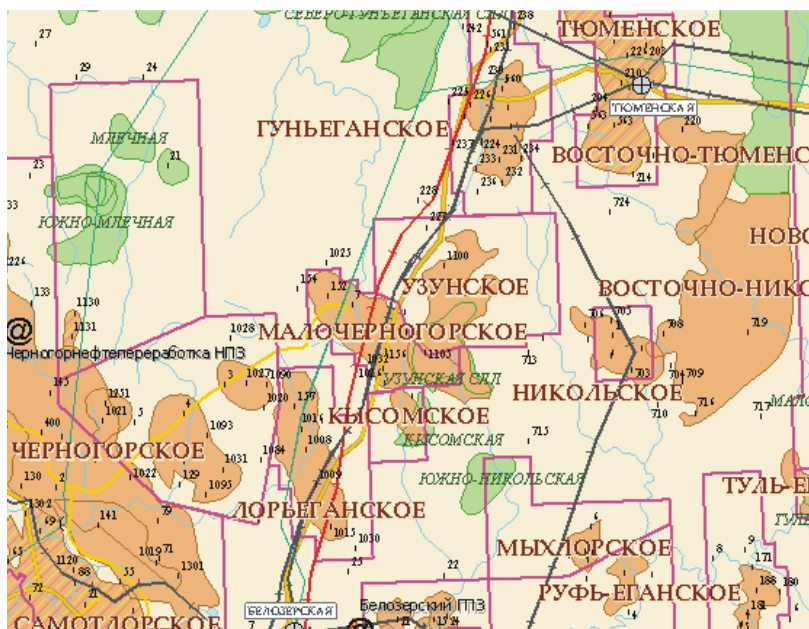


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Климат территории континентальный с коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой. Среднегодовая температура

воздуха составляет - 3 °С. Наиболее холодным месяцем года является февраль (-23 °С). Самым теплым – июль (+18 °С). Абсолютный минимум температур (-49 °С) был зарегистрирован в январе, абсолютный максимум (+39 °С) - в июле.

1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Свойства пластовой нефти

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти

№ п/п	Наименование	Значение
1	Пластовое давление, МПа	21,9
2	Пластовая температура, °С	77,0
3	Давление насыщения, МПа	8,9
4	Газосодержание при однократной сепарации, м ³ /т	88,23
5	Газосодержание при многоступенчатой сепарации, м ³ /т	78,0
6	Объемный коэффициент, д. ед.	1,256
7	Плотность нефти, кг/м ³	739
8	Объемный коэффициент при условии сепарации, д.ед.	1,0208
9	Вязкость нефти, мПа·с	1,203
10	Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	10,14
11	Плотность нефти при условии сепарации, кг/м ³	821,0

1.2.2 Нефтегазоносность разреза

Горизонт БВ₁₀ приурочен к средней подсвите мегийонской свиты и в литологическом отношении представлен неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя часть горизонта, соответствующая пласту БВ₁₀⁰, складывается чередованием глинистых и песчаных пород. Пласт распространен в северной и западной части месторождения. В восточном и юго-восточном направлении пласт выклинивается, что подтверждается скважинными данными и сейсморазведкой 3Д. Наиболее опесчаненным и выдержанным по площади является пласт БВ₁₀¹. В пласте БВ₁₀¹ находится самая большая залежь месторождения, в которой содержатся основные запасы нефти. Нижняя часть горизонта БВ₁₀, соответствующая

пласту БВ₁₀², складывается, в основном, глинистыми породами с подчиненными прослоями песчаников. Ниже даются характеристики залежей продуктивных пластов.

Пласт БВ₁₀⁰

В пласте БВ₁₀⁰ выделены две нефтяные залежи.

Залежь 1 (р-н скважины № 15), вскрыта одной поисково-разведочной и 36 эксплуатационными скважинами.

Испытания залежи проведены в 28 скважинах. В 22 скважинах добыча нефти ведется совместно с пластом БВ₁₀¹.

Ни одна из скважин, вскрывших залежь, не вскрыла ВНК. При испытании скв. № 15 в интервале а.о. -2247,1-2253,6 м получен приток нефти дебитом $Q_n = 9.9 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 15 равна -2253 м. Условный ВНК принят на отметке -2253 м по подошве нефти скв. № 15. Таким образом, залежь пласта БВ₁₀⁰ представляет собой нефтяную линзу с условным уровнем ВНК. Внутренний контур ВНК пласта БВ₁₀⁰ соответствует внешнему контуру ВНК пласта БВ₁₀¹.

Залежь 1 является пластово-сводовой, литологически экранированной с востока и северо-запада границей зоны глинизации коллектора. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи -2201 м, высота залежи 52 м. Размеры залежи - с севера на юг 8,6 км, с запада на восток 1,8 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 1,88 м, по скважинам толщины изменяются от 0,6 (скв. № 608PL) до 4,8 м (скв. № 15). Карты коэффициентов пористости и нефтенасыщенности приведены на рисунке 1.1 Среднее значение пористости по залежи 0,217 д.ед., нефтенасыщенности – 0.536 д.ед.

Залежь 2 (р-н скважины № 203) вскрыта четырьмя эксплуатационными скважинами. Три скважины в этой залежи являются

добывающими №№ 14, 201, 203. В этих скважинах добыча нефти ведется совместно с пластом БВ₁₀¹.

При совместном испытании пластов БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹ в скв. № 203 интервалов с а.о. -2245,7-2248,1 м и -2250,5-2254,3 м получен приток нефти дебитом $Q_n = 47.13 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. № 203 равна -2248,0 м. Водонасыщенный коллектор скв. № 203 не вскрыла. Водонасыщенный по ГИС коллектор в скв. № 205 отбивается на отметке -2258,9 м. ВНК принят на отметке - 2253 м между подошвой нефти скв. № 203 и кровлей воды в скв. № 205.

Залежь 2 является пластово-сводовой, литологически ограниченной с севера, запада и юга полигоном зоны глинизации. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи -2213 м, высота залежи 40 м. Размеры залежи - с запада на восток 1,1 км, с севера на юг 0,8 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 0,68 м, по скважинам толщины изменяются от 0,6 м (скв. № 14, 202) до 1,7 м (скв. № 203). Карты коэффициентов пористости и нефтенасыщенности приведены на рисунок 2.3 б, с. Среднее значение пористости по залежи 0,211 д.ед., нефтенасыщенности – 0,544 д.ед.

В ПЗ 2013 г. этот пласт выделен в качестве самостоятельного объекта подсчета запасов по результатам скважинных исследований и данных сейсморазведки 3Д.

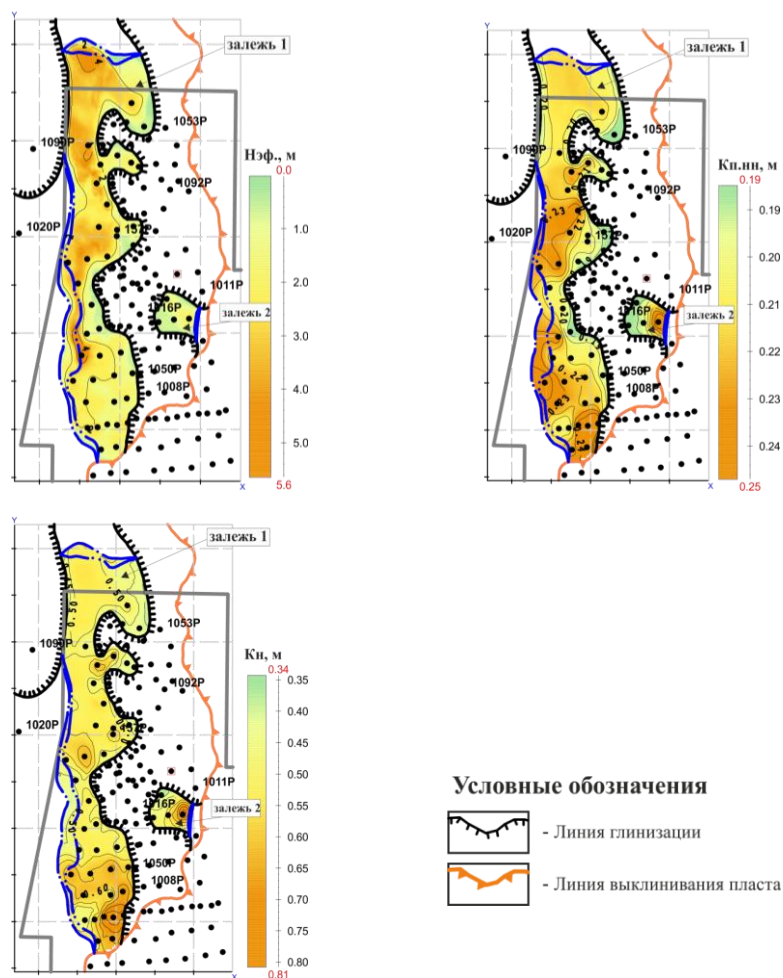


Рисунок 2 – Пласт BV_{10}^0

- карта эффективных нефтенасыщенных толщин;
- карта коэффициента пористости по нефтенасыщенной части;
- карта коэффициента нефтенасыщенности

Пласт BV_{10}^1

Основная по запасам нефти залежь пласта BV_{10}^1 вскрыта 212 скважинами, из них 13 поисково-разведочных и 199 эксплуатационных скважин.

Пласт BV_{10}^1 активно разрабатывается с 1985 г. Притоки безводной нефти получены в скважинах №№ 1009Р, 1016Р, 1053Р, 206, 226, 230, 252, 253, 275, 276, 278 и др.

При испытании скважины № 1092Р в интервале с а.о. -2259,7-2261,7 м получен приток нефти $Q_n = 39,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ с водой $Q_v = 7,0 \text{ м}^3/\text{сут}$. Подошва

самого глубокого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скважине № 1092P равна -2261,6 м. Кровля водонасыщенного коллектора по ГИС в этой скважине равна -2267,7 м. Кровля водонасыщенного коллектора по ГИС в скважинах №№ 111 и 141 равна -2259,2 м и -2257,8 м, соответственно. ВНК в залежи принят на отметке -2260 ± 2 м между подошвой нефти скважины № 1092P и кровлей воды в скважине № 141.

Залежь пласта БВ₁₀¹ является пластово-сводовой. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи -2196 м, высота залежи 66 м. Размеры залежи - с севера на юг 14,0 км, с запада на восток 4,2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 7,33 м, по скважинам толщины изменяются от 0,8 (скв. № 20) до 18,5 м (скв. № 1_ST2). Карты коэффициентов пористости и нефтенасыщенности приведены на (рисунок 1.2 е, ф). Среднее значение пористости по залежи 0,228 д.ед., нефтенасыщенности – 0.607 д.ед.

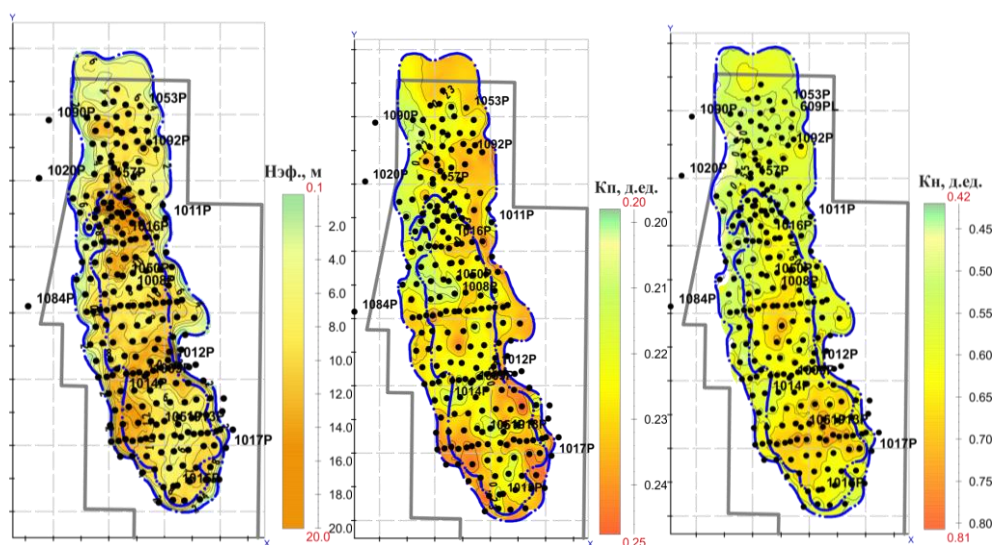


Рисунок 3 – Пласт БВ₁₀¹

- d) карта эффективных нефтенасыщенных толщин;
- e) карта коэффициента пористости по нефтенасыщенной части;
- f) карта коэффициента нефтенасыщенности

Пласт БВ₁₀²

В пласте БВ₁₀² выделена одна нефтяная залежь.

Залежь в р-не скважины № 1013Р вскрыта двумя поисково-разведочными скважинами и 23 эксплуатационными. Разработка залежи ведется совместно с пластом БВ₁₀¹ пятью скважинами.

Испытания пласта проведены в шести скважинах. В результате испытаний получены притоки безводной нефти, интервалы испытаний находятся намного выше отметки ВНК. Подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скважине № 135 равна -2249.5 м. Водонасыщенный коллектор в этой скважине не вскрыт. Кровля верхнего водонасыщенного коллектора по ГИС в скважине № 147 равна -2247.3 м. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скважине № 147 равна -2246.7 м. ВНК принят на отметке -2248.5±1 м между подошвой нефти скважины № 135 и кровлей воды в скважине № 147.

Залежь в р-не скважины № 1013Р является пластово-сводовой, литологически ограниченной полигоном зоны глинизации коллектора в северо-западной части залежи. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи -2222 м, высота - 28 м. Размеры залежи - с севера на юг 3,4 км, с запада на восток 2,2 км. Среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин составляет 3,1 м, по скважинам толщины изменяются от 1,2 м (скв. №№ 104, 128, 106) до 7,0 м (скв. № 115_ST2). Карты коэффициентов пористости и нефтенасыщенности приведены на рисунке 1.3 б, с. Среднее значение пористости по залежи 0,205 д.ед., нефтенасыщенности – 0.448 д.ед.

В ПЗ 2013 г. в результате уточнения положения подошвы пласта БВ₁₀¹ границы залежи уточнились, отметка ВНК в залежи равна 2248.5±1 м.

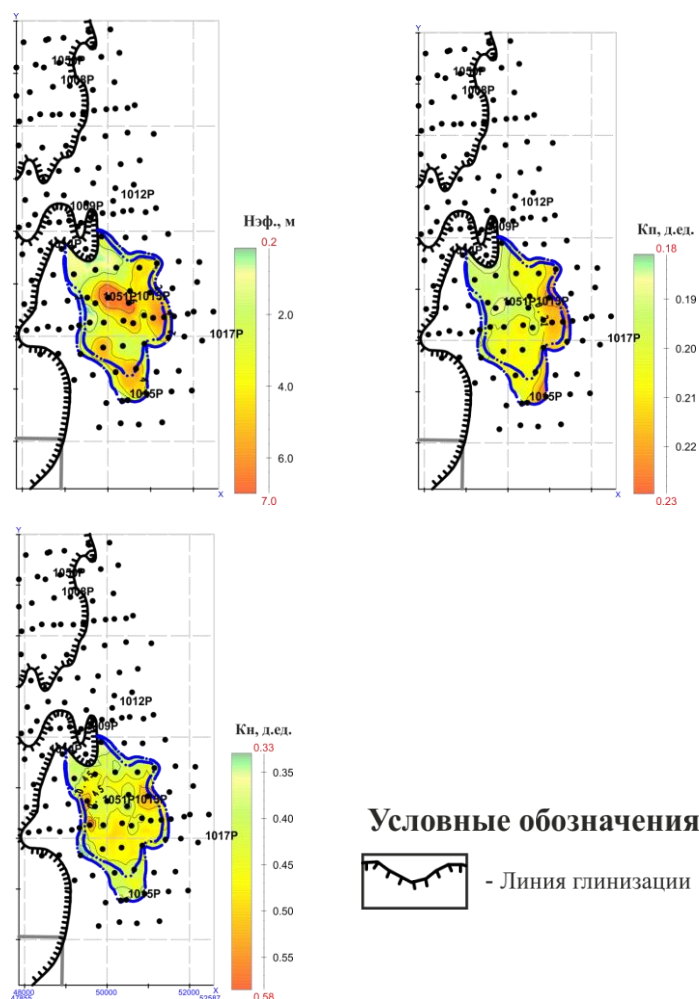


Рисунок 4 – Пласт БВ₁₀²:

- a) карта эффективных нефтенасыщенных толщин;
- b) карта коэффициента пористости по нефтенасыщенной части;
- c) карта коэффициента нефтенасыщенности

1.2.3 Свойства и состав пластовых вод

По региональному гидрогеологическому районированию Нижневартовский район, в котором находится Лор-Еганское месторождение, приурочен к Западно-Сибирскому артезианскому мегабассейну, в вертикальном разрезе которого выделяется пять гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный (первый), турон-нижеолигоценовый (второй), апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый).

На территории Лор-Еганского месторождения опробование неокомского и юрского гидрогеологических комплексов выполнено в 15 разведочных скважинах. В связи с недостаточностью гидрогеологических материалов по всему разрезу изучаемого месторождения, его гидрогеологическая характеристика приведена с привлечением фактических и фондовых материалов по месторождениям Нижневартовского свода.

Атлым-новомихайловский горизонт. При исследовании скважин на данный горизонт их дебиты составляли от 10 м³/сут при динамическом уровне 48 м до 717 м³/сут при динамическом уровне 27 м. Удельные дебиты олигоцен-четвертичного комплекса изменяются от 0,6 до 4,2 л/с.

На территории Нижневартовского района воды рассматриваемого комплекса характеризуются разным химическим составом с минерализацией 0,1- 0,6 г/л.

Воды апт-сеноманского гидрогеологического комплекса. При испытании комплекса дебиты скважин изменялись от 76,7 м³/сут при депрессии 7,81 МПа и до 2839 м³/сут при депрессии 0,19 МПа. В процессе эксплуатации апт-сеноманского комплекса дебиты водозаборных скважин составляют 2000 - 3000 м³/сут.

Воды, заключенные в отложениях апт-сеноманского комплекса, хлор-кальциевого типа (классификация В. А. Сулина) с минерализацией 16 - 22 г/л. Основными солеобразующими компонентами являются хлор и натрий. Воды характеризуются отсутствием в них сульфатов и карбонатов. Содержание йода в подземных водах колеблется в пределах 9,1 - 15,2 мг/л (в среднем не превышая 10 мг/л), брома - от 41,0 до 58,0 мг/л.

Газ, растворенный в водах комплекса, метанового состава.

По классификации минеральных вод В. В. Иванова и Г. А. Невраева подземные воды рассматриваемого комплекса относятся к минеральным лечебным водам йодо-бромного кремнистого борного хлоридно-натриевого состава.

На территории Нижневартковского района в водах апт-сеноманского комплекса не отмечено промышленно-кондиционных концентраций йода и брома.

Неокомский гидрогеологический комплекс. При исследовании пластов группы АВ дебиты скважин изменялись от 0,5 м³/сут при понижении уровня – 650 м до 795,0 м³/сут при депрессии 3,56 МПа.

При испытании пластов группы БВ дебиты скважин колебались от 0,2 м³/сут (при переливе) до 432 м³/сут. На Лор-Еганском месторождении при испытании разведочных скважин в интервале залегания горизонта БВ₁₀ получены дебиты от 1,7 м³/сут (при динамическом уровне 678 м) до 87,9 м³/сут (при депрессии 7,07 МПа).

По результатам исследований подземные воды неокомского комплекса соленые, термальные и напорные.

На территории Нижневартковского свода воды неокомского комплекса хлор-кальциевого типа с минерализацией 19,5 - 32,0 г/л. Минерализация вод в пластах группы АВ изменяется от 19,5 до 25 г/л, БВ - от 25 до 32 г/л. Воды бессульфатные. Содержание йода в водах составляет 3,4 - 19,3 мг/л, брома - до 76,8 мг/л. Данные содержания микрокомпонентов не кондиционны для их промышленного извлечения.

Газ, растворенный в водах данного комплекса, метанового и азотно-метанового составов.

Анализ закономерностей изменения минерализации подземных вод по площадям соседних месторождений, позволил сделать вывод, что на Лор-Еганском месторождении среднее значение минерализации вод по горизонту БВ₁₀ составляет 28 г/л.

На Лор-Еганском месторождении опробование юрского комплекса выполнено в интервале залегания пластов ЮВ₁ и ЮВ₂.

Обильность пластов юрского гидрогеологического комплекса различна. При испытании разведочных скважин были получены притоки от 0,7 м³/сут при депрессии 0,28 МПа до 58,7 м³/сут при депрессии 9,26 МПа.

Воды, заключенные в отложениях юрского комплекса, соленые, термальные и напорные.

По классификации В. А. Сулина подземные воды юрского комплекса относятся к хлор-кальциевому типу с минерализацией 31 - 38 г/л. Основными солеобразующими компонентами являются натрий и хлор, содержания которых соответственно составляют 11,8 – 13,0 г/л и 20,2-22,4 г/л. Воды комплекса характеризуются отсутствием в них сульфатов и карбонатов.

Содержание микрокомпонентов, определенных в подземных водах изучаемого комплекса, следующее: йода 3,2-5,0 мг/л, брома до 67,1 мг/л, бора 4,2-7,5 мг/л. Приведенные содержания микрокомпонентов не являются промышленно-кондиционными.

На Лор-Еганском месторождении минерализация вод колеблется в пределах 33 - 37 г/л, в среднем составляя 35 г/л.

Газ, растворенный в водах юрского комплекса, в основном метанового состава. Содержание СН₄ изменяется от 73 % до 90,4 %.

1.2.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Лор-Еганского месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика Лор-Еганского месторождения

Параметры	Пласты		
	БВ ₁₀ ⁰	БВ ₁₀ ¹	БВ ₁₀ ²
Средняя глубина залегания (абс.отм.), м	-2233	-2235	-2258
Количество залежей	2	1	1
Тип залежи	Пластово-сводовая, литологически экранир.		

Тип коллектора	Терригенный, поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	14 198	46 948	5 003
Средняя общая толщина, м	5.2	23.6	10.5
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	-	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1.7	7.2	3.1
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м			
Коэффициент пористости, доли ед.	0.215	0.228	0.205
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.48-0.55	0.57-0.63	0.45
Коэффициент нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0.48-0.52	0.56-0.58	0.43
Коэффициент нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0.53	0.605	0.448
Проницаемость (по ГИС), 10 ⁻³ мкм ²	31	55	11
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.19	0.44	0.24
Расчлененность, ед.	2	5	2
Начальная пластовая температура, °С	77	77	77
Начальное пластовое давление, МПа	23.5	23.5	23.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	1.2	1.2	1.2
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа с	4.5	4.5	4.5
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м ³	0.739	0.739	0.739
Плотность нефти в поверхн. услов., т/м ³	0.821	0.821	0.821
Абсолютная отметка ВНК, м	-2253	-2260 (±2)	-2248,5 (±1)
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-	-
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1.208	1.208	1.208
Содержание серы в нефти, %	0.35	0.35	0.35
Содержание парафина в нефти, %	1.93	1.93	1.93

Давление насыщения нефти газом, МПа	8.9	8.9	8.9
Газовый фактор, м3/т	78	78	78
Содержание сероводорода, %	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа с	0.42	0.42	0.42
Плотность воды в пласт. услов., т/м3	1.02	1.02	1.02
Плотность воды в поверх. услов., т/м3	-	-	-
Сжимаемость, 1/МПа*10-4			
нефть	10.1	10.1	10.1
вода	4.4	4.4	4.4
порода	4	4	4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.486	0.545	0.439
Коэффициент продуктивности, т/сут/МПа	8.4		

1.2.5 Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти и растворенного газа

Лор-Еганское месторождение по объему извлекаемых запасов нефти относится к классу средних месторождений (НИЗ - 15,8 млн. т).

Запасы углеводородного сырья утверждены в ГКЗ РФ (протокол № 3048-дсп от 08.02.2013 г.).

Подсчет запасов нефти по этому месторождению с утверждением ГКЗ СССР производился дважды: в 1984 г. протокол № 9505 от 22.06.1984 г. и по состоянию на 01.01.1990 г. протокол № 79 от 28.08.1992 г. Запасы нефти утверждались по залежам двух продуктивных пластов: БВ101 и БВ102. Геологические и извлекаемые запасы нефти составили по пласту БВ101 - 25 371 / 11 718 тыс. т по категории В+С1 и по пласту БВ102 - 851 / 251 тыс. т по категории С1 и 470 / 126 тыс. т по категории С2 (протокол № 79 от 28.08.1992 г.).

По состоянию на 01.01.2014 г. запасы Лор-Еганского месторождения составляют:

Нефть:

- геологические - 34 208 тыс. т. (категория АВС1)
- извлекаемые - 15 793 тыс. т. (категория АВС1)

Растворенный газ:

- извлекаемые - 1 231 млн. м³ (категория АВС1)

Состояние запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам приведено в таблице 2.50, 2.51.

Числящиеся на Государственном балансе запасы приняты при проектировании.

1.3 Структура фонда скважин и характеристика текущего состояния разработки

Лор-Еганское месторождение открыто в 1980 г. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях мегионской свиты нижнего мела (пласты БВ₁₀⁰, БВ₁₀¹, БВ₁₀²).

По состоянию на 01.01.2014 г. на объекте числятся 219 скважин (200 – добывающих, 19 – нагнетательных), действующий фонд составляет 111 скважин, ликвидированы - 13 скважин.

Структура фонда скважин на 01.01.2014 г. представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Число скважин		
		БВ ₁₀	ЮВ ₁	В целом по месторождению
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	198	2	200
	Возвращено с других горизонтов	1	-	-
	Переведено на другие горизонты	-	1	-
	Всего	199	1	200
	в том числе:			
	действующие	95	-	95
	из них: ФОН	-	-	-
	ЭЦН	95	-	95

	ШГН	-	-	-
	газлифт:			
	бескомпрессорный	-	-	-
	внутрискважинный	-	-	-
	бездействующие	6	-	6
	в освоении после бурения	-	-	-
	в консервации	5	-	5
	наблюдательные, пьезометрические	15	-	15
	переведены под закачку	68	-	68
	ликвидированные	10	1	11
	переведены в поглощающие	-	-	-
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	19	-	19
	Возвращено с других горизонтов	-	-	-
	Переведено на другие горизонты	-	-	-
	Переведены из добывающих	68	-	68
	Всего	87	-	87
	в том числе:			
	под закачкой	42	-	42
	бездействующие	16	-	16
	в освоении	-	-	-
	в консервации	-	-	-
	в отработке на нефть	-	-	-
	наблюдательные, пьезометрические	25	-	25
	ликвидированные	2	-	2
	переведены в поглощающие	2	-	2
Фонд специальных скважин	Пробурено	-	-	-
	Переведено из нагнетательного фонда	2	-	2
	Всего:	2	-	2
	в том числе:			
	водозаборные	-	-	-

	поглощающие	2	-	2
--	-------------	---	---	---

Максимальный уровень действующего фонда добывающих скважин – 104 ед. достигнут в 1988 г. До 1991 г. действующий фонд снижался, что вызвано быстрым обводнением скважин и переводом их под закачку. Коэффициент использования по добывающему фонду скважин снизился в период перекомпенсации с 0,84 д. ед. (1988 г.) до 0,47 д. ед. (1991 г.). Благодаря вводу новых скважин и запуску после ГТМ к 2014 г. коэффициент использования увеличился до 0,85 д. ед.

Коэффициент использования по нагнетательному фонду достиг своего максимального значения (0,83 д.ед.) в 1988 г. С 1989 по 1997 гг. динамика коэффициента использования носила преимущественно убывающий характер. Текущий коэффициент использования нагнетательных скважин составляет 0,72 д.ед.

Динамика эксплуатационного фонда скважин и коэффициента использования скважин за предшествующий период разработки объекта приведены на рисунках 5 и 6

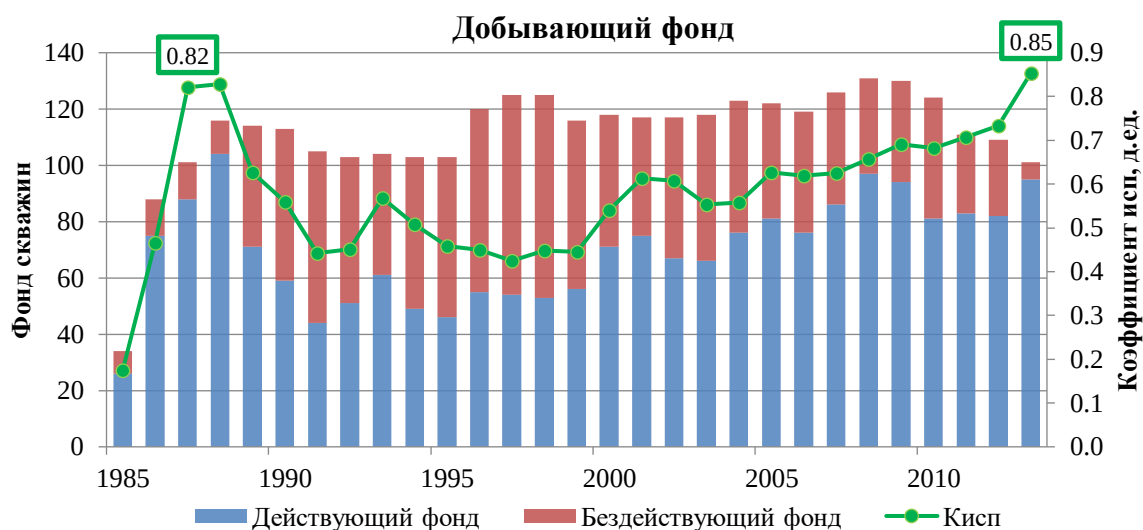


Рисунок 5 – Динамика коэффициента использования добывающего фонда

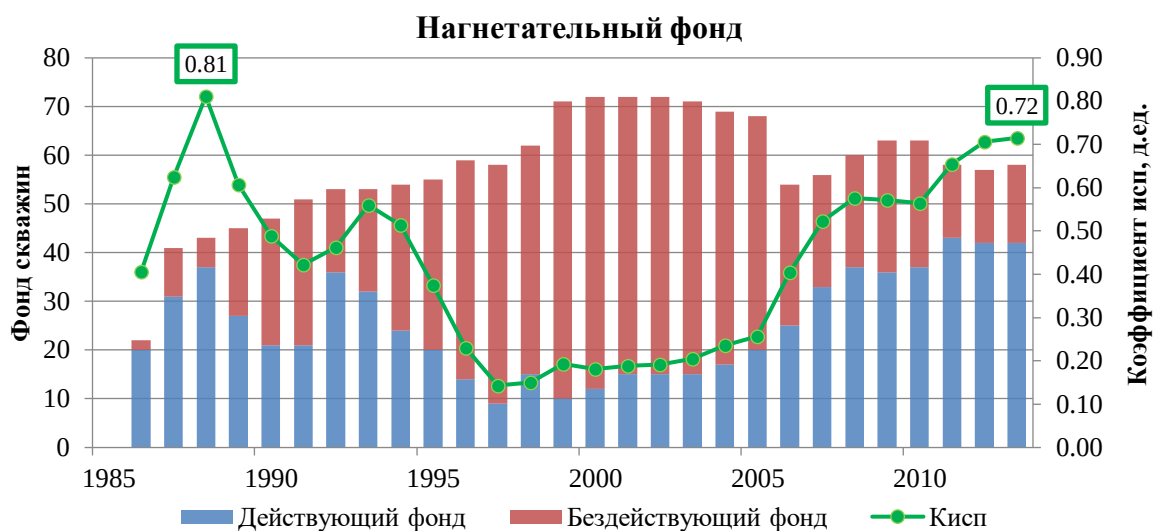


Рисунок 6 – Динамика коэффициента использования нагнетательного фонда

Экономические ограничения проявляют себя как следствие геологических и технологических факторов, определяющие производительность скважин и темпы обводнения продукции. В соответствии с этим утверждением в предыдущих проектных документах доминировали мероприятия, направленные на снижение обводненности продукции и, одновременно, на увеличению производительности скважин. Применение находили изоляционные работы, мероприятия по увеличению нефтеотдачи, основанные на оптимизации режимов работы скважин (по сути, предполагался ФОЖ) за счет снижения забойного давления и периодической отработки нагнетательного фонда скважин.

Действующий фонд добывающих скважин в 2013 г. эксплуатировался исключительно механизированным способом, с помощью установок ЭЦН (с разновидностью установок ЭЦН - ЭСП). Среднесуточный дебит нефти и жидкости и обводненность механизированных скважин, соответственно: ЭЦН – 5,6 и 111,5 т/сут и 95,2 %, ЭСП – 4,5 и 15,2 т/сут и 77,1 % (таблице 4).

Таблица 4 – Распределение накопленной добычи нефти и воды по способам эксплуатации на 01.01.2014 г.

Способ эксплуатации	Кол-во скв	Добыча, тыс.т.		Кол-во раб. дней	Обводненность, %	Дебиты, т/сут.	
		нефть	вода			нефть	вода
ФОН	128	1849	3242.3	83785.7	63.7	22.1	38.7
ШГН	44	543.5	164.6	53792.3	23.2	10.1	3.1
ЭЦН	175	10845.7	35703.1	567082	76.7	19.1	63.0
Месторождение		13238.2	39110	704660	74.7	18.8	55.5

Таблица 5 – Распределение добычи нефти и воды за 2013 г. по типам насосного оборудования

Способ эксплуатации	Кол-во скв	Добыча, тыс.т.		Кол-во раб. дней	Обводненность, %	Дебиты, т/сут.	
		нефть	вода			нефть	вода
ЭЦН	121	273.7	5467.1	49052.3	95.2	5.6	111.5
ЭСП	25	43.0	144.6	9530	77.1	4.5	15.2
Месторождение		316.7	5611.7	58582.3	94.7	5.4	95.8

Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин представлено на рисунках 7 – 8.

Добывающий фонд

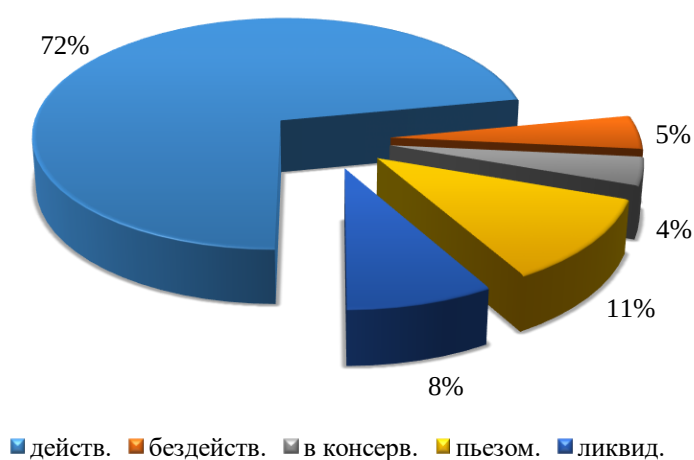


Рисунок 7 – Структура фонда добывающих скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

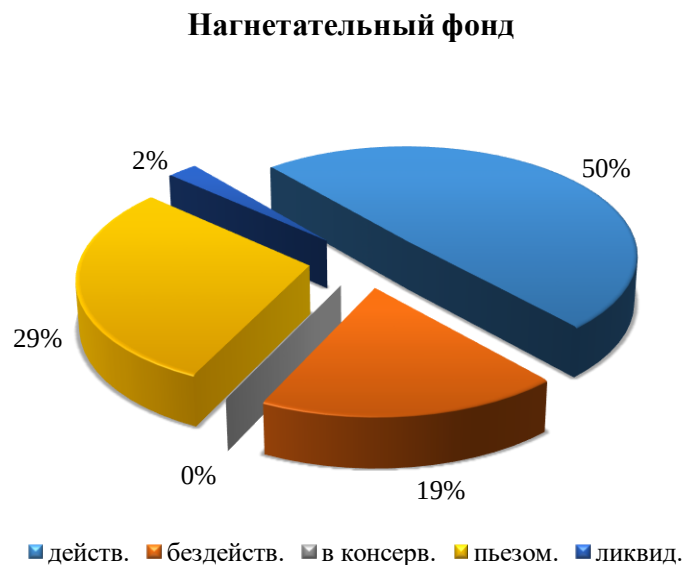


Рисунок 8 – Структура фонда нагнетательных скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Действующий добывающий фонд составляет 95 единиц. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости представлено на рисунке 6.

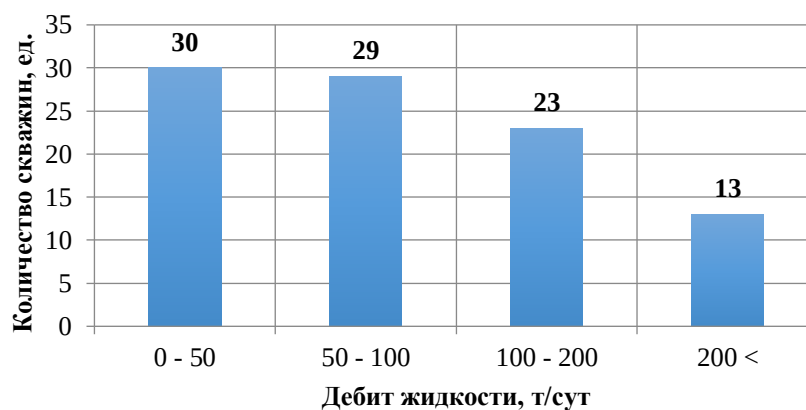


Рисунок 9 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости

Действующий фонд нагнетательных скважин составляет 42 единицы. Согласно анализу промысловых данных, текущий дебит скважин по нефти изменяется в диапазоне от 0,02 т/сут. до 17,3 т/сут, по жидкости от 0,02 т/сут. до 422,6 т/сут. Средний дебит по нефти 3,9 т/сут, по жидкости 102,8 т/сут. Скважины эксплуатируются с обводненностью продукции 93,9 %.

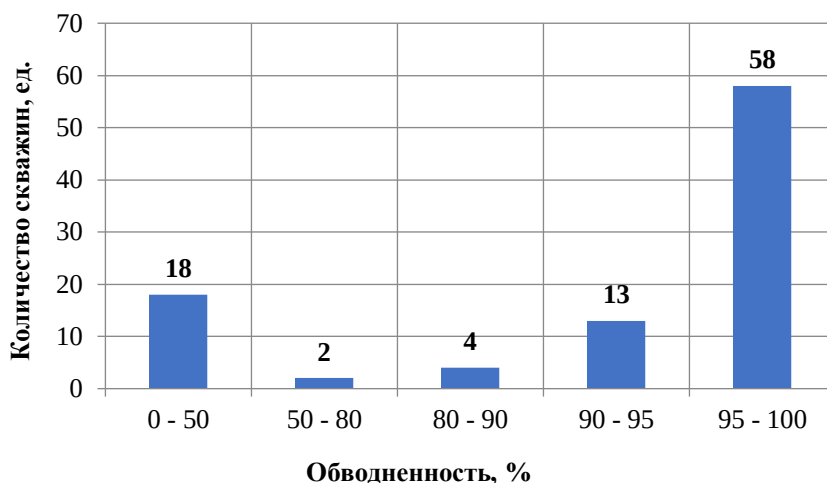


Рисунок 10 – Распределение действующего фонда скважин по обводненности на 01.01.2014 г.

На объекте под добычей перебували 200 скважин. Накопленная добыча нефти составила 13 237,8 тыс. т., удельная – 66,5 тыс. т. Более 24 % всего фонда, эксплуатировавшегося на объекте, отобрали свыше 100 тыс.т. на скважину. Менее 5 тыс.т. на скважину отобрали 10 %. Остальные скважины (66 %) отобрали от 5 тысяч до 100 тыс. т. на скважину.

Самую многочисленную группу составляют скважины с накопленной добычей нефти 20 - 100 тыс. т., включает 96 скважин (48 %). Накопленная добыча данных скважин составляет 5 041,2 тыс. т., доля в накопленной добыче составляет 38,1 %. Средние отборы на одну скважину в этой группе составляет 52,5 тыс. т.

Группа высокопродуктивных скважин, с отборами более 200 тыс. т нефти, включает девять единиц (5 %). Средний отбор нефти на одну скважину в этой группе составляет 283,7 тыс.т. Суммарный объем добытой нефти составляет 2 553,3 тыс. т или 19,3 % от накопленной добычи нефти .

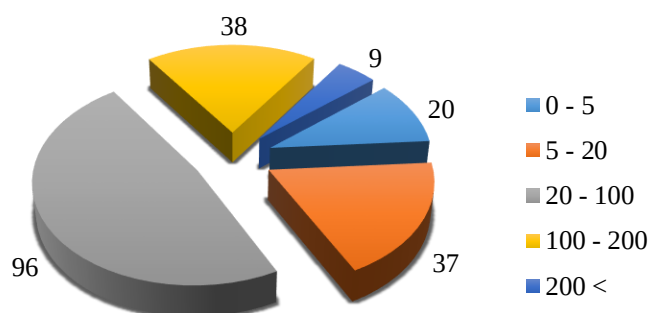
В группу с отборами жидкости более 800 тыс. т. вошли 15 скважин (8 %), удельная накопленная добыча составляет 1 004,2 тыс.т./скв.

Самую многочисленную группу составляют скважины с накопленной добычей жидкости 50 - 200 тыс. т., включает 59 скважин (30 %). Средние отборы на одну скважину в этой группе составляет 113,0 тыс. т.

Таблица 6 – Распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти и жидкости на 01.01.2014 г.

Накопленная добыча нефти, тыс.т	Кол-во скв	%	Q _{нак.} , тыс.т	Доля в нак. доб., %	Уд. нак. доб., тыс.т/скв
0 - 5	20	10	29.8	0.2	1.5
5 - 20	37	19	419.1	3.2	11.3
20 - 100	96	48	5041.2	38.1	52.5
100 - 200	38	19	5194.5	39.2	136.7
200 <	9	5	2553.3	19.3	283.7
Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	Кол-во скв	%	Q _{нак.} , тыс.т	Доля в нак. доб., %	Уд. нак. доб., тыс.т/скв
0 - 50	56	28	1061.0	2.0	18.9
50 - 200	59	30	6668.0	12.7	113.0
200 - 500	49	25	15761.5	30.1	321.7
500 - 800	21	11	13801.4	26.4	657.2
800 <	15	8	15062.4	28.8	1004.2

Накопленная добыча нефти, тыс.т



Накопленная добыча жидкости, тыс.т.

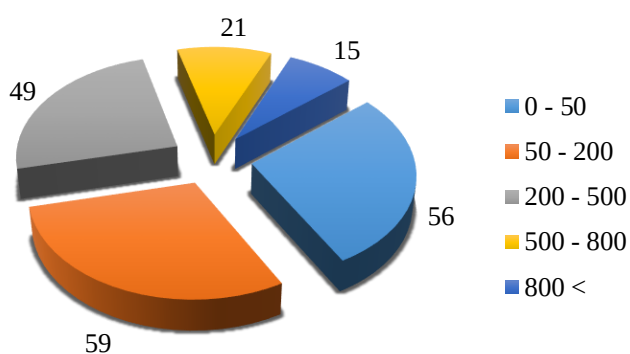


Рисунок 11 – Распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти и жидкости на 01.01.2014 г.

В настоящей работе рассмотрено распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти и жидкости. На данное распределение может влиять не только динамика отборов по скважинам, но и этапность разбуривания месторождения - так скважины нового фонда, отработавшие менее 5 лет, имеют значительно меньшую накопленную добычу, чем скважины старого фонда, время добычи которых насчитывает более 25 лет.

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная закачка воды составила 56 808,8 тыс. м³, при этом накопленная компенсация составила 97,0 %. Всего под закачкой с начала разработки перебивали 87 скважин. Средняя накопленная закачка на одну скважину составляет 653,0 тыс. м³.

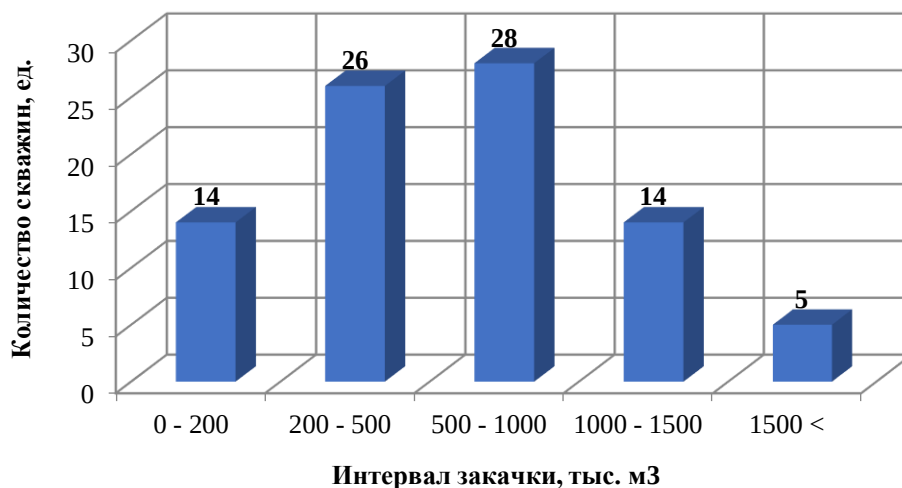


Рисунок 12 – Распределение скважин по накопленной закачке воды на
01.01.2014 г.

На рисунке 12 показано, что наименьшие объемы нагнетаемой воды (менее 200 тыс. м³) закачаны в 14 скважин.

Наибольшее количество скважин 28 из 87 перебивавших под закачкой (32 % перебивавшего нагнетательного фонда) закачивали воду в интервале 500 – 1 000 тыс. м³.

В остальных интервалах закачки скважины распределены следующим образом: 200 – 500 тыс. м³ – 26 скважин, 1 000-1 500 тыс. м³ – 14 скважин. Наибольшей закачкой свыше 1 500 тыс. м³ характеризуются пять скважин (6 % перебивавшего нагнетательного фонда). Суммарный объем нагнетаемой воды этими скважинами составил 9 022,1 тыс. м³ или 16 % от всего объема закачки.

Анализ структуры фонда скважин объекта БВ₁₀ Лор-Еганского месторождения по состоянию на 01.01.2014 года позволяет сделать следующие выводы:

- эксплуатационный фонд составляет 219 единиц: из них только 137 скважин действующие (добывающий фонд – 95 скважин, под закачкой 42 скважины);
- более половины добывающих скважин (71,4 %) работает с низкими дебитами по нефти, до 5 т/сут;
- текущие коэффициенты использования по добывающему и нагнетательному фонду составляют 0,85 д. ед. и 0,72 д. ед. соответственно;
- Действующий фонд добывающих скважин в 2013 г. эксплуатировался только механизированным способом, с помощью установок ЭЦН (ЭСП);
- с высокой обводненностью (более 95 %) работает 60 % добывающего фонда, что требует проведения мероприятий по снижению водопритока.

1.4 Анализ состояния разработки

Основной пласт - BV_{10}^1 , содержит 14 732 тыс. т. начальных извлекаемых запасов категории $B+C_1$, что составляет 93,3 % от общего объема запасов нефти месторождения. Пласты BV_{10}^0 и BV_{10}^2 содержат 724 и 337 тыс. т. НИЗ категории $B+C_1$ соответственно.

Месторождение разрабатывается с 1985 г. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1987 г. (пробурено 90 % добывающего фонда) и составил 1 659 тыс. т, при обводненности 24 %. Максимальные отборы жидкости достигнуты в 2013 г. – 3 442 тыс.т, закачки в 1989 г. – 4 060 тыс.м³.

Организация поддержания пластового давления на месторождении осуществляется с 1986 г.

На Лор-Еганском месторождении система воздействия трансформировалась по мере разбуривания и в процессе разработки. Изначально согласно "Технологической схеме..." 1982 г. проектировалась трехрядная система разработки. В процессе бурения краевые проектные добывающие скважины, попавшие за пределы контура нефтеносности, планировалось переводить под нагнетание.

В "Технологической схеме разработки..." 1989 г. в дополнение к существующей трехрядной системе разработки принято приконтурное заводнение.

В действующем проектном документе – "Дополнение к проекту разработки..." 2010 г., с целью адаптации системы ППД к эффективному извлечению остаточных запасов нефти, утверждена избирательная система заводнения.

Добыча нефти на месторождении началась в марте 1985 г., в марте 1986 г. организована закачка воды в пласт. На момент организации системы ППД из пласта было отобрано 288,6 тыс. т нефти (2 % от НИЗ) и 291,3 тыс.т жидкости при обводненности 1 %. Пластовое давление охарактеризовано по единичным замерам в 1, 2 и 3 блоках, составило 19,4 МПа, что ниже начального пластового давления, равного 21,9 МПа, на 2,5 МПа.

Динамика основных показателей разработки объекта БВ₁₀ представлена на рисунках 13 – 15.

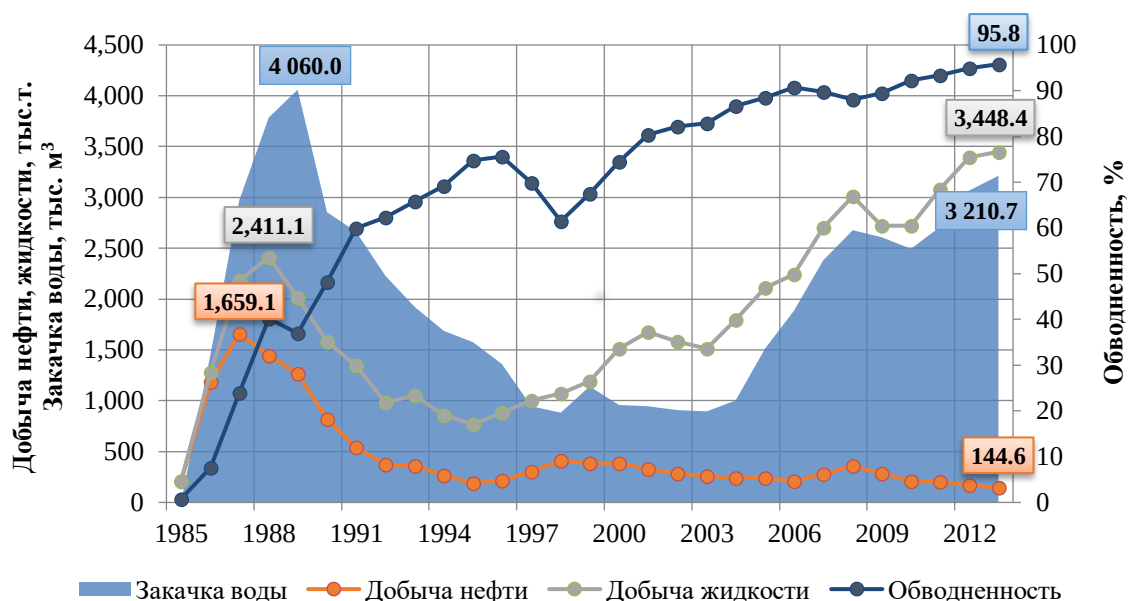


Рисунок 13 – Динамика основных технологических показателей разработки

На объекте реализована блоковая трехрядная система воздействия с приконтурным заводнением. Динамика закачки воды представлена на рисунке 14.

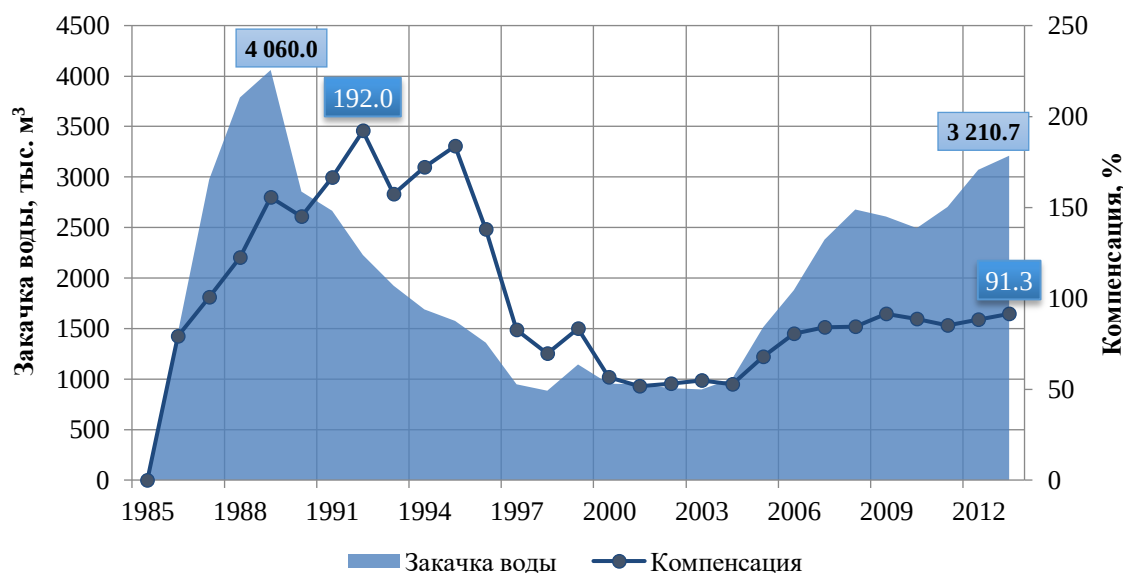


Рисунок 14 – Динамика закачки воды и компенсации отборов жидкости

Анализ динамики свидетельствует, что максимальный объем закачки воды составил 4 060 тыс. м³ и был обеспечен в 1989 г. Компенсация отборов

жидкости с 1987 г. превысила 100 %, а к концу 1992 г. достигла максимального значения 192 % (рисунок 14). При этом приемистость нагнетательных скважин составляла 600 - 1000 м³/сут, что в 2-3 раза выше проектной величины, а давление на устье поддерживалось на уровне 16 МПа. В результате, пластовое давление в 1995 г. превысило начальное (24 МПа) на 4,2 МПа, составило 28,2 МПа.

В сложившейся ситуации геологической службой ОАО “ТНК-Нижневартовск” было принято решение о проведении на месторождении работ по регулированию закачки. В период 1996 - 1997 гг. большая часть нагнетательных скважин была остановлена, что позволило значительно снизить объёмы закачки, но, при этом привело к расформированию сложившихся нагнетательных рядов скважин, под закачкой оставались только скважины, расположенные на периферии залежи в пределах контура нефтеносности. Соответственно, коэффициент использования фонда снизился до 0,20 д.ед. С 2004 г. после энергетической разгрузки залежи, последовал избирательный ввод остановленных нагнетательных скважин под закачку, коэффициент использования увеличился с 0,23 д.ед.(2004 г.) до 0,61 д.ед.(2009 г.).

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная закачка воды составила 56 808,8 тыс. м³, при этом накопленная компенсация равна 97,0 %. В 2013 г. в пласт закачано 3 210,7 тыс. м³ воды, при средней приемистости скважин 211,9 м³/сут, текущая компенсация – 91,3 %.

Динамика средних дебитов нефти и жидкости аналогична динамике добычи, за историю разработки месторождения дебит нефти, в основном, снижается, дебит жидкости, возрастает.

Периоды незначительного увеличения дебита нефти отмечаются на более раннем этапе разработки месторождения - в 1989 и в 1998 гг., что связано с вовлечением в разработку наиболее продуктивных участков залежи

БВ10, характеризующихся наибольшими нефтенасыщенными толщинами и расположением пробуренных скважин в ЧНЗ пласта.

Снижение среднего дебита по нефти обусловлено ростом содержания воды в добываемой продукции скважин, а также вовлечением в разработку в более поздний период менее продуктивных участков залежи, характеризующихся невысокой проницаемостью и небольшими нефтенасыщенными толщинами.

Рост средней обводненности скважин обусловлен геологическими и технологическими причинами: эксплуатация значительной части пробуренного фонда скважин в водонефтяной зоне (ВНЗ) пласта, высокие объемы закачки воды в 1986-1996 гг., проведение ГРП в скважинах ВНЗ, когда трещина проникает в зону пласта с пониженным насыщением.

Как указано выше, на объекте БВ10 реализована трехрядная блочная система с приконтурным заводнением, с расстоянием между скважинами 500 м. Трехрядная система разработки предполагает различную скорость обводнения скважин за счет разной удаленности добывающих скважин от нагнетательных рядов. В районе среднего ряда формируется зона стягивания запасов нефти, за счет этого удельные отборы на скважину этого ряда превышают средние НИЗ на скважину.

За первые три года интенсивной закачки разница по обводненности между первым и вторым рядом составила 16 %, обводненность первого ряда достигла 44 %, второго – 28 %.

Таким образом, высокие объемы закачки воды на начальном этапе разработки способствовали преждевременному обводнению не только скважин первых рядов, но и скважин в зоне стягивания.

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий добывающий фонд состоит из 91 скважины. Текущие средние дебиты составляют: по нефти 4,6

т/сут, по жидкости – 109,6 т/сут, текущая обводненность скважин равна 95,8 %.

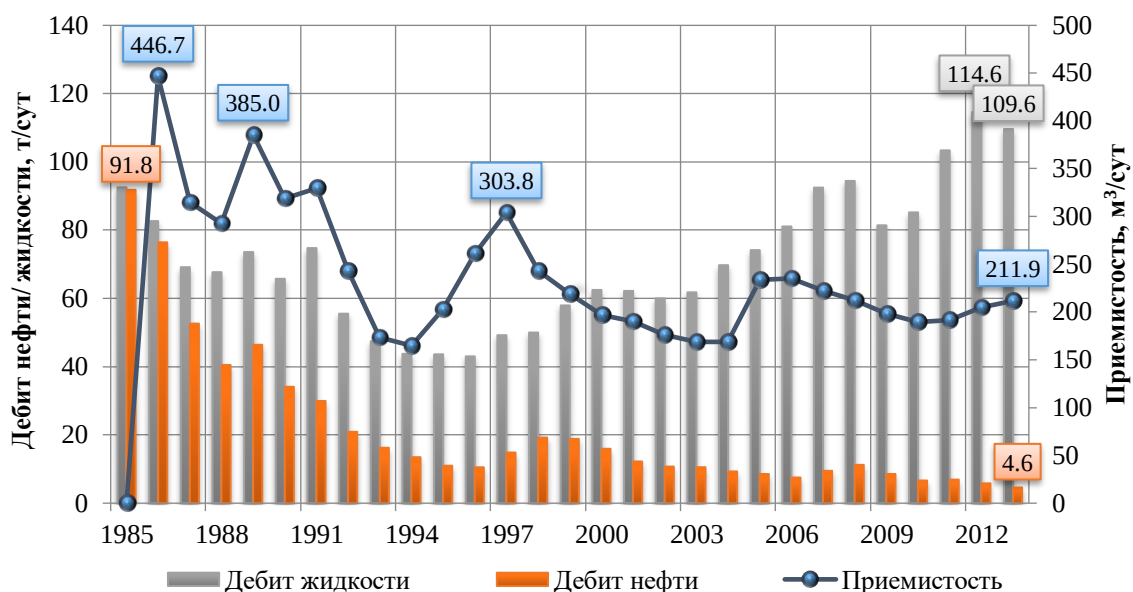


Рисунок 15 – Динамика дебитов нефти, жидкости и приемистости

Пробуренные скважины охватывают практически всю площадь нефтеносности объекта БВ₁₀. По состоянию на 01.01.2014 г. проектный фонд по объекту реализован на 100 %. Отбор от начальных извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2014 г. составил 86.3 % при текущей обводненности 96 %, текущий КИН – 0,398. Действующие скважины, эксплуатируются на предельных депрессиях, тем не менее, средний дебит нефти не превышает 7 т/сут. Темп отбора от текущих извлекаемых запасов 9 %, кратность запасов - 11 лет. Данные показатели свидетельствуют о том, что объект находится на четвертой стадии разработки.

За время разработки месторождения можно условно выделить три периода, отличающиеся темпами отборов запасов нефти. Первый период (1986-1991 гг.) характеризуется высокими темпами отборов при значительном росте обводненности (рисунок 16), второй период (1992 – 1997 гг.) – характеризуется низкими темпами отборов нефти при значительной перекompенсации отборов и остановке обводненного фонда скважин, в третий период (1998 по 2007 гг.) наблюдается стабилизация темпов отборов при

восстановлении проектной сетки скважин и регулировании закачки воды. С 2007 г. наблюдается увеличение темпов отборов от ТИЗ при высокой обводненности продукции.

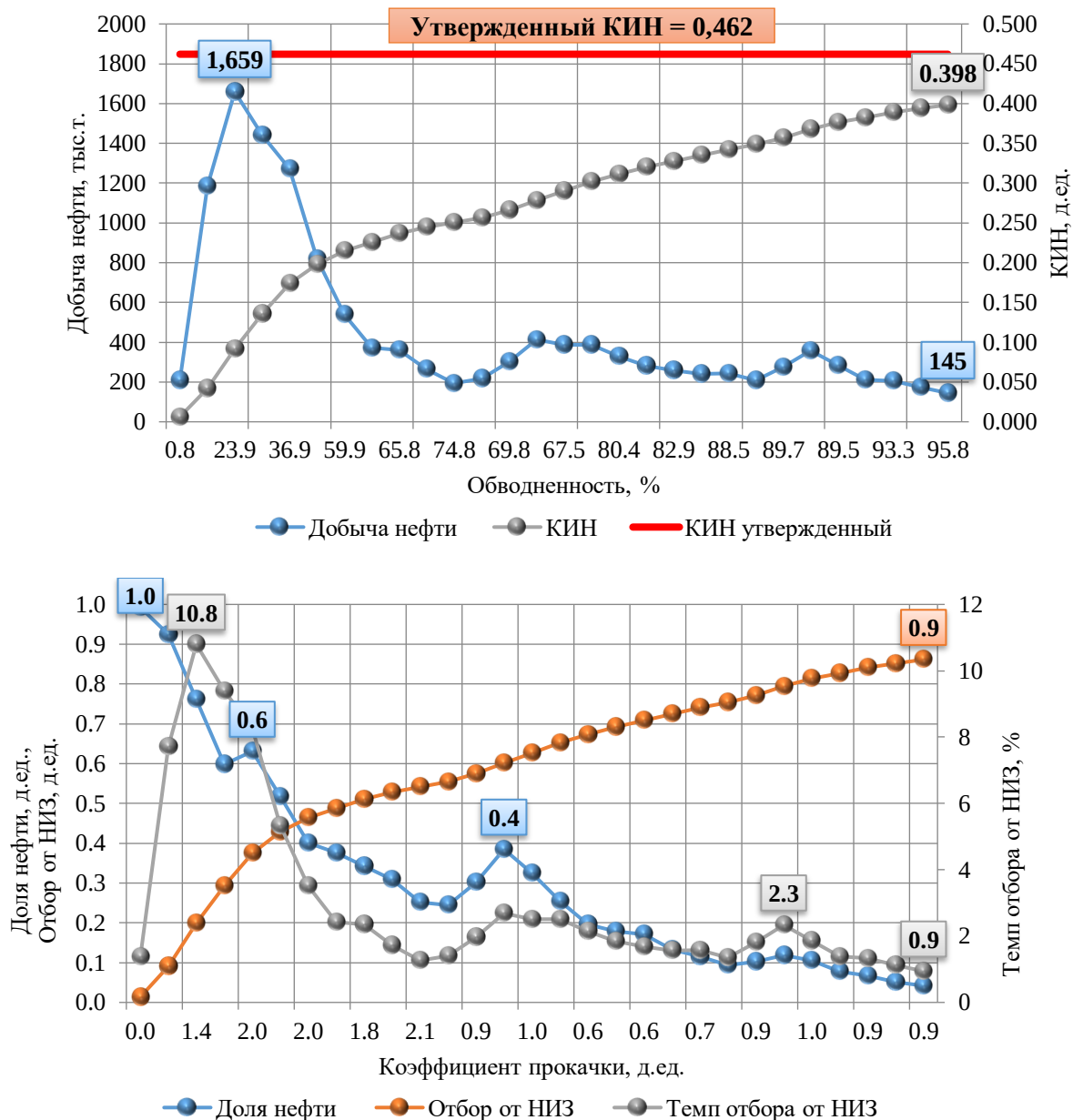


Рисунок 16 – Характеристика вытеснения по пласту в целом

2. Внутренняя коррозия трубопровода

Коррозия внутренней поверхности трубопровода является основной причиной возникновения утечек нефти на промысловых трубопроводах.

Коррозия – это разрушение металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, это окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз. (рисунок 17) [1].



Рисунок 17 – Коррозия металлов

В различных условиях механизм коррозии металла трубопровода может быть различным. Коррозия классифицируется по виду разрушений следующим образом:

1. Местная коррозия (локальная) протекает на определённом участке трубопровода;
2. Равномерная коррозия (общая) равномерно поражает металлическую поверхность трубопровода.

Локальная коррозия в свою очередь подразделяется на:

- Коррозию пятнами – глубина поражения небольшая по сравнению с его площадью;
- Язвенная коррозия – глубина разрушения сопоставима с его площадью, разрушения металла локализуется на небольшом участке поверхности трубопровода;

- Точечная (питтинговая) коррозия – разрушение металл происходит на очень маленькой площади поверхности, но на большую глубину, еще большую, чем при язвенной коррозии;

- Подповерхностная

- Структурно – избирательная коррозия – происходит разрушение одного или нескольких компонентов металлического сплава, наиболее опасный вид коррозии, так как металл сохраняет первоначальную форму, но имеет пористую структуру, поэтому трубопровод может казаться неповрежденным;

- Межкристаллитная коррозия подвергает разрушению металла по границам зерен металла, данный процесс протекает быстро и приводит к катастрофическим разрушениям трубопровода;

- Коррозионное растрескивание (КР) возникает при одновременном воздействии на трубопровод постоянных растягивающих напряжений и коррозионной среды [3].

Все рассмотренные виды коррозии представлены на рисунке 18.

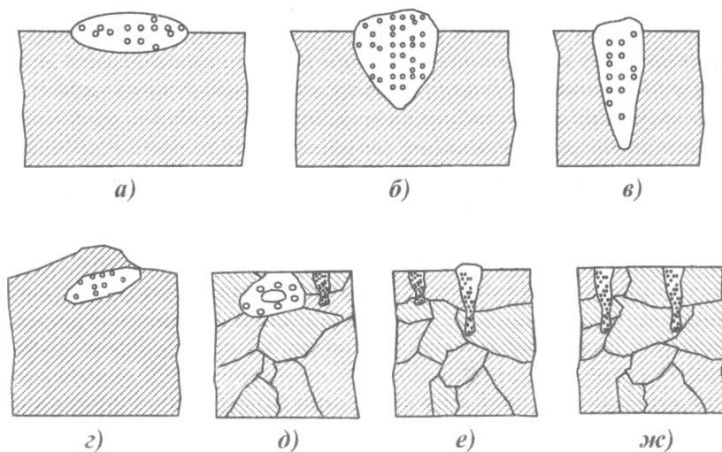


Рисунок 18 – Виды коррозии металлов: а – пятнами, б – язвенная, в – точечная, г – подповерхностная, д – структурно – избирательная, е – межкристаллитная, ж – коррозионное растрескивание

Коррозия подразделяется на химическую и электрохимическую по механизму протекания.

Химическая коррозия протекает в средах, не проводящих электрический ток, а электрохимическая коррозия происходит при протекании электрического тока в водной среде. При электрохимической коррозии в металле, контактирующем с водным раствором электролита, образуются гальванические пары.

Полная классификация коррозии представлена на рисунке 19.

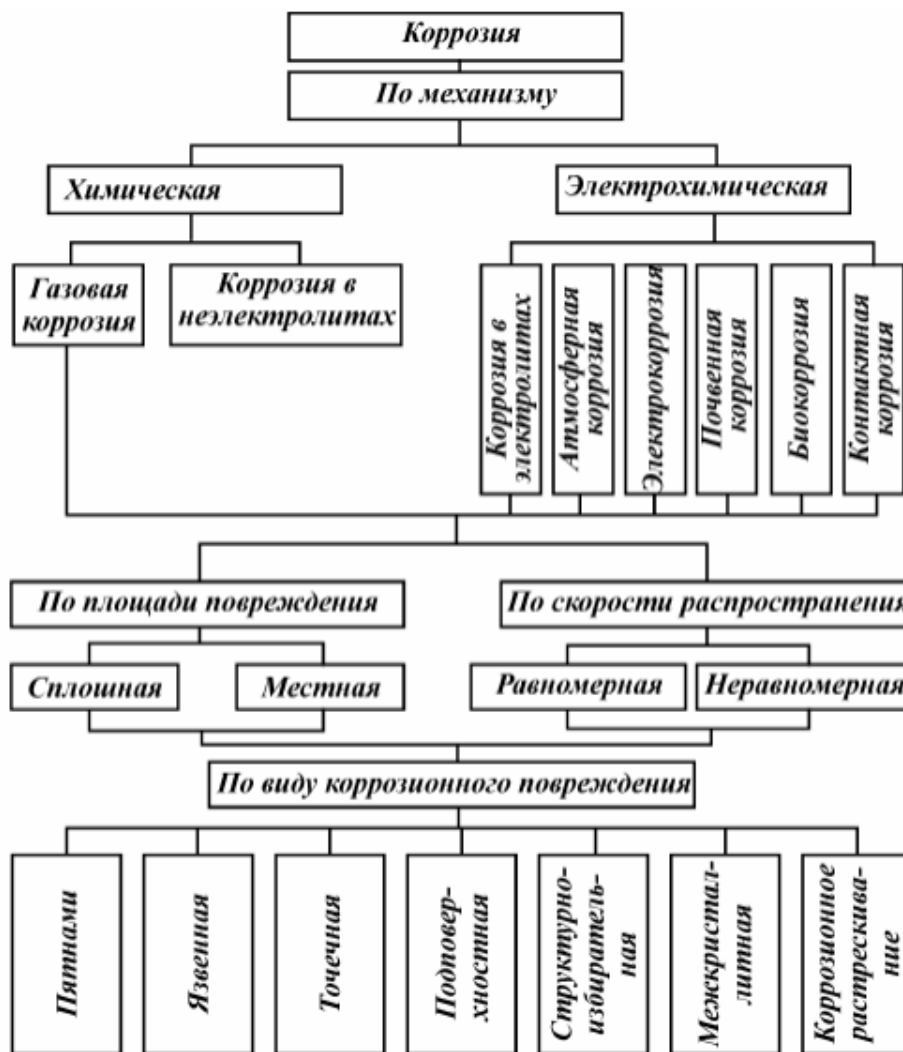


Рисунок 19 – Классификация коррозии

2.1 Факторы коррозионного разрушения трубопроводов

Температура и pH воды

При pH менее 4,3 среда является сильно кислой и скорость коррозии увеличивается при уменьшении водородного показателя. При значении pH от 4,3 до 9 – 10 среда является почти нейтральной, поэтому водородный

показатель почти не влияет на скорость коррозии. При дальнейшем повышении pH до 13 среда становится сильнощелочной и скорость коррозии уменьшается и становится равной нулю при достижении максимального значения pH.

Повышение температуры коррозионной среды вызывает ускорение движения ионов в жидкой фазе, что приводит к увеличению скорости коррозии.

Содержание кислорода в воде

При содержании кислорода в водной фазе коррозии протекает как в кислой, так и в щелочной среде.

Парциальное давление оксида углерода CO₂

При содержании в выделяющейся из ГЖС воде оксида углерода CO₂ скорость коррозии значительно возрастает.

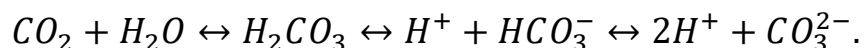
Коррозионная опасность среды в зависимости от парциального давления углекислоты:

- $P_{CO_2} < 0,02$ МПа – низкая вероятность возникновения коррозии;
- $0,2 \text{ МПа} > P_{CO_2} > 0,02 \text{ МПа}$ – возможность протекания коррозии с небольшой скоростью;
- $P_{CO_2} > 0,2 \text{ МПа}$ – большая вероятность коррозии с большими скоростями [4].

Оксид углерода может находиться в газожидкостной смеси в следующих формах:

- растворенный газ (CO₂);
- недиссоциированные молекулы H₂CO₃;
- бикарбонат ионы HCO₃⁻;
- карбонат-ионы CO₃²⁻.

В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми формами:



Минерализация воды

При увеличении концентрации солей в водной фазе повышается скорость коррозии, так как повышается электропроводность коррозионной среды. Увеличение коррозионной активности продолжается до определенной концентрации солей, а затем скорость коррозии снижается по следующим причинам:

- растворимость газов в воде снижается;
- увеличивается вязкость водной фазы и, как следствие,

уменьшается количество кислорода подведенного к поверхности трубы.

Давление

При увеличении давления возрастает доля растворенного в воде газа CO_2 . Также процессы гидролиза солей протекают с большей интенсивностью.

Структурная форма потока

Существует семь основных структурных форм многофазного потока, все они представлены на рисунке 20. На формирование структуры потоков влияют различные факторы, такие как: плотность и вязкость отдельных фаз транспортируемого продукта, относительная скорость движения фаз в ГЖС [5].

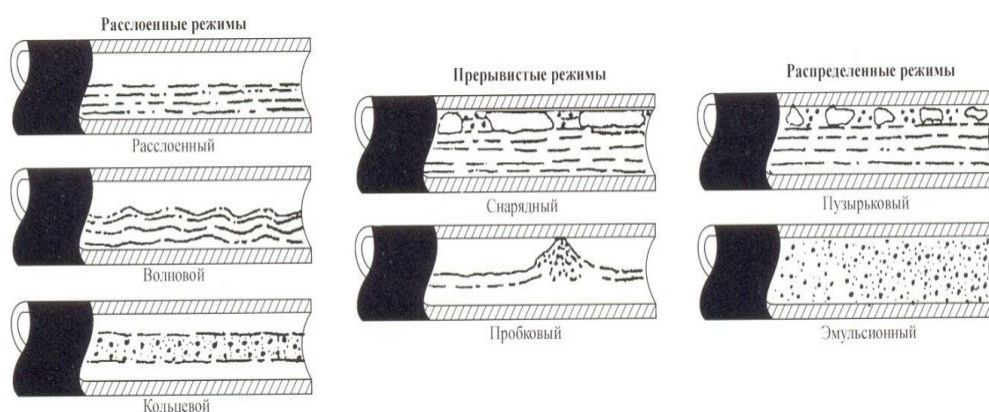


Рисунок 20 – Структурные формы многофазного потока

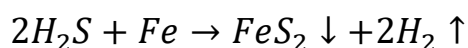
Структура транспортируемого потока оказывает влияние на вероятность возникновения коррозионных процессов. Кольцевая структура потока позволяет снизить вероятность возникновения коррозии из-за отсутствия контакта жидкой фазы ГЖС со стенками трубопровода.

Такие режимы как снарядный (пробковый) и расслоенный способствуют протеканию коррозии. При снарядном режиме течения на восходящих участках трубы развивается коррозионный износ по нижней образующей трубопровода. Расслоенный режим течения жидкости является наиболее опасным. Возникает равномерная коррозия и точечный коррозионные разрушения при выделении водной фазы из ГЖС.

Биокоррозия (под действием микроорганизмов)

При наличии в транспортируемой жидкости сульфат-восстанавливающих анаэробных бактерий становится возможным восстановление сульфатов до сульфидов. Происходит образование сероводорода, который хорошо растворяется в нефти и вступает в реакцию с железом стенки трубопровода.

Данное взаимодействие протекает по следующей схеме:



Смачиваемость стенок трубопровода повышается при наличии в транспортируемой среде сероводорода. У стенок труб образуется слой электролита, в нем образуются гальванические пары Fe – FeS₂, в которых Fe выступает в качестве анода, а значит происходит коррозионное разрушение трубопровода.

Влияние рассмотренных факторов может быть различным в зависимости от термобарических условий, структуры многофазного потока и соотношения нефтяной, водной и газовой фаз в потоке [3].

2.2 Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Способы защиты труб от коррозии подразделяется на четыре основные группы: применение ингибиторов коррозии, применение коррозионностойких трубопроводов, применение защитных покрытий и осуществление технологических мероприятий [5].



Рисунок 21 – Классификация способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Рассмотрим подробнее способы продления срока эксплуатации трубопровода:

- Нанесение на поверхность металла слоя инертного вещества, не вступающего во взаимодействие с металлом и коррозионной средой, данное вещество обладает низкой электропроводностью;
- Обработка поверхности трубопровода веществами – окислителями, что позволяет снизить скорость коррозии за счет образования на поверхности металла оксидных пленок, препятствующих протеканию реакции;
- Нанесение на поверхность трубопровода слоя металла с меньшей коррозионной активностью.

Существующие способы защиты классифицируются как активные и пассивные. Под пассивной защитой подразумевается нанесение на

трубопровод защитных покрытий, препятствующих протеканию коррозии. В нефтяной отрасли в качестве таких покрытий чаще всего используются лаки и краски. Активные способы защиты подразделяются на протекторную и катодную защиту. Протекторная защита подразумевает размещение в грунте более активного металла (протектора). Протектор соединяется с трубопроводом изолированным проводником. Для трубопроводов из стали в качестве протектора могут быть использованы цинк, алюминий и магний. При катодной защите создается разность потенциалов между трубопроводом и металлическими частями, закопанными в землю. Они растворяются вместо трубопровода, так как выступают в роли анода (на них подается положительный потенциал, а на трубопровод отрицательный). Таким образом удастся защитить металл трубопровода от коррозии.

Механические способы защиты

Механический способ защиты основывается на замене стальных трубопроводов, подверженных коррозии, на пластмассовые трубы.

1. Низкого давления до 1 МПа (изготовлены из полиэтилена низкого давления, поливинилхлорида, акрилонитрилбутадиона, полибутена и полипропилена);

2. Высокого давления от 6 МПа (изготовлены из композитных материалов - стеклопластиковые).

Полиэтиленовые трубы имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными. Они обладают высокой гладкостью, что позволяет увеличить их пропускную способность на 3%. Также эти трубы легче стальных в 7 раз и являются более эластичными, что делает их более приспособленными для монтажа. Недостатком полиэтиленовых труб является их способность впитывать нефть и нефтепродукты. Вследствие чего снижается их прочность.

Трубы, изготовленные из стеклопластиков и из армированных термопластов, имеют низкую теплопроводность, то есть обладают хорошими теплоизоляционными свойствами [5].

Химическая защита трубопроводов

Ингибиторы – это вещества органического или неорганического происхождения, которые обладают способностью снижать скорость коррозионного процесса [1].

Ингибиторы позволяют снизить скорость коррозии за счет образования защитной пленки на поверхности трубопровода. Защитная пленка не дает возможности ионам водорода контактировать с металлом трубы, поэтому процесс растворения металла тормозится. Ингибиторы такого принципа действия называются катодными, существуют и анодные ингибиторы, тормозящие реакции на аноде.

При исследовании коррозионных процессов на промышленных трубопроводах применяют образцы – свидетели (рисунок 22). Их запускают в транспортируемый поток и изучают после извлечения из ГЖС.

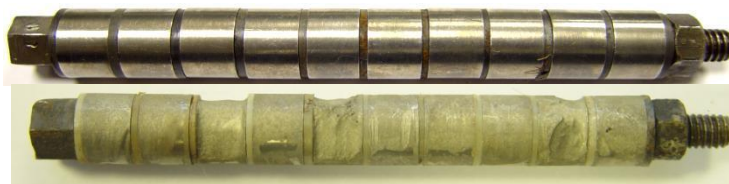


Рисунок 22 – Образец-свидетель до и после экспозиции в потоке скважинной продукции

Скорость коррозии выражается числом граммов металла, разрушенного в течение часа (года) на площади 1 м², г/(м²·ч), или величиной распространения коррозии вглубь металла, мм/год [1].

$$K = \frac{m_1 - m_2}{\tau \cdot S},$$

где K – скорость коррозии;

m_1 и m_2 – масса образца стали до опыта и после него, г;

τ – продолжительность опыта, ч;

S – поверхность образца, м².

Технологическая защита трубопроводов

Увеличение обводненности скважин приводит к коррозионным разрушениям трубопровода и снижению их эксплуатационного срока. Технологическая защита трубопроводов подразумевает отдельный транспорт газовой и нефтяной фазы и попутный сброс водной фазы. При невозможности дифференцированного транспорта, предусматривается оптимальный режим течения ГЖС при котором водная фаза не вступает в контакт со стенками трубопровода [2].

2.3 Особенности внутренней коррозии трубопроводов в условиях Западной Сибири

Некоторые факты, выявленные при анализе коррозионных процессов в трубопроводах Западной Сибири:

- повышенная обводненность скважинной продукции приводит к выделению воды из нефтяной эмульсии, что является причиной коррозионных разрушений трубопровода по его нижней образующей и возникновения утечек;
- минерализация пластовых вод составляет 20 – 40 г/литр при температуре вод 40 °С, следовательно коррозионная активность пластовых вод низкая;
- содержание в воде, выделившейся из нефтяной эмульсии, двуокиси углерода и биогенного сероводорода составляет 250 мг/л и от 2 до 10 мг/л соответственно;
- содержание в попутном газе CO_2 и H_2S составляет 6% масс. И 1,5 мг/м³ соответственно;
- нефти характеризуются высоким содержанием парафинов, невысокой плотностью и низкой вязкостью;
- нефтяные эмульсии обладают низкой устойчивостью [5].

На основании рассмотренных факторов можно сделать вывод, что основной причиной возникновения коррозии на трубопроводах Западной Сибири является минерализация пластовых вод, выделяющихся из нефтяной

эмульсии при низкой скорости течения потока. Коррозионный процесс металла трубопроводов протекает по углекислотному механизму.

Процесс протекания коррозии происходит следующим образом:

Из водной фазы водонефтяной эмульсии происходит выделение соли карбоната кальция CaCO_3 . Защитная пленка на внутренней поверхности трубопровода может повреждаться в результате гидравлических ударов или вибраций в трубопроводе, воздействия на поверхность трубы взвешенных в нефтяной эмульсии твердых частиц, механического разрушения защитной пленки в местах напряженного состояния трубопровода.

Обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют гальваническую макропару, где металл является анодом, а поверхность трубы – катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии, его скорость может достигать 5–8 мм/год.

Локализация коррозионных процессов на нижней образующей трубопровода является результатом особенности гидродинамики течения трехфазных нефтяных эмульсий.

Задача предупреждения коррозии по нижней образующей трубы может быть решена только при учете гидравлических особенностей течения трехфазных потоков.

Поэтому уже на стадии проектирования обустройства таких месторождений (или в процессе их эксплуатации) необходимо заложить расчетно-уменьшенные диаметры нефтепроводных труб, в которых скорость движения нефтеводогазового потока поддерживалась бы на оптимальном уровне, то есть, чтобы из нефтяных эмульсий не выделялась вода в качестве отдельной фазы.

Если этого избежать нельзя, например, из-за высокой обводненности добываемой нефти, то необходимо предусмотреть в проекте разработки месторождения, при наступлении повышенной обводненности нефти, постоянный (путевой) сброс выпавшей на отдельных участках нефтепровода

воды. Можно периодически удалять скапливающуюся в пониженных участках нефтепровода воду с помощью разделительных пробок и скребков.

Опасными, с точки зрения коррозионной агрессии, являются пробковый и расслоенный режимы течения.

В момент прохождения «пробки» газа по участку трубопровода на нем возникает сильная вибрация. Периодичность прохождения газовых «пробок» может колебаться от 1–2 за час до 15–25 за минуту. В результате этого нефтесборный коллектор может испытывать циклические нагрузки.

При циклическом нагружении металла упруго-пластические деформации, локализованные в концентраторе напряжений, приводят к интенсивной локальной механохимической коррозии и развитию коррозионно-усталостной трещины. Коррозионные повреждения внутренней поверхности трубопровода вначале образуются по электрохимическому механизму, в дальнейшем они также могут выступать концентраторами напряжений. Этим и объясняются аномально высокие скорости коррозии (9 мм/год).

2.4 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией на Лор-Еганском месторождении

Профилактические

В добывающих скважинах рекомендуется использование насосов в коррозионностойком исполнении, применение защитных покрытий.

Для строительства и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубы с внутренним и наружным защитным покрытием, что обеспечит срок безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет. Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен

заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере.

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K₂CO₃ (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей.

Основными методами борьбы с коррозией в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

Химические

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания –40–60°С. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95 %.

- Амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания – минус 55 °С. Защитное действие – 90 % при дозировке реагента 25 г/м³.
- Применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии Додикор, Кормастер - 1025, Servo VCA-148, VCA-497 (15 – 25 г/т). Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год.
- Рекомендуется использование опыта химической обработки глубинного насосного оборудования (ГНО) с помощью капиллярного устройства (СПКУ) в ОАО «Башнефть». В ОАО «Башнефть» разработано и выпускается СПКУ, позволяющее осуществлять подачу реагента по

капиллярной трубке непосредственно в проблемную зону (Рисунок 23)
Использовать СПКУ можно в скважинах, оборудованных как УЭЦН, так и УШГН. Поскольку для использования СПКУ требуется лишь установка блока дозирования и последующая подача реагента через капилляр, данный процесс не требует больших дополнительных затрат.

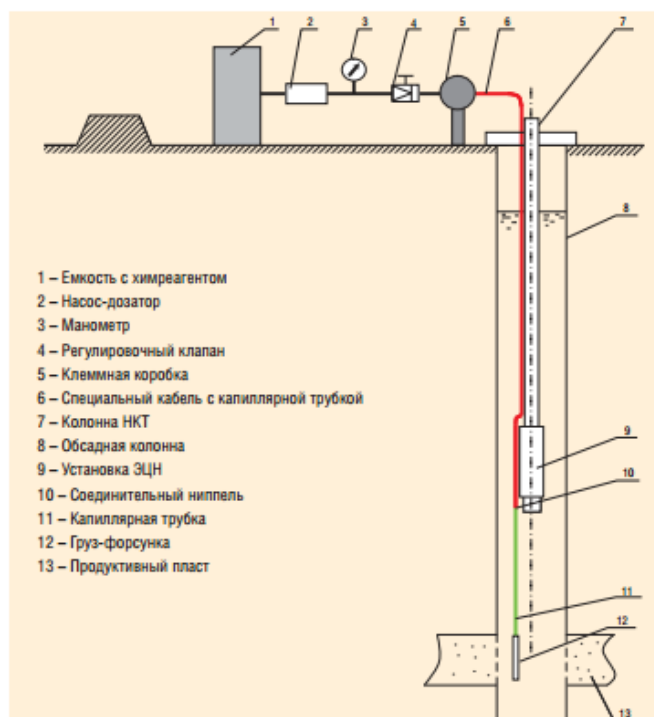


Рисунок 23 – Принципиальная схема подачи растворов ингибиторов коррозии на забой скважины, эксплуатируемой с помощью ЭЦН

3 Расчётная часть

3.1 Расчет скорости коррозии

В качестве примера рассчитаем возможность образования свободного CO_2 в фонтанной арматуре и не посредственно в трубопроводе. Для этого нам понадобится химический состав водной фазы [6]. Данные для расчета были взяты с Лор–Еганского месторождения и они приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Химический состав пластовых вод.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество	Моль
1	2	3	4	5
1.	Температура	$^{\circ}\text{C}$	75	
2.	Содержание ионов Cl- HCO_3^- Ca^{2+} Mg^{2+} Na^+, K^+	мг/л, моль/л	22365 640,5 1002 291,8 13030	0,6308 0,0105 0,0250 0,0120 0,3332
3.	pH		7,1	
Тип пластовой воды: Cl-Ca				

1. Первым действием мы рассчитаем ионную силу раствора, пренебрегая вкладом K^+ , SO_4^{2-} , H^+ :

$$I = \frac{1}{2} \cdot \sum c_i \cdot z_i^2,$$

где C_i - концентрация иона в растворе;

Z_i - заряд иона в элементарных зарядах.

$$I = \frac{1}{2} \cdot (0,6308 \cdot 1 + 0,0105 \cdot 1 + 0,3332 \cdot 1 + 4 \cdot (0,0250 + 0,0120))$$

$$= 0,561 \text{ моль/л}$$

2. Вычисляем коэффициенты активности и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $\alpha_{\text{Ca}^{2+}}$ и $\alpha_{\text{HCO}_3^-}$, так как I должно быть не меньше 0,1 и не больше 1, то воспользуемся третьем приближением теории Дебая- Хюккеля:

$$lgf_i = -\frac{A_D \cdot Z_i^2 \cdot \sqrt{I}}{1 + 4,6 \cdot B_D \cdot \sqrt{I}} - 0,2 \cdot I,$$

где A_D и B_D – константы, зависящее от температуры.

Для $t = 75\text{ }^\circ\text{C}$ константы равны

$$A_D = 0,5695$$

$$B_D = 0,3411$$

$$lgf_{Ca} = -\frac{0,5695 \cdot 0,025^2 \cdot \sqrt{0,561}}{1 + 4,6 \cdot 0,3411 \cdot \sqrt{0,561}} - 0,2 \cdot 0,561 = 0,11232,$$

$$lgf_{HCO_3} = -\frac{0,5695 \cdot 0,0105^2 \cdot \sqrt{0,561}}{1 + 4,6 \cdot 0,3411 \cdot \sqrt{0,561}} - 0,2 \cdot 0,561 = 0,11222.$$

3. Рассчитаем активность иона:

$$a_i = C_i \cdot f_i$$

$$a_{Ca} = 0,025 \cdot 0,11232 = 0,0028$$

$$a_{HCO_3} = 0,0105 \cdot 0,11222 = 0,0012$$

$$pa_i = -lga_i$$

$$pa_{Ca} = -lg0,0028 = 2,55$$

$$pa_{HCO_3} = -lg0,0012 = 2,92$$

4. Рассчитаем pK_2 и pPP_{CaCO_3} при $t=75\text{ }^\circ\text{C}$ по формуле:

$$lgK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right)$$

$$lgPP_{CaCO_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right)$$

$$lgK_2 = -10,330 + 2,70 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{75 + 273,2}\right) = 9,94$$

$$lgPP_{CaCO_3} = -8,482 - 2,60 \cdot \left(1 - \frac{298,2}{75 + 273,2}\right) = 8,86$$

5. Находим pH_s :

$$pH_s = pK_2 - pPP_{CaCO_3} + pa_{Ca} + pa_{HCO_3}$$

$$pH_s = 9,94 - 8,86 + 2,55 + 2,92 = 6,55$$

6. Вычислим индекс Ланжелье:

$$SI_{CaCO_3} = pH - pH_s$$

$$SI_{CaCO_3} = 7,1 - 6,55 = 0,55$$

На примере химического состава водной фазы продукции скважин одного из месторождений Западной Сибири по эмпирическому уравнению Ланжелье был проведен расчет, который показал, что на внутренней поверхности трубопровода происходит отложение карбоната кальция ($CaCO_3$). Так как индекс Ланжелье больше 0. Характер протекания коррозии будет следующий: в некоторых местах защитная пленка осадка $CaCO_3$ может отслоиться. Это происходит под действием или механических факторов, таких как абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопровода, вызванные прохождением газовых пробок и др., или в результате механохимического растворения пленки в местах напряженного состояния трубопроводов [4].

Исходя из выше указанных данных, мы можем рассчитать скорость коррозии трубопровода при углекислотной коррозии [6].

Для $HCO_3^- = 640,5$ мг/л и $pH = 7,1$ подходят уравнения:

$$V_{KB} = -0,1533 \cdot pH^4 + 4,5632 \cdot pH^3 - 50,621 \cdot pH^2 + 247,83 \cdot pH - 451,1$$

$$V_{KMax} = -0,1986 \cdot pH^4 + 5,9495 \cdot pH^3 - 66,385 \cdot pH^2 + 326,7 \cdot pH - 597,27$$

где V_{KB} , V_{KMax} – наиболее вероятная и максимальная скорость углекислотной коррозии (мм/год).

$$\begin{aligned} V_{KB} &= -0,1533 \cdot 7,1^4 + 4,5632 \cdot 7,1^3 - 50,621 \cdot 7,1^2 + 247,83 \cdot 7,1 - 451,1 \\ &= 0,35 \text{ мм/год} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{KMax} &= -0,1986 \cdot 7,1^4 + 5,9495 \cdot 7,1^3 - 66,385 \cdot 7,1^2 + 326,7 \cdot 7,1 - 597,27 \\ &= 0,55 \text{ мм/год} \end{aligned}$$

Если наряду с коррозией, образуется также и карбонат кальция, то такой сложный осадок стимулирует углекислотную коррозию еще сильнее, чем коррозия. Для этих условий рассчитаем скорость коррозии стали при концентрации ионов Ca^{2+} :

$$V_k = 1,256 + 0,24 \cdot ((Ca^{2+}) - 1,025) = 1,256 + 0,24 \cdot (1,002 - 1,025) \\ = 1,2505$$

При наличии углеводородной фазы интенсивность углекислотной в условиях осадконакопления возрастает в 1,5-2 раза [4].

3.2 Определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях

Скорости течения газожидкостных смесей (ГЖС) в сочетании с физическими свойствами (плотностью, вязкостью, величиной поверхностного натяжения и т.п.) транспортируемых сред, а также размерами и ориентацией трубопроводов в пространстве определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Так, согласно известной работе О. Бейкера, в трубопроводах горизонтальной ориентации в зависимости от вышеупомянутых параметров могут реализоваться следующие структуры ГЖС: пенная (или пузырьковая), пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная (рисунок 24).

Такие же или подобные структуры двухфазного потока выделяются в методиках прогнозирования и другими авторами.

Очевидно, что каждая конкретная структура ГЖС влияет не только на величину гидравлических потерь в трубопроводе, но и на характер протекающего в нем коррозионного процесса. Поскольку любая структура ГЖС, существующая в трубопроводе при заданных условиях, зависит от ряда более простых параметров (факторов), то с точки зрения влияния на коррозию ее можно рассматривать в качестве комплексного коррозионного фактора и именно в таком качестве применять при коррозионных исследованиях. В целях учета этого фактора на практике, поскольку реальное наблюдение за типом структуры ГЖС в промышленном трубопроводе исключено, необходима подходящая методика для его прогнозирования.

Для этого из множества существующих на сегодняшний день методик для прогнозирования структур ГЖС в трубопроводах важно выбрать наиболее

подходящую именно для коррозионных исследований и использовать ее, предварительно установив, каким образом каждая из прогнозируемых структур ГЖС влияет на развитие коррозии. Однако имеющаяся информация о связи структур течения ГЖС с коррозией является недостаточно полной и нуждается в пополнении.

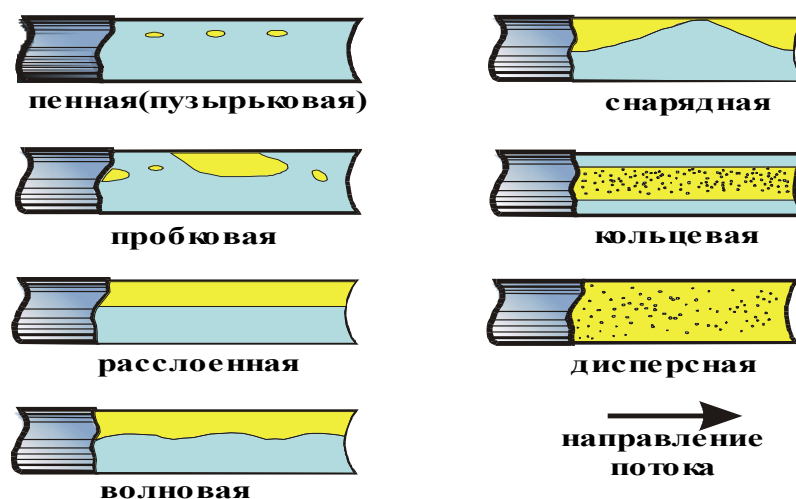


Рисунок 24 – Структуры ГЖС, формирующиеся в трубопроводе горизонтальной ориентации

В то же время известно, например, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС благоприятно влияет на снижение интенсивности коррозии в трубопроводе вообще и в его парогазовой фазе в частности; снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода в зоне нижней образующей трубы на восходящих участках трассы, а расслоенная (плавная расслоенная) – развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в так называемых "ловушках" жидкости и шлама (особенно при выделении соленой воды в отдельную фазу) и т.д. Для прогнозирования структур (режимов) течения ГЖС в промышленных трубопроводах могут быть использованы различные методики отечественных и зарубежных авторов. В частности, Костерина, Хуггедорна, Бейкера, Гужова, Итона и др., Одишария и др., Клапчука, Бэггса и Брилла и т.п. [7].

Важным моментом при практическом использовании методик для прогнозирования структур течения ГЖС в трубопроводах является то, чтобы они были достаточно достоверными и удобными в применении (относительно простыми, наглядными и т.п.). Создание такой методики является довольно трудной задачей, но, тем не менее, над ее решением работали и продолжают работать исследователи различных стран. Одной из попыток решения указанной задачи является разработка методики, упомянутой в работе.

Поскольку вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами транспортирующихся по ним ГЖС всегда интересовал и продолжает интересовать специалистов по коррозии, то он был и продолжает оставаться актуальным.

В свое время для прогнозирования структур течения ГЖС в трубопроводах при коррозионных исследованиях наиболее часто использовалась методика Бейкера. Именно она использовалась французскими специалистами для определения структур течения ГЖС в шлейфах скважин на месторождении Лак, когда в некоторых из них обнаружилась коррозия.

Отечественные специалисты при аналогичных исследованиях отдавали предпочтение методикам отечественных авторов. Так, например, в работах для определения режимов течения двухфазного потока в шлейфах скважин Оренбургского ГКМ использована методика Клапчука [8].

3.3 Краткая характеристика методов определения режимов течения

Методы, предназначены для описания сопротивления двух фаз. Одни методы используются исключительно для потоков в горизонтальных трубах, других – в вертикальных, третьи – в обоих случаях [3].

Некоторые методы определяют режим течения (строят карту режимов) и в зависимости от режима используют тот или иной вариант расчета. Одни методы рассчитывают объем удерживаемой жидкости, а другие предполагают наличие гомогенной смеси.

В моделирующем комплексе AspenHYSYS. В основу универсальной системы моделирования HYSYS заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов технологических схем [9].

Таблица 8 – Основные характеристики моделей

Данные	Горизонтальный поток	Вертикальный поток	Удерживаемая жидкость	Карта режима течения
Aziz, Gover and Fogarasi	Нет	Да	Да	Да
Baxendel and Thomas	Использ. осторожно	Да	Нет	Нет
Beggs and Brill	Да	Да	Да	Да
Duns and Ros	Нет	Да	Да	Да
Gregory Aziz Mandhane	Да	Использ.	Да	Да
		осторожно		
Hagedorn and Brown	Нет	Да	Да	Нет
HTFS, Liquid Slip	Да	Да	Да	Нет
HTFS, Homogeneous	Да	Да	Нет	Нет
OLGAS2000	Да	Да	Да	Да
Orkiszewski	Нет	Да	Да	Да
Poettmann & Carpenter	Нет	Да	Нет	Нет
Tacite Hydrodynamic Module	Да	Да	Да	Да
Tulsa 99	Нет	Да	Да	Да

Азиз, Говер и Фогараси

Эта модель предполагает, что режим потока не зависит от вязкости фаз и диаметра трубы, а зависит лишь от плотности газа в степени $1/3$ ($\rho^{1/3}$). На основе этого разработана следующая диаграмма режимов потоков в координатах, соответствующих модифицированным скоростям газа и жидкости, отнесенным к полному сечению трубы.

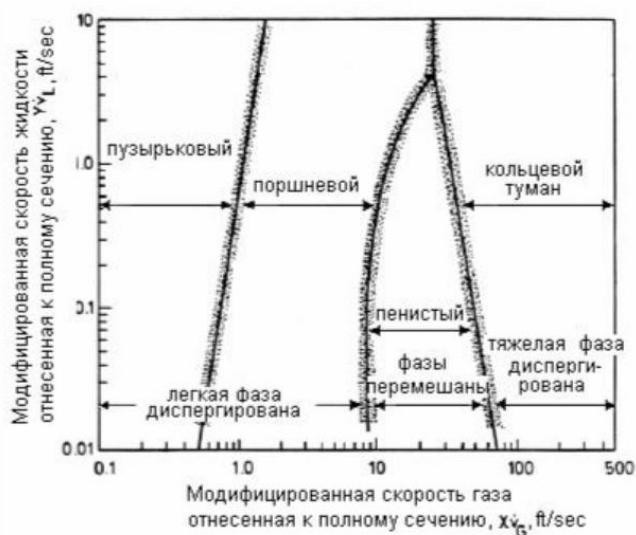


Рисунок 25 – Диаграмма режимов течения по методу Азиз, Говар и Фогараси

После определения режима течения (точки на диаграмме) для расчета градиента давления и скорости проскальзывания паровой фазы используются соответствующие формулы.

Баксендель и Томас

Модель Баксендель и Томас представляет собой расширение модели Poettmann & Carpenter, позволяющее работать с большими расходами. Она основана на гомогенной модели с использованием коэффициента трения двух фаз, полученного из уравнения, основанного на экспериментальных результатах относительно соотношения коэффициента трения и параметра $D\rho v$. Baxendel & Thomas провели плавную кривую для значений параметра $D\rho v$ больше, чем 45×10^3 . Для значений ниже 45×10^3 используются оригинальные уравнения Poettmann & Carpenter. Baxendel & Thomas заявляют, что их модель можно использовать не только расчета градиента гидравлического сопротивления вертикальных потоков, но и для горизонтальных потоков, хотя эти уравнения не принимают во внимание тот факт, что режимы течения в этих случаях могут оказаться различными.

Беггс и Брилл

Метод Беггса и Брилла основан на эксперименте, выполненном с воздушно– водяной смесью в различных условиях, и может применяться для наклонного течения. В этом уравнении режим потока определяется с помощью числа Фруда и доли жидкости. Используемая карта режимов течения относится к горизонтальному течению и имеет четыре режима:

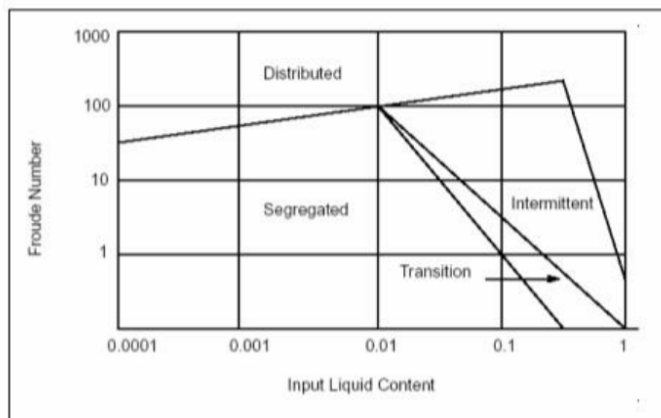


Рисунок 26 – Карта режимов течения

- **Segregated (Распределенный)** – расслоенное течение, волновое и кольцевое
- **Intermittent (Переменяющийся)** – пробковое и поршневое течение
- **Distributed (Распределенный)** – пузырьковое и туманное течение
- **Transition (Переходный)**

Как только определен режим течения, вычисляется количество жидкости удерживаемой в горизонтальной трубе при помощи соответствующей этому режиму корреляции. Чтобы учесть наклон трубы, к вычисленному значению применяется поправка. Наконец, исходя из полученной доли жидкости, вычисляется двухфазный коэффициент трения и определяется градиент давления.

3.4 Алгоритм определения структуры течения с помощью программы ASPEN HYSYS

На рисунке 27 представлена модель трубопровода.

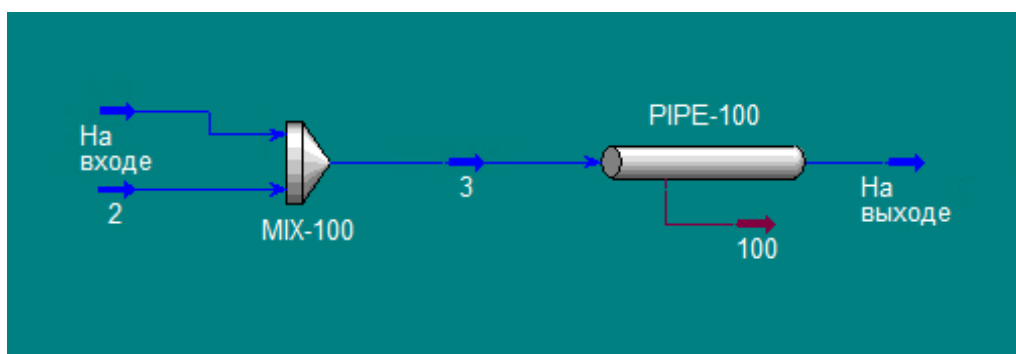


Рисунок 27 – Модель трубопровода

На рисунке 28 предоставлен состав нефти.

Worksheet	Mole Fractions	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions			
Properties			
Composition			
K Value			
User Variables			
Notes			
Cost Parameters			
Methane	0,323881	0,989095	0,136192
Ethane	0,003781	0,004457	0,003591
Propane	0,007164	0,002680	0,008429
i-Butane	0,016517	0,002283	0,020534
n-Butane	0,008159	0,000844	0,010223
i-Pentane	0,012836	0,000483	0,016321
n-Pentane	0,005274	0,000158	0,006717
c6+*	0,622388	0,000000	0,797993
CO2	0,000000	0,000000	0,000000
Nitrogen	0,000000	0,000000	0,000000
H2O	0,000000	0,000000	0,000000

Рисунок 28 – Состав нефти

Для начала задаются данные для входных потоков (воды и нефти) (Рисунок 29, 30).

Worksheet	Stream Name	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	lâ âôïäâ	0,2201	0,7799
Properties	Vapour / Phase Fraction	0,2201	0,7799
Composition	Temperature [C]	10,00	10,00
K Value	Pressure [kPa]	3000	3000
User Variables	Molar Flow [kgmole/h]	400,0	88,02
Notes	Mass Flow [kg/h]	6,310e+004	1439
Cost Parameters	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	79,46	4,754
	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-3,693e+005	-7,641e+004
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	318,1	152,5
	Heat Flow [kJ/h]	-1,477e+008	-6,726e+006
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	76,39	<empty>
	Fluid Package	Basis-1	Basis-1
	Phase Option	Multiphase	Multiphase

Рисунок 29 – Входные параметры для нефти

Worksheet	Stream Name	2	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	10,00	10,00
Composition	Pressure [kPa]	3000	3000
K Value	Molar Flow [kgmole/h]	100,0	100,0
User Variables	Mass Flow [kg/h]	1802	1802
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,805	1,805
Cost Parameters	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,873e+005	-2,873e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	49,65	49,65
	Heat Flow [kJ/h]	-2,873e+007	-2,873e+007
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,775	1,775
	Fluid Package	Basis-1	Basis-1
	Phase Option	Multiphase	Multiphase

Рисунок 30 – Входные параметры для воды

Сырьём, транспортируемым по трубопроводу, является газожидкостная смесь. Для определения структуры потока в трубопроводе необходимы следующие данные:

- Имена входного и выходного потоков.
- Внутренний и внешний диаметр трубопровода.
- Длина трубопровода.
- Приращение высоты. Если не задано, принимается равным нулю.
- Температуру окружающей среды

На рисунке 31 представлена оценка коэффициента теплопередачи

Pipe Segment: PIPE-100

Design Rating Worksheet Performance Flow Assurance Dynamics

Rating

Sizing Heat Transfer

Specify By

☐ Heat Loss ☐ Overall HTC ☐ Segment HTC ☒ Estimate HTC

Heat Transfer Coefficient Estimation

Ambient Temperature: 0 C

☒ Include Pipe Wall: ☒ Global ☐ By Segment

☒ Include Inner HTC: Correlation Profes

☐ Include Insulation: Insulation Type Urethane Foam

Thermal Conductivity 1.8000e-002 W/m-K

Thickness <empty>

☒ Include Outer HTC: Ambient Medium Ground

GroundType Dry Peat

Ground Conductivity 0.17000 W/m-K

Buried Depth 1.0000 m

Delete OK Ignored

Рисунок 31 – Оценка коэффициента теплопередачи

3.5 Влияние скорости потока и диаметра нефтепровода на структуру газожидкостного потока

Для начала задается скорость потока воды, которая равна 100 кмоль/ч, далее задается соотношение нефти и воды, равное 1:10, а также принимаем диаметр трубопровода, который равен 114x8.

Worksheet	Stream Name	2	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [C]	10,00	10,00
Composition	Pressure [kPa]	3000	3000
K Value	Molar Flow [kgmole/h]	90,00	90,00
User Variables	Mass Flow [kg/h]	1621	1621
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,625	1,625
Cost Parameters	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-2,873e+005	-2,873e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	49,65	49,65
	Heat Flow [kJ/h]	-2,586e+007	-2,586e+007
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,598	1,598
	Fluid Package	Basis-1	Basis-1
	Phase Option	Multiphase	Multiphase

Рисунок 32 – Ввод параметров потока воды

Worksheet	Stream Name	1	Vapour Phase	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,2201	0,2201	0,7799
Properties	Temperature [C]	10,00	10,00	10,00
Composition	Pressure [kPa]	3000	3000	3000
K Value	Molar Flow [kgmole/h]	10,00	2,201	7,799
User Variables	Mass Flow [kg/h]	1577	35,98	1541
Notes	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	1,986	0,1188	1,868
Cost Parameters	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-3,693e+005	-7,641e+004	-4,519e+005
	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	318,1	152,5	364,8
	Heat Flow [kJ/h]	-3,693e+006	-1,681e+005	-3,525e+006
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	1,910	<empty>	1,831
	Fluid Package	Basis-1	Basis-1	Basis-1
	Phase Option	Multiphase	Multiphase	Multiphase

Рисунок 33 – Ввод параметров потока нефти

В результате получены следующие результаты

3.6 Анализ полученных результатов

Таблица 9 – Результаты исследований

Расходы, кмоль/час		100	500	1000	1500	100	500	1000	100	500	1000
Расход воды, кмоль/час		90	450	900	1350	70	350	700	50	250	500
Расход нефти, кмоль/час		10	50	100	150	30	150	300	50	250	500
Diameter	114x8 мм	Transition	Intermittent	Intermittent	Intermittent	Transition	Intermittent	Intermittent	Intermittent	Intermittent	Intermittent
	159x8 мм	Transition	Transition	Intermittent	Intermittent	Transition	Intermittent	Intermittent	Transition	Intermittent	Intermittent
	219x8 мм	Segregation	Transition	Transition	Intermittent	Transition	Transition	Intermittent	Transition	Intermittent	Intermittent
	245x8 мм	Segregation	Transition	Transition	Transition	Segregation	Transition	Intermittent	Transition	Transition	Intermittent
	273x8 мм	Segregation	Transition	Transition	Transition	Segregation	Transition	Transition	Segregation	Transition	Intermittent

Из таблицы 9 видно, что при скорости потока воды 100 кмоль/час, при соотношении воды и нефти, равной 9:1 и диаметре трубопровода равном 114х8 – режим течения переходный, в случае увеличения диаметра нефтепровода получится расслоенный, который является неблагоприятным режимом. Далее при таком же соотношении нефти и воды увеличивалась скорость потока, что в свою очередь привело к появлению прерывистого режима при диаметрах: 114х8, 159х8, 219х8.

При соотношении воды и нефти, равной 7:3, и при скорости потока от 100 до 1000 кмоль/час образуются три режима течения: расслоенный, переходный, прерывистый. Была выявлена зависимость от скорости потока и диаметра трубопровода, так при малой скорости потока и малых диаметрах был достигнут переходный режим, а также при скорости потока 500 кмоль/час и диаметрах от 219х8 до 273х8 был достигнут переходный режим. При скорости потока равном 1000 кмоль/час переходный режим был получен лишь в трубопроводе 273х8. Остальные варианты показали неблагоприятные режимы.

При соотношении нефти и воды, равной 5:5, и при скорости потока от 100 до 1000 кмоль/час образуются три режима течения: расслоенный, переходный, прерывистый. При малой скорости потока равной 100 кмоль/час и диаметре 114х8 был получен неблагоприятный режим: прерывистый, в дальнейшем на таком же диаметре и больших скоростях режим не изменялся.

В трубопроводах с диаметрами 159, 219, 245 при скорости потока 100 кмоль/час установлен переходный режим течения. Далее при скорости 500 кмоль/час в трубопроводах с диаметрами 219, 245 также был получен переходный режим течения. Остальные вариации показали неблагоприятные режимы течения жидкости.

В ходе данного исследования было экспериментально доказана зависимость режимов течения жидкости от скорости потока, обводненности продукта и от проходного сечения трубопровода.

Заключение

Применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг), поэтому экономически нерентабельно. Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения (ТЭС) с другими вариантами.

Для борьбы с коррозией по нижней образующей трубопроводов необходимо брать во внимание гидравлические особенности течения трехфазных потоков.

Основной причиной коррозии является выделение воды из нефтяной эмульсии. Для предотвращения выделения воды необходимо на стадии проектирования предусмотреть оптимальный диаметр трубопровода, для поддержания необходимой скорости нефтеводогазового потока.

При высокой степени обводненности скважинной продукции становится невозможным избежать выделения воды из нефтяной эмульсии. В этой ситуации необходимо предусмотреть в проекте разработки месторождений путовой сброс воды на отдельных участках трубопровода.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Данная выпускная квалификационная работа представлена научноисследовательской работой на основе построения технологической схемы внутривидового трубопровода для Лор-Еганского месторождения.

Для этого необходимо произвести следующие виды работ, которые выполняются последовательно:

- 1) подбор и изучение теоретических материалов;
- 2) моделирование в программной среде UnisimDisign;
- 3) проверка модели на адекватность;
- 4) проведение теоретических расчетов;
- 5) анализ результатов;
- 6) составление отчетной документации.

Для выявления стоимости ресурсов научного исследования, связанных с выполнением технического задания, необходимо определить прежде всего время выполнения отдельных видов работ по исследованию, спланировать их последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ.

4.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

В рамках данного проекта необходимо определить его сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы.

Сильной стороной будет являться отличительное преимущество или особые ресурсы, которые могут быть эффективно использованы для

достижения поставленных целей. Слабость может проявляться в упущение или ограниченности научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности представляют собой предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, что позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Матрица SWOT представлена ниже (таблица 10).

Таблица 10 – Матрица SWOT.

	Сильные стороны научноисследовательской работы: С1. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований С2. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С3. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны научноисследовательской работы: Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства Сл2. Риски повышения износа оборудования Сл3. Отсутствие достаточного финансирования проекта
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на предлагаемую разработку В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	В1С1С2С4 В2В3В4С2С3С4	В2В3В4Сл3

Угрозы: У1. Появление более эффективной разработки У2.Отсутствие спроса на новые технологии производства У3.Несвоевременные поставки сырья У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	У1У2С2С3	У4Сл1Сл2 У1У2У3У4Сл3
---	----------	-------------------------

Вывод: из составленной матрицы SWOT-анализа можно сделать вывод, что использование инфраструктуры ТПУ при разработке научного исследования дает преимущество над конкурентными разработками из-за своей простоты исследования, заявленной экономичности технологии. При появлении дополнительного спроса и достаточном финансировании появится возможность внедрения новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках научного исследования в форме календарного плана (таблица 11) и диаграммы Ганта (таблица 12). В состав участников проекта входят: руководитель и инженер

Таблица 11 – Календарный план.

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Подбор и изучение теоретических материалов	5	10.03.19	14.03.19	Инженер
2	Моделирование в программной среде UnisimDisign. Проверка модели на адекватность	12	15.03.19	26.03.19	Руководитель, инженер

3	Проведение теоретических расчетов. Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	20	27.03.19	15.04.19	Инженер
4	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	16	16.04.19	1.05.19	Руководитель, инженер
5	Анализ результатов	12	2.05.19	13.05.19	Руководитель, инженер
6	Составление отчетной документации	3	14.05.19	16.05.19	Руководитель, инженер
Итого		68	10.03.19	16.05.19	Руководитель, инженер

На основании календарного плана построена диаграмма Ганта (таблица 12), которая представляет собой столбчатые диаграммы (гистограммы). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 12 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ								
				Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z_m), руб.
Картридж для принтера	шт.	1	1200	1200
Канцелярские товары	шт.	2	1000	2000
Итого:				3200

4.3.2 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 14 – Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Наименование	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость, тыс. руб.
Программное обеспечение	1	10000	10000
Компьютер	2	25000	50000
Принтер	1	7000	7000
Итого:			67000

4.3.3 Амортизационные отчисления

Норма амортизации, определяемая по формуле

$$H_A = \frac{1}{N} \cdot 100\%;$$

где N – срок полезного использования оборудования, выраженный в месяцах.

$$H_A = \frac{1}{60} \cdot 100\% = 1,7\%.$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$A = \frac{C \cdot H_A}{360} \cdot t_{\text{дн}} = \frac{67000 \cdot 1,7}{360} \cdot 68 = 21\,514 \text{ руб};$$

где C - цена оборудования;

$t_{\text{дн}}$ - число рабочих дней.

4.3.4 Основная заработная плата исполнителей темы

Данный пункт включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} ,$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

 $Z_{\text{дн}}$ — среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$3_{\text{дн}} = \frac{3_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная
неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 7).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	25	43
Количество нерабочих дней выходные дни:	6	13
праздничные дни:	2	3
Потери рабочего времени отпуск:		
невыходы по	0	0
болезни:	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	17	27

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведён в таблице 8.

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	Тр. раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	45000	0,3	0,25	1,3	83250	3505,3	25	87631,6
Инженер	15000	0,3	0,25	1,3	15337	645,8	43	27768
Итого $З_{\text{осн}}$								85480,8

4.3.5. Расчет дополнительной заработной платы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная и основная заработная плата, а также их сумма сводится в таблицу 9.

Таблица 18 – Расчет дополнительной и основной заработной платы

	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.
Руководитель	87631,6	10515,8
Инженер	27768,0	3332,2
Итого		13848

4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

где $k_{внеб}$ - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб} = 0,271$ (27,1%).

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные формы

	Руководитель	Инженер
З _{зп} , руб.	98147,4	31100,2
З _{внеб} , руб.	26597,9	8428,2
Итого З _{внеб}		35026,1

4.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей} 1 \div 5) \cdot k_{нр}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}} = (3200 + 21\,514 + 98\,147,4 + 31\,100,2 + 35\,026,1) \cdot 0,16 \\ = 30\,238,03 \text{ руб.}$$

4.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	3200	Пункт 4.1
2. Амортизационные отчисления	21514	Пункт 4.3
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	85480,8	Пункт 4.4
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13848	Пункт 4.5
5. Отчисления во внебюджетные фонды	35026,1	Пункт 4.6
6. Накладные расходы	40058	Пункт 4.7
7. Бюджет затрат НТИ	199126,9	Сумма ст. 4.1-4.7

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный

показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{исл}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{199126,9}{312466,2} = 0,64$$

$$I_{\text{алт1}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{277446,9}{312466,2} = 0,89$$

$$I_{\text{алт2}} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{312466,2}{312466,2} = 1$$

где $I_{\text{исл}}$ - интегральный финансовый показатель разработки;

$I_{\text{алт1}}$ и $I_{\text{алт2}}$ - интегральный финансовый показатель альтернативных исследований;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (в т.ч. аналог).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i b_i ;$$

где I_{pi} - – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i - весовой коэффициент разработки;

b_i - балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения работы

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исл.	Алт. 1	Алт.2
1. Способствует росту производительности	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	5
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	3
4. Энергосбережение	0,20	4	2	3
5. Надежность	0,25	4	4	3
6. Материалоемкость	0,15	3	4	4
Итого	1			

$$I_{p \text{ исл}} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,20 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 3,95;$$

$$I_{p \text{ алт1}} = 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,20 \cdot 2 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,35;$$

$$I_{p \text{ алт2}} = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,25 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,55.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{фин } p}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{5}{1} = 5$$

$$I_{\text{фин исл}} = \frac{I_{p-\text{исп1}}}{I_{\text{фин } p}^{\text{исп1}}} = \frac{3,95}{0,85} = 4,65;$$

$$I_{\text{фин алт1}} = \frac{I_{p-\text{исп2}}}{I_{\text{фин } p}^{\text{исп2}}} = \frac{3,35}{0,89} = 3,76;$$

$$I_{\text{фин алт2}} = \frac{I_{p-\text{исп3}}}{I_{\text{фин } p}^{\text{исп3}}} = \frac{3,55}{1} = 3,55.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования.

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финаi}}^{ai}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность исследования;

Таблица 22 – Сравнительная эффективность исследования.

№ п/п	Показатели	Исл.	Алт. 1	Алт. 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,64	0,89	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,95	3,35	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	3,76	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,07	1,33	1,41

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- 1) составление календарного плана проекта, на основании которого была построена диаграмма Ганта;
- 2) Определение бюджета НТИ. Бюджет составил 199126,9 руб. – это наименьший показатель среди рассмотренных вариантов;
- 3) определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. У выбранного исполнения наилучшие показатели.

5. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются способы защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии располагается объект исследования в таежной зоне Западной Сибири, в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 70 км к северо-востоку от г. Нижневартовска. Объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана система нефтегазопромысловых трубопроводов.

Актуальность настоящей работы обуславливается неоспоримой значимостью социальной деятельности всего нефтегазового комплекса для развития данной отрасли во всех направлениях.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и/или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. [10]

Нормальная продолжительность рабочего времени на нефтебазах для работников и специалистов - 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени. [11]

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате. Они варьируются от региона, к примеру, в ХМАО-Югре коэффициент равен 1.5 или 50 процентов, а в Красноярском крае равен 1.8, то есть 80 процентов.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

5.2 Производственная безопасность:

Таблица 23 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Наименование видов работ			Нормативные документы
Вредные	Опасные	Отбор проб	Замеры дебита скважин	Обслуживание оборудования	
Повреждения в результате контакта с насекомыми		+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
-	Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
Повышенный уровень шума		-	+	+	ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
	Термическая опасность	+	+	+	ГОСТ Р ИСО 12100-1-2007 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования.
Загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы
-	Повышенный уровень статического электричества	+	+	-	ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
Отклонения показате	-	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

лей микрокл имата на открыто м воздухе рабочей зоны					
-	Воздействи е на организм человека электрическ ого тока	+	+	-	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
Повышен ный уровень вибрации		+	+	-	ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
	Движущиеся машины и механизмы производств енного оборудован ия (в т.ч. грузоподъ мные)	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Электро магнитно е излучени е		-	-	+	ГОСТ 12.1.006-84 . ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в полевых условиях. При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Примерно у 50 % больных, перенесших клещевой энцефалит, надолго сохраняется паралич мышц шеи и рук. [12]

Повышенный уровень шума

На рабочем месте источником шума является стравливание газа из полости трубопровода при проведении ремонтных работ, а также зачистка сварных швов УШМ. Так как ремонтные работы производятся с определённой

периодичностью, шум будет непостоянным. Исходя из классификации непостоянных шумов, шум на данном рабочем месте относится к колеблющимся во времени шумам. [13]

Таблица 24 – Допустимые нормы шума для выполнения работ, с повышенными требованиями к процессам наблюдения [14]

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука, дА
1,5	3	25	50	00	000	000	000	000	
03	1	3	7	3	0	8	6	4	80

Повышенный уровень вибрации

Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом, что приводит к спазмам сосудов, различным нервно-мышечным и кожно-суставным нарушениям. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни. Влияние на рабочего оказывает вибрация при работе со строительной техникой и транспортом. [15]

Таблица 25 – Предельно допустимые значения локальной вибрации [11]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям Хл, Ул, Зл			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109

500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения, и их уровни.	2,0	126	2,0	112
* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается.				

Загазованность воздуха рабочей зоны

Природный газ – полезное ископаемое, представляющее собой газообразное вещество, не имеющее запаха. Природный газ представляет собой смесь углеводородов метана (70 – 98%), этана, пропана, бутана, а так же сероводорода, диоксида углерода, азота, водорода [16].

При проведении ремонтных работ на газопроводе возможна утечка вредных веществ в рабочую зону. К таким веществам относятся метанол, природный газ, фтористые соединения, окиси углерода, кальция, магния, углекислый газ. Источником выделения вредных веществ таких как природный газ и метанол, является преднамеренная или аварийная разгерметизация трубопровода, источник выделения углекислого газа, фтористых соединений и различных окисей – проведение сварочных работ. ПДК газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [17]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности – 300 мг/м³;
- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан, которые относятся ко 2-му классу. ПДК = 1 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеводородов (C1-C5) – 3 мг/м³;
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³;
- ДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м³.

Электромагнитное излучение

Источником электромагнитного излучения на рабочем месте линейного трубопроводчика является аппарат для нахождения местоположения трубопроводов под землёй – трассоискатель «RIDGID». [18]

Инфракрасное излучение

Инфракрасное излучение имеет длину волны $\lambda = 0,78 - 1000$ мкм. При поглощении телом энергии ИК возникает тепловой эффект. Источник - нагретое тело. Из-за способности воздействовать и проникать вглубь тканей, самым активным является коротковолновое ИК-излучение. Самые слабые к воздействию ИК-излучения органы – это кожа и органы зрения. Биохимические изменения организма происходят при длительном воздействии ИК-излучения.

Источником ИК – излучения на изучаемом рабочем месте является сварочный агрегат, а также процесс газорезки, проведение которого обуславливает использование высоких температур, приводящих металл к деформации. [19]

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При ремонтных работах на трубопроводе источниками механической опасности являются: разгрузо-погрузочные работы с использованием автокрана, вскрытие или засыпка трубопровода с помощью экскаватора, использование труборезов, УШМ, сварочных агрегатов, насосных помп, горелок, сверлильно-фрейзерного станка, бензопил, кусторезов, траншейные лестницы, вспомогательные инструменты. [20]

Термические опасности

Опасность, возникающая в условиях воспламенения, повышенной температуре поверхности, а также повышенной температуре вдыхаемых веществ называется термической опасностью.

Термические опасности могут сопровождаться: ожогами и ошпариванием связи с взаимодействием горячих предметов, и частями тела работника. Источником термических опасностей при работе на трубопроводе

могут служить огневые работы, при которых используется открытый огонь, высокие температуры, приводящие к самовоспламенению рабочего материала, а также возможно искрообразование. [21]

Поражение электрическим током

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

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе. [22]

Пожаровзрывоопасность

Факторы пожара: высокая температура воздуха и низкое содержание кислорода в нём, предметы, нагретые до очень высокой температуры, открытый огонь, токсичные продукты, обрушение и повреждение сооружений.

При проведении любых видов работ на межпромысловом газопроводе возможны все вышеперечисленные причины и источники пожара. Кроме того, газопровод относится к категории А пожаро- и взрывоопасности. Основным источником возникновения взрыва является разгерметизация газопровода и утечка газа.

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год. Рабочему выдается спец одежда. Также при проведении маршрутов в местах распространения энцефалитных клещей необходимо плотно

застегнуть противоэнцефалитную одежду и 3-4 раза в день осматривать одежду и тело. [23]

Повышенный уровень шума.

Основные мероприятия: снижение уровня шума в источнике возникновения, звукопоглощение и звукоизоляция, установка глушителей шума, рациональное размещение оборудования, применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, “беруши”). [24]

Повышенный уровень вибрации.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [25].

Загазованность воздуха рабочей зоны

Для защиты органов дыхания, применяются противогазы и противопылевые респираторы. По степени защиты органов дыхания противогазы подразделяются на: фильтрующие, шланговые, изолирующие.

Электромагнитное излучение

Основными методами защиты работников от ЭМП радиочастот являются: использование оптимальных режимов работы технологических установок и оборудования, уменьшение времени нахождения работников вблизи источников ЭМП или удаление источников от работающего персонала, рациональное размещение оборудования, использование средств личной защиты: одежда, очки. [25]

Инфракрасное излучение

Защита работников от вредного воздействия осуществляется за счёт следующих мероприятий: автоматизация производства и как следствие дистанционное управление процессом, удаление или изоляция источников

излучения, устройство и создание душирования, водяных и воздушных завес.
[17]

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

К средствам защиты от механических опасностей можно отнести: ограждения источника опасности, звуковую или световую сигнализацию, предупреждающие знаки и таблички, использование средств индивидуальной защиты: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда. [23]

Термические опасности.

Для предотвращения возможности возникновения выше указанных опасностей необходимо: применять теплоизолирующие термоустойчивые материалы, использование средств индивидуальной защиты, постоянно контролировать температуру в рабочей зоне. [22]

Поражение электрическим током

Защитить от поражения током могут диэлектрическая обувь, резиновые диэлектрические перчатки, использование диэлектрических резиновых ковров.

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала, аттестация оборудования, соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой. [20]

Пожаровзрывоопасность

Первичные средства пожаротушения: передвижные и ручные огнетушители, ящики с песком, пожарные краны и рукава, кошма (противопожарное полотно), противопожарные щиты с набором инвентаря.

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

- уменьшить или исключить наличие веществ, способных образовывать взрывоопасные смеси;

- установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации;
- контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры;
- соблюдать правила работы со взрывоопасными веществами. [19]

5.3 Экологическая безопасность

Деятельность человека в связи с добычей нефти и газа наносит огромный ущерб природе. Ежедневно сжигается большой объем газа на нефтепромыслах, загрязняя атмосферу. Практически ежедневно в мире происходят порывы промысловых трубопроводов нефти и газа – наиболее распространенный вид загрязнений в нефтегазодобыче, нередко аварии с нефтеналивными судами, магистральными продуктопроводами.

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

Загрязнение атмосферы может произойти в результате выброса, утечки газа и опасных веществ либо из-за не герметичности сварных швов трубопровода, аварийного выброса газа, разрыва трубопровода, либо из-за коррозии, следствие которой – значительное уменьшение толщины стенок газопровода. При таком загрязнении возможно превышение предельно допустимой концентрации вредных веществ в воздухе, а также подавление роста растительности.

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

Для снижения негативного воздействия на водную среду предусмотрено:

- размещение кустовых и промышленных площадок за пределами водоохранных зон водотоков;

- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0.5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающими утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки.

Загрязнения литосферы происходят в результате утечек нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений запорной арматуры. Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям позволяет снизить вероятность загрязнения почв. [21]

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

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

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека на рабочем месте. Был сделан вывод, что основной причиной загрязнения атмосферы рабочей зоны являются выбросы, утечки газа и опасных веществ, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание трубопровода.

Список литературы

1. ГОСТ 9.908-85 Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости
2. СНиП 2.05.06-85* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы. М., Стройиздат, 1998 г.
3. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
4. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006. – 306 с.
5. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. – 806 с.
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂ – коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 188с.
7. Jemada Teitel and A.E. Dukler. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Gas – Liquid Flow –AJCHE–Journal – 1976 –№1. – Р. 47 – 55.
8. Гафаров Н.А. Использование методики Тейтела-Даклера для определения структур течения двухфазного потока в промышленных трубопроводах при коррозионных исследованиях / Н.А. Гафаров, С.Б. Киченко, В.М. Кушнарченко// Защита от коррозии и охрана окруж. среды. - 1998. - N 1-2. - С. 2-22.
9. Руководство пользователя HYSYS. Версия 2006
10. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»
11. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.

12. Каледина Н.О., Кирин Б.Ф., Ушаков К.З., Сребный М.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов. – Москва: Изд. МГГУ, 2005. – 427 с.
13. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.
14. Роздин И. А. Безопасность производства и труда на предприятиях И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
15. ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
16. ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.
17. ГОСТ 12.1.006-84 . ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – Введ. 1986-01-01. – М.: Госстандарт России, 1988. – 30 с.
18. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
19. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. 2-е изд. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
20. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.
21. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа./ Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков – М: Недра, 1981. – 256 с.
22. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

- 24.ГОСТ Р ИСО 12100-1-2007 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 1. Основные термины, методология
- 25.ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности