

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 622.279.8(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

		И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2.Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3.Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4.Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
--	--	---	--	---

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА X МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Газ и газовый конденсат. Анализ геолого-промысловых показателей разработки продуктивных пластов ачимовских отложений. Физико-химический состав газа, газового конденсата. Фазовое состояние газоконденсатной системы. Анализ системы сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений.

	Коррозия технологических трубопроводов на объекте добычи ачимовских отложений. Отечественный и зарубежные опыт борьбы с коррозией. Промысловые исследования по определению скорости коррозии. Статистическая обработка промысловых данных. Оценка степени их влияния на скорость коррозии.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор ОНД, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент ООД, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор ОИЯ, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО СБОРУ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДОБЫВАЕМОГО СЫРЬЯ НА КОРРОЗИЮ.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.2022
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		09.03.2022

Консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич		09.03.2022

Обозначения, определения и сокращения

АВО – Аппарат воздушного охлаждения
АГКМ – Астраханское газоконденстаное месторождение
ВМР – Водометанольный раствор
ГВК – Газо-водяной контакт
ГДИ – Газодинамические исследования
ГИС – Геологическое исследование скважин
ГКИ – Газоконденсатные исследования
ГКП – Газоконденсатный промысел
ГОСТ – Межгосударственный стандарт
ГРП – Гидравлический разрыв пласта
ГСМ – Горючие смазочные материалы
ДКС – Дожимная компрессорная станция
ЗПА – Здание переключающей арматуры
ИТЦ – Инженерно-технический центр
КИПиА – Контрольно-измерительные приборы и автоматика
НК – Нестабильный конденсат
НТС – Низкотемпературная сепарация
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
ПДН – Поток денежной наличности
ПИРГ – Пункт измерения расхода газа
СГ – Сверхглубокая скважина
СК – Северный купол
СН – Санитарные нормы
СТО – Стандарт организации
ТУ – Технические условия
УКПГ – Установка комплексной подготовки газа
УНГКМ – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение
ЦПЗ – Центральная приподнятая зона

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 181 страницу, в том числе 51 рисунок, 26 таблиц и 62 литературных источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: месторождение, ачимовские отложения, скважина, низкотемпературная сепарация, коррозия, гидратообразование, парафинообразование, многостадийное ГРП.

Объектом исследования является система сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений.

Цель работы – модернизация системы сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений.

В результате исследования представлено геологическое строение продуктивных пластов ачимовских отложений, особенности интенсификации притока, физико-химические свойства газа и газового конденсата данного объекта. Проанализированы причины возникновения коррозии на данном месторождении, произведены промысловые исследования скорости коррозии.

Выполнена статистическая обработка данных, полученных на промысле, и оценка их влияния на скорость коррозии. Разработан план капитального ремонта трубопроводов и оборудования, подверженных наибольшему износу вследствие углекислотной коррозии. Предложена система ингибирования коррозии незащищенного участка кустовой обвязки трубопроводов. Совокупность решений позволит в процессе проектирования учесть весь опыт разработки, связанный с коррозией трубопроводов и оборудования и минимизировать экономические затраты на ремонт и простой скважин.

Область применения – газоконденсатные системы сбора и подготовки ачимовских отложений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО СБОРУ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА	16
1.1 Газ и газовый конденсат	16
1.2 Анализ геолого-промысловых показателей разработки продуктивных пластов ачимовских отложений.....	22
1.3 Физико-химический состав газа, газового конденсата. Фазовое состояние газоконденсатной системы.....	45
1.4 Анализ системы сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений	48
1.5 Коррозия технологических трубопроводов на объекте добычи ачимовских отложений	60
2. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДОБЫВАЕМОГО СЫРЬЯ НА КОРРОЗИЮ.....	67
3. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ	105
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	114
4.1 Выручка от реализации продукции УКПГ	114
4.2 Капитальные вложения.....	115
4.3 Амортизационные отчисления.....	116
4.4 Эксплуатационные затраты.....	117
4.5 Налоговые отчисления.....	118

4.6 Оценка экономической эффективности проекта	118
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	124
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	124
5.2 Производственная безопасность.....	126
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	128
5.2.2 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов	131
5.3 Экологическая безопасность.....	140
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	142
5.5 Выводы к разделу	144
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	146
ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ.....	148
Приложение А	154
Приложение Б	161

ВВЕДЕНИЕ

Разработка сеноманского комплекса находится на стадии падающей добычи, отборы из неокомского постепенно уменьшаются, поэтому необходимо компенсировать снижение объемов добычи, за счет освоения ачимовских отложений.

Особенность геологического строения ачимовских залежей (выкливание пластов, литологическая неоднородность, линзовидность резервуара, негоризонтальность газожидкостных резервуаров, низкими значениями ФЕС), высокое пластовое давление и температурами обуславливает потребность применения современных технологий разработки, освоения и подготовки газа и газового конденсата.

Одна из основных задач при разработке и эксплуатации месторождений заключается в создании условий для надежной и безопасной работы фонда скважин, систем сбора и подготовки продукции газовых и газоконденсатных залежей. Решение этой задачи основывается на своевременной и достаточной защите от коррозии объектов инфраструктуры месторождения [54].

За счет воздействия агрессивных сред, трубопроводы и оборудование из углеродистой стали подвергаются коррозии на каждой стадии производства от первоначальной добычи до переработки и хранения [1]. Этот факт приводит к значительным ежегодным экономическим потерям и, следовательно, требует разработки и применения разнообразных методов защиты от коррозии [2,3]. Коррозия в нефтяной и газовой отраслях проявляется в различных формах, среди которых наиболее распространенные – CO_2 -коррозия (углекислотная), H_2S -коррозия (сероводородная) и O_2 -коррозия (кислородная) [4].

Наибольшее количество разрушений нефтегазопроводов происходит в результате CO_2 -коррозии углеродистых и низколегированных сталей [5]. Механизм CO_2 -коррозии – сложный физико-химический процесс, на который оказывают влияние многие факторы и условия (например, температура, pH,

парциальное давление CO_2 и т.д.), которые необходимо учитывать в определенной доле в каждом конкретном случае [6].

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью разработки запасов низко проницаемых коллекторов. Сбор и подготовка ачимовских отложений осложнена углекислотной коррозией, выявление взаимосвязи между технологическими параметрами и скоростью коррозии помогают выбрать верные проектные решения, для минимизации негативного влияния коррозии. При проведении анализа данных была составлена регрессионная модель для поиска взаимосвязей технологических параметров на скорость коррозии. Составлены рекомендации для проекта капитального ремонта трубопроводов на кустах скважин объекта Х.

Цель работы – модернизация системы сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений.

Для реализации данной цели планируется решить ряд задач:

- 1 Проанализировать основные осложнения, возникающие при разработке ачимовских отложений;
- 2 Оценка влияния технологических параметров на скорость коррозии;
- 3 Разработка методов предупреждения коррозии технологических трубопроводов и оборудования.

Защищаемые положения:

1. Внедрение метода предупреждения и контроля коррозии на объекте сбора и подготовки ачимовских отложений показывает влияния полного набора параметров на скорость коррозии, понизит трудозатраты, стоимость капитального ремонта, время простоя скважин.

2. Подбор ингибитора коррозии и его удельный расход $0,21 \text{ кг}/1000 \text{ м}^3$ для незащищенных участков трубопровода позволяет повысить степень защиты не ниже 93% и снижает скорость коррозии, полученные значения находятся на порядок ниже допустимой величины $0,1 \text{ мм}/\text{год}$.

1. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ПО СБОРУ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

1.1 Газ и газовый конденсат

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных УВ вида C_nH_{2n+2} . Основным компонентом является метан CH_4 . Наряду с метаном в состав природных газов входят более тяжелые УВ, а также не углеводородные компоненты: азот, углекислый газ, сероводород, гелий, аргон.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ чисто газовых месторождений, представляющий собой сухой газ, почти свободный от тяжелых УВ.
2. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, – смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из $C_{5+выш.}$.
3. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные газы). Это физические смеси сухого газа, пропанбутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

Газовые смеси характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Для характеристики газовой смеси необходимо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность или относительную плотность по воздуху. Молекулярная масса природного газа

$$M = \sum_{i=1}^n M_i \cdot X_i, \quad (1)$$

где M_i – молекулярная масса i -го компонента; X_i – объемное содержание i -го компонента, доли ед. Для реальных газов обычно $M = 16-20$. Плотность газа ρ_r рассчитывается по формуле

$$\rho_r = \frac{M}{V_m}, \quad (2)$$

где V_m – объем 1 моля газа при стандартных условиях. Обычно значение ρ_r

находится в пределах $0,73 - 1,0 \text{ кг/м}^3$. Чаще пользуются относительной плотностью газа по воздуху $\rho_{г.в}$ равной отношению плотности газа ρ_g к плотности воздуха ρ_v взятой при тех же давлении и температуре:

Уравнения состояния газов используются для определения многих физических свойств природных газов. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между давлением, объемом и температурой.

Состояние газов в условиях высоких давления и температуры определяется уравнением Клайперона — Менделеева:

$$pV = NRT, \quad (3)$$

где p — давление; V — объем идеального газа; N — число киломолей газа; R — универсальная газовая постоянная; T — температура.

Эти уравнения применимы для идеальных газов. Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают. Реальные углеводородные газы не подчиняются законам идеальных газов. Поэтому уравнение Клайперона — Менделеева для реальных газов записывается в виде

$$pV = zNRT, \quad (4)$$

где Z — коэффициент сверхсжимаемости реальных газов, зависящий от давления, температуры и состава газа и характеризующий степень отклонения реального газа от закона для идеальных газов.

Коэффициент сверхсжимаемости Z реальных газов — это отношение объемов равного числа молей реального V и идеального $V_{и}$ газов при одинаковых термобарических условиях (т.е. при одинаковых давлении и температуре).

Значения коэффициентов сверхсжимаемости наиболее надежно могут быть определены на основе лабораторных исследований пластовых проб газов. При отсутствии таких исследований прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна. Для пользования графиком необходимо знать так называемые приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру. Суть этих понятий состоит в следующем.

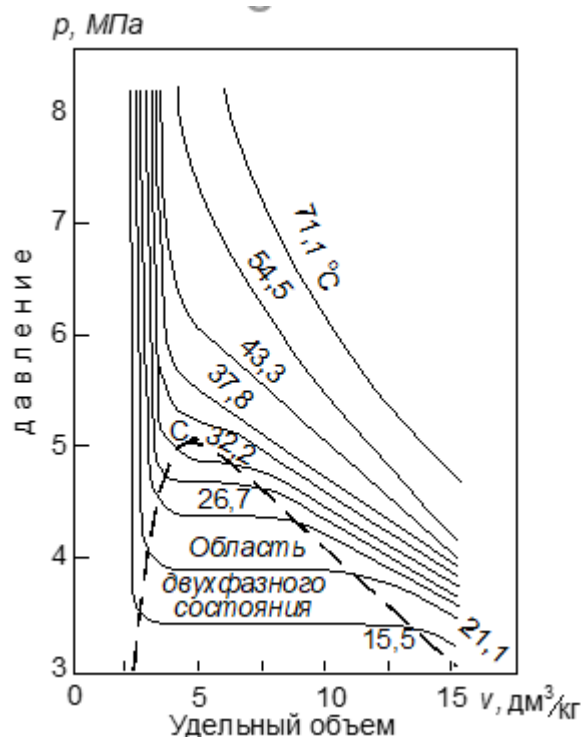


Рисунок 1 – Диаграмма фазового состояния чистого этана
(по Ш.К. Гиматудинову)

Объем углеводородных газов меняется в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с рисунком 1. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Отрезок справа от пунктирной линии соответствует газовой фазе, участок под пунктирной линией – двухфазной газожидкостной области и отрезок слева от пунктирной линии – жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке C называется кривой точек конденсации (точек росы), а влево от максимума – кривой точек парообразования. Точка C называется критической. Значения давления и температуры, соответствующие критической точке C , также называются критическими. Другими словами, критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Критическим давлением называется давление, соответствующее критической точке перехода газа в жидкое состояние. С приближением значений давления и температуры к критическим свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает

и плотности их уравниваются. С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их поведение от поведения однокомпонентного газа. Не останавливаясь на подробностях, следует отметить, что критическая температура смеси находится между критическими температурами компонентов, а критическое давление смеси всегда выше, чем критическое давление любого компонента. Для определения коэффициента сверхсжимаемости Z реальных газов, представляющих собой многокомпонентную смесь, находят средние из значений критических давлений и температур каждого компонента. Эти средние называются псевдокритическим давлением $P_{\text{пкр}}$ и псевдокритической температурой $T_{\text{пкр}}$. Они определяются из соотношений:

$$P_{\text{пкр}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{кр}i} \cdot X_i \quad (5)$$

где $P_{\text{кр}i}$ и $T_{\text{кр}i}$ – критические давление и температура i -го компонента; X_i – доля i -го компонента в объеме смеси (в долях единицы).

Приведенные псевдокритические давление и температура, необходимые для пользования графиком Брауна, представляют собой псевдокритические значения, приведенные к конкретным давлению и температуре (к пластовым, стандартным или каким-либо другим условиям):

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{пкр}}}, \quad (6)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{пкр}}}, \quad (7)$$

где P и T – конкретные давление и температура, для которых определяется Z .

Коэффициент сверхсжимаемости Z обязательно используется при подсчете запасов газа, прогнозировании изменения давления в газовой залежи и решении других задач.

Влагосодержание природных газов связано с тем, что природные газы и газоконденсатные смеси контактируют с пластовыми водами различных форм и вследствие чего содержат определенное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от его состава, давления, температуры. Отношение количества водяных паров (в долях единицы или процентах), находящихся в газе, к максимально возможному содержанию водяных паров в том же газе при тех же условиях называют относительной влажностью газа. Она характеризует степень насыщения газа водяным паром. Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа (г/м^3 или г/кг), называют абсолютной влажностью.

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. При определенных термодинамических условиях вода может выделяться из газа (конденсироваться), т.е. переходить в капельножидкое состояние. В газоконденсатных системах могут одновременно выделяться вода и конденсат. В присутствии воды давление начала конденсации УВ увеличивается.

Объемный коэффициент пластового газа b_g представляющий собой отношение объема газа в пластовых условиях к объему того же количества газа, который он занимает в стандартных условиях, можно найти с помощью уравнения Клайперона – Менделеева:

$$b_g = z \cdot \frac{(P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}})}{(T_{\text{ст}} \cdot P_{\text{пл}})}, \quad (8)$$

где $P_{\text{пл}}$, $T_{\text{пл}}$, $P_{\text{ст}}$, $T_{\text{ст}}$ – давление и температура соответственно в пластовых и стандартных условиях.

Значение величины b_g имеет большое значение, так как объем газа в пластовых условиях на два порядка (примерно в 100 раз) меньше, чем в стандартных условиях.

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь

растворен в газе. Различают конденсат нестабильный и стабильный.

Нестабильный конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит из жидких при стандартных условиях УВ. т.е. из пентанов и высших ($C_{5+высш}$), в которых растворено некоторое количество газообразных УВ-бутанов, пропана и этана, и других газов.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание нестабильного конденсата ($см^3$) в $1 м^3$ отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором, – это количество газа ($м^3$), из которого добывается $1 м^3$ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25 000 $м^3/м^3$.

Стабильный конденсат состоит только из жидких УВ - пентана и высших ($C_{6+высш}$) Его получают из сырого конденсата путем дегазации последнего. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне 40-200°C. Молекулярная масса 90-160. Плотность стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 $г/см^3$ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Большое значение имеет такая характеристика газа конденсатных залежей, как давление начала конденсации, т.е. давление, при котором конденсат выделяется в пласте из газа в виде жидкости. Если при разработке газоконденсатной залежи в ней не поддерживать давление, то оно с течением времени будет снижаться и может достигнуть величины меньше давления начала конденсации. При этом в пласте начнет выделяться конденсат, что приведет к потерям ценных УВ в недрах. Это надо учитывать при подсчете запасов и определении показателей проектов разработки. Исследования газоконденсатных залежей нужно производить с самого начала освоения залежи. При этом необходимо устанавливать:

- состав пластового газа и содержание в нем конденсата; давление начала конденсации УВ в пласте и давление максимальной конденсации;
- фазовое состояние конденсатной системы в пластовых условиях;
- количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температуре;
- возможные потери конденсата в недрах при разработке залежи без поддержания пластового давления в зависимости от степени падения давления;
- фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в стволах скважин, газосепараторах и газопроводах.

1.2 Анализ геолого-промысловых показателей разработки продуктивных пластов ачимовских отложений

К ачимовской толще приурочены продуктивные пласты Ач12, Ач13, Ач14, Ач15, Ач2, Ач22, Ач3, Ач4, Ач3-41, Ач3-42, Ач51, Ач52-3, Ач601, Ач602, Ач61, Ач62. В связи с аномально высоким начальным давлением в залежах (АВПД – Каном = 1,7), пластовые углеводородные системы недонасыщенны. Залежи Ач3, Ач4, Ач52–3 содержат 85,1 % запасов газа в ачимовских отложениях.

Наиболее изучена ачимовская толща на Уренгойской площади, в которой выделяются 6 песчано-алевритовых пачек – Ач1, Ач2, Ач3–4, Ач5, Ач60, Ач6, распространенных не повсеместно и имеющих в основном линзообразную форму.

В стратиграфическом отношении ачимовская формация приурочена к берриас-валанжинскому возрасту нижнемеловой системы и залегает на глубинах от 3450 до 3800 м. Толщина формации изменяется от 40 до 200 м. Доля песчаников в разрезе от 10 до 80 %, составляя в среднем от 50 до 60 %.

По литологическому составу ачимовская формация представлена мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, а также слабопроницаемыми и непроницаемыми аргиллитами.

Пористость песчаников с карбонатным цементом в коллекторах горизонта Ач3–4 составляет от 2,2 до 5,8 % при содержании цемента 30,3 %, а проницаемость от 0,04 до 0,06 мД, редко от 0,1 до 0,2 мД.

В целом по ачимовской толще пористость варьирует от 10 до 32 % при средних значениях от 15 до 16 %. Проницаемость в единичных образцах керна достигает от 10 до 15 мД, но, как правило, менее 1 мД.

Остаточная водонасыщенность коллекторов достигает 50 % от объема пор, а нефтенасыщенность – до 7 %.

В процессе сопоставления и корреляции продуктивных пластов по материалам каротажа скважин ачимовская формация разделена на 4 группы: Ач1, Ач2, Ач3–4 и Ач5, из которых Ач3–4 и Ач5 являются основными по площади распространения, толщине и запасам УВ. Пласты Ач3–4 протягиваются с юга на север на расстояние более 80 км шириной от 11 до 29 км. С запада и востока эти пласты ограничены зоной литологического замещения песчано-алевролитовых пород глинами.

Нижележащие группы пластов Ач5 развиты в пределах центральной части Уренгойского куполовидного поднятия и примыкающего к ним Восточно–Уренгойского поднятия. Пласты Ач5 также, как и Ач3–4, литологически экранированы с запада, востока и юга. Размеры данных пластов составляют 34 на 45 км, а зона совмещения в плане от 8 до 22 км. Толщина глинистого раздела между пластами Ач3–4 и Ач5 от 2 до 4 м.

Ачимовские отложения УНГКМ представлены низкопроницаемыми разностями песчано–алевролитовых пород с неоднозначной связью между емкостными и фильтрационными параметрами. Для этих отложений характерно зональное развитие в продуктивном разрезе коллекторов смешанного трещинно-порового типа и наличие интервалов разуплотненных рыхлых песчаников.

По значениям ФЕС ачимовских отложений, при соизмеримых величинах пористости и газонасыщенности, проницаемость по сравнению с коллекторами

сеноманской залежи на два порядка ниже, а по сравнению с нижнемеловыми газоконденсатными залежами меньше в 30 раз.

На рисунке 2 показана схема геологического строения ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

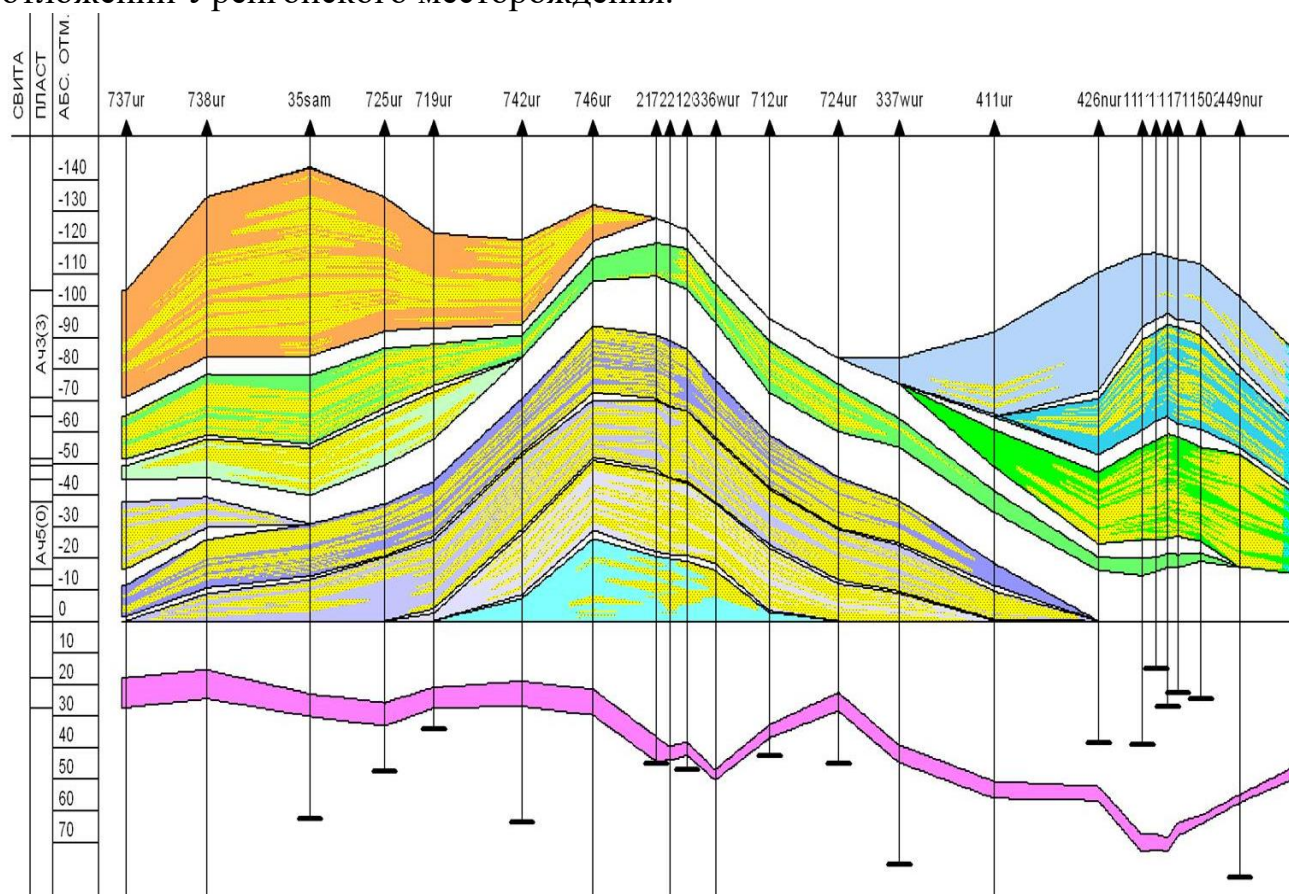


Рисунок 2 – Схема геологического строения ачимовских отложений Уренгойского месторождения

Сложность и особенность геологического строения ачимовских залежей УНГКМ, по сравнению с вышележащими неокомскими и сеноманскими отложениями, определяются тектоническими нарушениями, выклиниванием пластов и их литологической неоднородностью, линзовидностью природных резервуаров, негоризонтальностью газожидкостных контактов, а также крайне низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, что требует применения технологии гидроразрыва [3, 4]

Отложения ачимовской толщи приурочены к сложно построенным, с невысокими и сильноизменчивыми емкостно-фильтрационными свойствами, коллекторам. Породы на глубинах 3500-4000 м характеризуются значительной

уплотненностью, открытая пористость песчаников и алевролитов уменьшается и нередко находится на уровне «коллектор-неколлектор», значительную роль в формировании фильтрационной системы этих отложений играют трещины. В связи с этим в процессе бурения по продуктивному пласту и испытания скважин могут возникнуть трудности, обусловленные следующими причинами:

- при создании даже небольших репрессий на продуктивные пласты наблюдается интенсивное проникновение бурового раствора в трещины и кольматация их твердой фазой бурового раствора;

- при создании больших депрессий возможно смыкание трещин, вплоть до полного прекращения притока из пласта в ствол скважины.

Интервал залегания надачимовской толщи пород (нижняя часть покурской, тангаловской и верхняя часть сортымской свит до глубины 3600 м) является наиболее сложным интервалом с точки зрения проводки ствола скважины. Сложность этого интервала заключается в неоднородности строения, частым переслаиванием высокопроницаемых песчаных пропластков, пластов глинистых отложений с аномально высокими поровыми давлениями.

Для периода опытно-промышленной эксплуатации проектные решения по бурению ачимовских скважин предусматривали бурение одной вертикальной скважины (рисунок 3) для уточнения строения залежи в районе куста и бурение нескольких субгоризонтальных скважин (рисунок 4).



Рисунок 3 – Конструкция вертикальной скважины ачимовских отложений

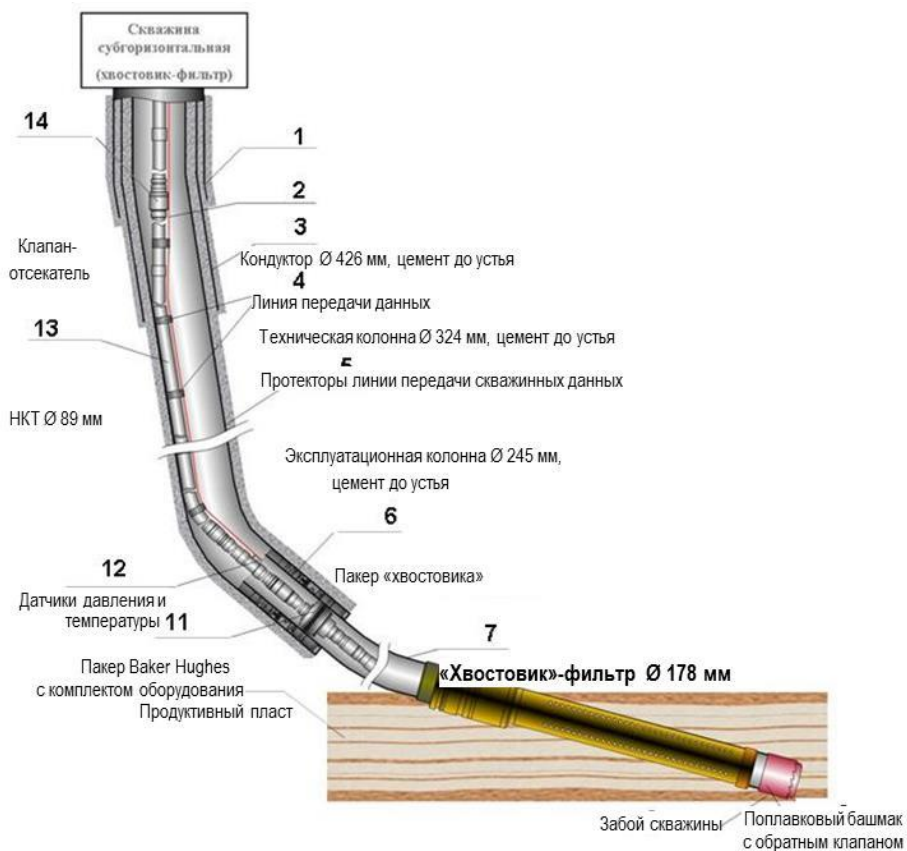


Рисунок 4 – Конструкция субгоризонтальной скважины ачимовских отложений

Строительство и ввод в эксплуатацию первых 6 скважин (2 вертикальных и 4 субгоризонтальных) сопровождались осложнениями по всему циклу. У субгоризонтальных скважин при достижении зенитных углов $65-75^\circ$ в интервале крайне неустойчивых сортымских («шоколадных») глин через 8-10 суток после их вскрытия начинались процессы интенсивного обрушения стенок скважины, кавернообразование и значительные поглощения бурового раствора. Выше сортымских глин разрез сложен переслаивающимися породами песчаников глин и аргиллитов. Бурение этого интервала осложняется несовместимостью условий бурения, обусловленными высокими поровыми давлениями ($K_a=1,49$) глинистых отложений и пластовыми давлениями, близкими к гидростатическому в песчаных породах. В этом интервале возникают такие осложнения как обвалы глинистых пород за счет увеличения эффективных скелетных напряжений и гидратации глин. Одновременно с этим возможны поглощения бурового раствора в песчаных породах, что также приводит к прихватам бурового инструмента.

При этом кроме осложнений, вызванных геологическими причинами, проводка скважин сопровождалась и осложнениями технологического характера: наблюдались неустойчивость бурового раствора, высокие значения статического напряжения сдвига, ухудшение реологических свойств – вплоть до потери текучести и выпадения в осадок твердой крупнодисперсной фазы.

Данные обстоятельства приводили к прихватам и зависаниям бурильного инструмента, осыпи стенок скважин, шламонакоплению и дюнообразованию в местах набора зенитного угла, «потере» ствола скважины, к посадкам, затяжкам и недопускам обсадных колонн до проектной глубины.

Поэтому бурение продуктивного пласта, спуск комплексов подземного оборудования и освоение скважин осуществлялось в течение длительного периода времени. При этом породы-коллекторы находились под воздействием технологических жидкостей, что существенно снижало естественные продуктивные характеристики скважин.

Для разработки безопасной технологии строительства горизонтальных и наклонно-направленных скважин была проведена оценка пластово-барических характеристик зоны осложнений, на основании которой откорректированы конструкции скважин и технико-технологические решения бурения, включая профили скважин. Учитывая установленные геологические особенности разреза месторождения и с целью снижения усилий на бурильный инструмент, повышения безопасности спуска обсадных колонн, профили скважин должны иметь следующие особенности:

а) для предупреждения осложнений в интервалах расположения «шоколадных» глин и покрышки ачимовской залежи, характеризующихся АВПоД, зенитный угол в интервале спуска эксплуатационной колонны следует ограничивать до 50° и исключать корректировку траектории ствола увеличением зенитного угла;

б) при отклонении от вертикали точек входа в пласт более 1500 м начальное искривление ствола скважины производить в интервале бурения под промежуточную колонну, а при меньших значениях в интервале бурения под эксплуатационную колонну;

в) нижнюю отметку глубины по вертикали участка повторного изменения траектории ствола (снижение или увеличение зенитного угла) располагать выше отметки подошвы пласта БУ₁₆;

г) в пологих скважинах увеличение зенитного угла до проектного значения производить в интервале продуктивного пласта;

д) интенсивность искривления ствола скважины необходимо ограничивать и в зависимости от глубины бурения следует устанавливать:

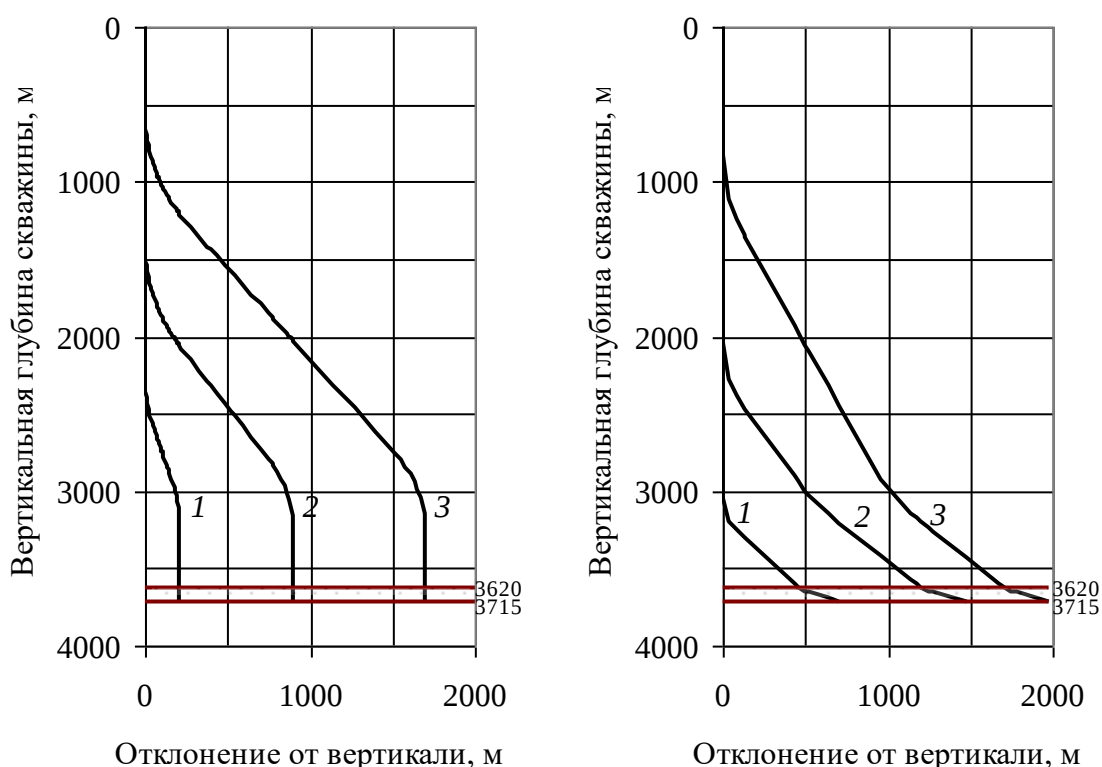
1) В интервале бурения под техническую колонну от $0,50^\circ$ до $0,75^\circ$ на 10 м проходки;

2) В интервале бурения под эксплуатационную колонну до глубины по вертикали 2900 м от $0,5^\circ$ до $1,0^\circ$ на 10 м проходки;

3) В интервале продуктивного пласта (пологие скважины) от $1,0^\circ$ до $3,5^\circ$ на 10 м проходки;

е) из установленных величин большие значения интенсивности искривления следует принимать для профилей скважин с наименьшим отклонением забоев от вертикали

На основе принятых ограничений рассчитаны профили скважин, которые представлены на рисунке 5.



а) с вертикальным вскрытием пласта с отклонением от вертикали на кровле пласта:

1 – 210 м; 2 – 900 м; 3 – 1700 м

б) с пологим вскрытием пласта отклонением от вертикали на кровле пласта:

1 – 435 м; 2 – 1200 м; 3 – 1700 м

Рисунок 5 – Проектные профили ачимовских скважин

Имеющийся опыт проектирования и строительства скважин на ачимовские отложения Уренгойского НГКМ и проведение аварийных работ показали возможность реализации нескольких вариантов расположения глубины спуска обсадной колонны:

а) типовые конструкции ЦЛ «Главтюменьгеологии» со вскрытием юрских отложений предусматривали спуск промежуточной колонны диаметром 219 мм до глубины 3450 м, а затем бурение под эксплуатационную колонну при максимальной плотности бурового раствора от 1800 до 1880 кг/м³;

б) по оценке специалистов ОАО «СибНАЦ» промежуточную обсадную колонну необходимо спускать на глубину с коэффициентом аномальности не более 1,25, а следующей колонной перекрывать ачимовскую пачку;

в) при аварийных работах в скважине А-18.1 первого эксплуатационного участка зарезка и бурение бокового ствола были проведены с глубины по вертикали 3343 м, а бурение осуществлялось без осложнений при плотности бурового раствора, равной 1650 кг/м³. Глубина спуска хвостовика диаметром 178 мм составила 3555 м при зенитном угле 63,6°. Крепление ачимовских отложений проведено хвостовиком-фильтром диаметром 114 м;

г) основываясь на опыте строительства скважин в глинистых породах бурение допускается производить при депрессии в пределах от 10 % до 15 % эффективных скелетных напряжений, и, следовательно, башмак эксплуатационной колонны может находиться на глубине не более 3470 м.

С целью предотвращения осложнений и аварийных ситуаций при бурении скважин на ачимовские отложения, сокращения времени их строительства и получения рентабельных дебитов проектная документация была скорректирована и приняты следующие решения:

1. Переход на бурение S-образного профиля ствола скважин (рисунок 6) с облегченной конструкцией (эксплуатационная колонна и хвостовик меньшего типоразмера) с цементируемым хвостовиком и проведением ГРП.

2. Проводка ствола скважин под эксплуатационную колонну с набором зенитного угла до 45° для исключения прихватов бурового инструмента и колонн, сокращения времени бурения.

3. Переход на утяжелённые малоглинистые растворы при бурении ствола скважины под хвостовик эксплуатационной колонны.

4. Спуск КПО на солевом растворе для сокращения времени этой операции, повышения сохранности пакера и его герметичности после установки (отсутствие баритово-глинистой корки на стенках скважины).

5. Перфорация продуктивных интервалов после спуска КПО на депрессии для исключения дополнительного загрязнения ПЗП.

С учетом принятых решений сегодня построены более 20 скважин, которые эксплуатируются со стабильными параметрами.

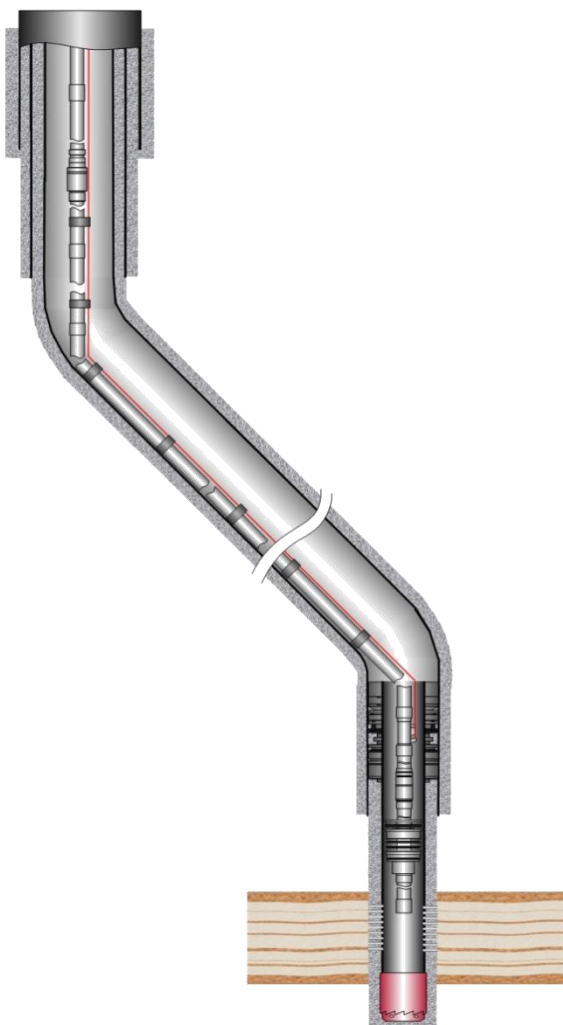


Рисунок 6 – Конструкция S-образной скважины ачимовских отложений

Диаметры кондуктора, технической колонны, эксплуатационной колонны и хвостовика для скважин опытно-промышленной эксплуатации, и промышленной эксплуатации приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Диаметры обсадных колонн скважин

Колонна	Опытно-промышленная эксплуатация (мм)	Промышленная эксплуатация (мм)
Кондуктор	426	324
Техническая	324	245
Эксплуатационная	245	178
Хвостовик	178	114

Гидравлический разрыв пласта играет важнейшую роль в повышении добычи трудноизвлекаемых запасов. Первоначально жидкость без примесей, называемая «подушка», закачивается для инициирования трещин и установления их распространения. За этим следует смесь жидкости с расклинивающим агентом (проппант). Эта смесь нагнетается для расширения трещин и одновременно переносит расклинивающий агент глубже в трещину (рисунок 7). После того, как материалы закачаны в пласт, жидкость вновь химическим путем разрушается с целью понижения вязкости и оттока в скважину, оставляя высокопроводимую заклиненную трещину для легкого прохождения нефти и/или газа из удаленных зон пласта в скважину.

В условиях ачимовских залежей ГРП является основным способом интенсификации притока.

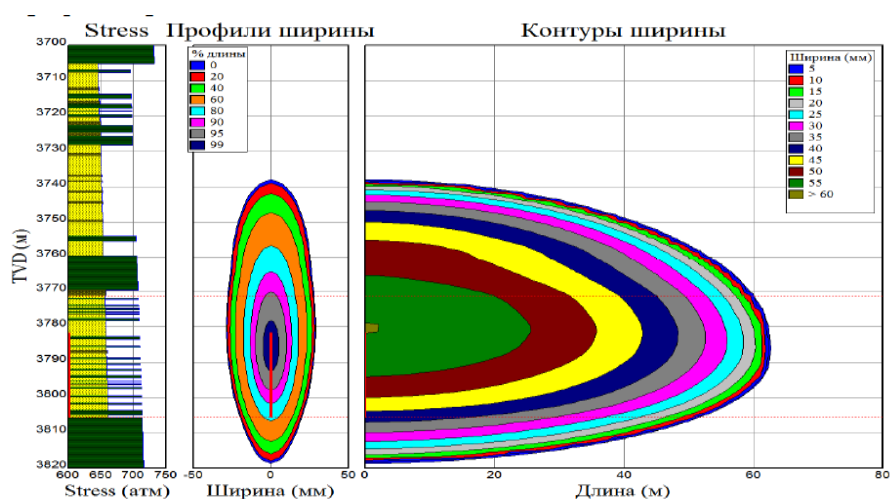


Рисунок 7– Профиль трещины в пласте Ач₅²⁻³

Анализ параметров работы ачимовских скважин при освоении до и после проведения ГРП позволяет сделать вывод об эффективности этого метода для интенсификации притока из низкопроницаемых коллекторов ачимовских отложений. Применение его приводит к кратному увеличению пусковых дебитов, а также, как показывает опыт последующей эксплуатации, позволяет устойчиво эксплуатировать скважины в ГСК в дальнейшем.

Несмотря на тот факт, что ГРП по традиционной схеме доказал свою высокую эффективность для низкопроницаемых коллекторов ачимовских отложений, ведется поиск новых методов интенсификации для повышения эффективности выработки эксплуатируемых объектов.

Так, в 2012 году впервые на УНГКМ была опробована технология ГРП HiWay, предлагаемая компанией Schlumberger (рисунок 8). Данная технология уже применялась в 8 странах мира (в т.ч. и на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами), где подтвердила свою эффективность.

Ключевой особенностью технологии является увеличение проницаемости и полудлины трещины за счет создания несплошной проппантовой набивки.

В традиционной проппантной набивке (слева на рисунке 8) все частицы проппанта контактируют друг с другом. Поток флюида проходит лишь через пустоты между зернами проппанта. Несплошная проппантная набивка (слева на рис.) состоит из агломераций («столбиков») проппанта, создающих сеть дискретных открытых каналов, по которым может фильтроваться флюид.

При традиционном ГРП на этапе закачки жидкости-песконосителя вся жидкость содержит проппант, и концентрацию проппанта обычно поэтапно повышают. При проведении ГРП по технологии HiWAY закачка жидкости-песконосителя производится порциями: подачу жидкости с проппантом чередуют с введением жидкости без проппанта. Концентрацию проппанта в порциях содержащей его жидкости также можно постепенно повышать.

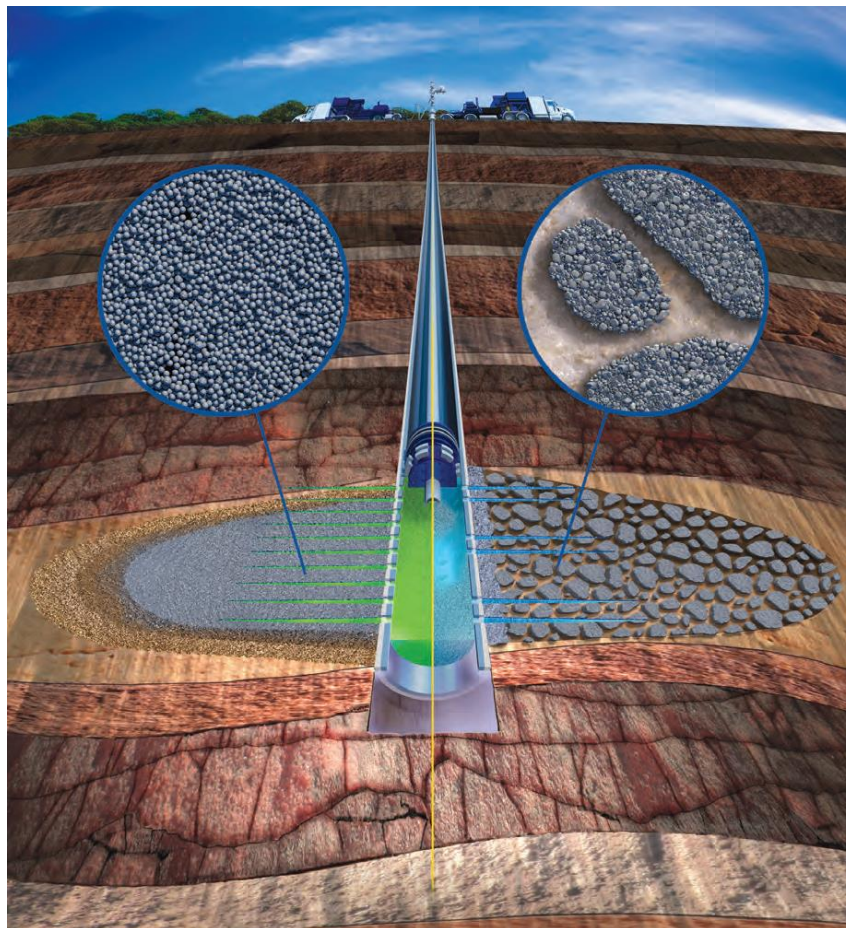


Рисунок 8– Проппантная набивка по традиционной схеме и по технологии HiWay

Преимуществами технологии HiWay в сравнении с традиционной схемой большеобъемного ГРП являются:

- Меньший тоннаж проппанта;
- Повышенная (на несколько порядков) проводимость трещины;
- Большая полудлина трещины.

Для оценки эффективности применения технологии HiWay в сравнении с традиционной схемой рассмотрим результаты исследований и параметры работы расположенных на одном кусту скважин № 2122 и 2123. В скважине № 2122 выполнен большеобъемный ГРП по традиционной схеме, в скважине № 2123 – ГРП по технологии HiWay. В таблице 2 представлены характеристики рассматриваемых скважин.

Таблица 2 – Характеристики скважин № 2122 и 2123

Параметр		Номер скважины	Номер скважины
№ скважины		2122	2123
Технология ГРП		большеобъемный ГРП	HiWay
Профиль		S-обр.	S-обр.
Продуктивный пласт		Ач ₅	Ач ₅
Проницаемость, мкм ²		$3,64 \cdot 10^{-3}$	$1,93 \cdot 10^{-3}$
Эффективная мощность, м		42	43,9
Масса проппанта, т		262	120
Параметры отработки до ГРП	Р _{уст} , МПа	6,9	7,8

Как видно из результатов ГДИС, после ГРП перед запуском в работу (рисунок 9) скважины демонстрировали схожие параметры. Однако в ходе эксплуатации темпы падения устьевых параметров в скважине № 2123 были значительно ниже. Спустя 12 месяцев эксплуатации, дебит скважины, в которой был выполнен ГРП по технологии HiWay, был выше в среднем на 60%. При этом отмечается, что скважина № 2123 эксплуатировалась при меньших в сравнении со скважиной № 2122 депрессиях на пласт.

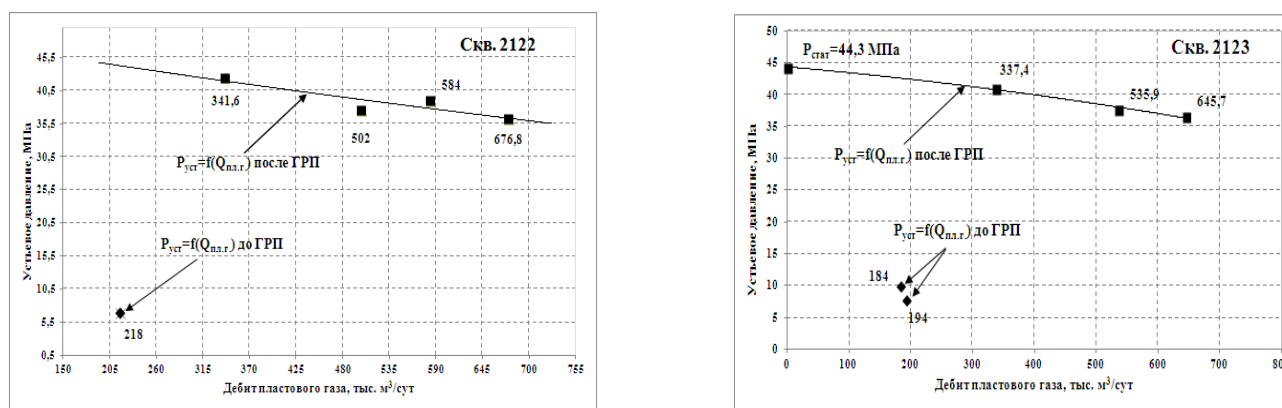


Рисунок 9 – Результаты газодинамических исследований скважин № 2122, № 2123 перед запуском в работу

Учитывая этот положительный опыт, в 6 из 9 скважин, законченных строительством в 2014 году, выполнен гидроразрыв пласта по технологии HiWay.

В 3 скважинах проведен ГРП по традиционной схеме. Во всех скважинах получен положительный результат.

Анализ параметров отработки новых скважин после проведения ГРП также позволяет сделать вывод о сопоставимости пусковых дебитов в скважинах, на которых применялась технология HiWay, и в скважинах, на которых применили традиционную схему. Однако, как показал первый опыт использования технологии HiWay на участке, ее применения для интенсификации притока может обеспечить большие дебиты при меньшей депрессии на пласт при дальнейшей эксплуатации. Тем не менее, для объективного сравнения эффективность технологий необходимы дальнейший мониторинг динамики работы скважин и накопление достаточного объема геолого-промысловой информации.

Говоря об условиях и полученном опыте ГРП в ачимовских скважинах, можно заключить, что, исходя из выявленных проблем, наиболее целесообразно рассмотреть к применению технологии, позволяющие ограничить рост трещины в высоту и обеспечить наиболее высокие показатели по длине крыльев трещины, а также многостадийным ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

Сегодня одним из наиболее эффективных способов разработки месторождений является строительство горизонтальных скважин с применением многостадийного ГРП.

Несмотря на риск аварийности при строительстве подобных скважин в силу незначительного опыта работы буровых компаний в таких условиях, что приводит к значительному удорожанию скважин, мировой опыт применения субгоризонтальных скважин показывает, что использование такой конструкции на коллекторах с низкой проницаемостью фактически является единственным способом, позволяющим достичь максимальных значений продуктивности при максимальном коэффициенте извлечения углеводородов. Эта возможность обеспечивается максимальной проходкой по продуктивному пласту с увеличением вероятности вскрытия скважиной высокопроницаемых зон, тем самым подключая к дренированию большее количество запасов. Кроме того,

использование субгоризонтальных скважин позволит использовать многостадийный ГРП, позволяющий многократно увеличивать продуктивную характеристику скважин в отличие от вертикального вскрытия, где фактически отсутствует такая возможность.

На данный момент для скважин на ачимовские отложения проектной документацией предусматривается комплекс работ по строительству скважин с пологим окончанием и интенсификацией притока методом МГРП на этапе освоения. С целью подтверждения обоснования максимальной продуктивности субгоризонтальных скважин с МГРП фактическими материалами рекомендовано выделение на участке 2А полигона ОПР для строительства скважин по данной конструкции, по результатам моделирования длина субгоризонтального участка в продуктивном пласте должна была составлять не менее 500 м.

Для реализации технологий МГРП конструкциями пологих скважин предусматривается спуск хвостовиков в комплекте с оборудованием для проведения МГРП. Состав и схема комплекта оборудования представлены на рисунке 10.

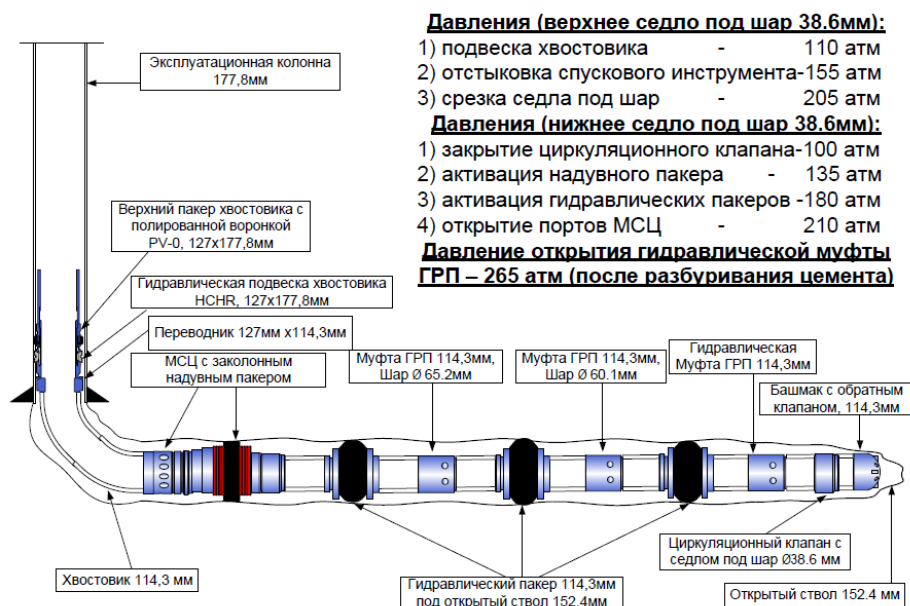


Рисунок 10 – Компоновка хвостовика для проведения МГРП ачимовских скважин

Предусмотренная компоновка оборудования предусматривает проведение цементирования части ствола скважины от башмака эксплуатационной колонны до продуктивного пласта с последующим проведением ГРП с помощью клапанов для гидроразрыва, активируемых сбросом шара. Количество используемых клапанов определяется количеством зон, в которых будет проводиться ГРП, а диаметры соответствующих шаров увеличиваются последовательно. В зависимости от активируемого клапана шар соответствующего размера сбрасывается с поверхности и прокачивается до тех пор, пока он не сядет на седло. При подаче давления шар обеспечивает перемещение муфты вниз и открытие выходных каналов, устанавливая сообщение с пластом. Разобшение зон ГРП предусматривается гидравлическими пакерами для открытых стволов, устанавливаемыми между двух зон, в которых проводятся работы по интенсификации притока, для их разобшения. Количество пакеров, используемых в колонне, определяется количеством зон ГРП.

Существуют технологии, с помощью которых проведение ГРП на многопластовые объекты разработки достаточно эффективно с позиции избирательного воздействия. Преимущества и недостатки таких технологий представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технологии изоляции интервалов

Технология	Преимущества	Недостатки
Ограниченное число перфорационных отверстий	• Легка в использовании. • Могут быть проперфорированы определенные зоны интервала. • Легко применима в глубоких скважинах.	• Не применима в далеко расположенных друг от друга зонах. • Эффективность значительно зависит от создаваемого давления. • Требуется тщательного планирования. • Ограниченное число перфорационных отверстий может ограничить добычу.

Продолжение таблицы 3

Уплотняющие шарики	• Легка в использовании. • Экономична.	• Значительно зависит от эффективности герметизации шариками перфорационных отверстий. • Нет способа убедиться, какой интервал обрабатывается первым. • Эффективное размещение шариков и рабочей жидкости может быть неоптимальным для размещения пропанта.
Перегородки	• Эффективна • Применима для различных пластовых условий (давление глубина и т. д.)	• Должна быть спланирована до спуска обсадных колонн, кроме случая спуска на кабеле. • Более дорогостоящая, чем некоторые другие технологии. • Зависит от эффективности установки пробки в ниппель
Песчаная пробка	• Легка в использовании • Эффективна • Экономична	• Требуется маркировки вершины пробки и опрессовки. • Требуется промывки для удаления пропанта. • Только нижний интервал может быть опрессован индивидуально.
Извлекаемый пакер и пробка-мост	• Очень эффективна. • Применима в различных пластовых условиях.	• Требуется вышка для подъема НКТ. • Зависит от повторных установок и съема пакера и пробки-моста. • Необходимые операции могут быть дорогостоящими (время и т. д.).
Разбуриваемые пробки	• Очень эффективна • Применима как для вертикальных зон высокой мощности, так и для многочисленных секций горизонтальных скважин	• Пробки должны быть разбурены. • Необходима герметичность (над и под пробкой). • Более дорогостоящая, чем некоторые другие технологии.

Объекты разработки в границах второго участка УНГКМ представлены продуктивными горизонтами Ач4 (северный блок горизонта Ач3-4) и Ач5. Залежи рассматриваются как один эксплуатационный объект.

Согласно оценки модельных запасов значения PC_{5+B} на пластовый газ и $P_{пл}$ следующие:

- Ач40 – $PC_{5+B} = 315 \text{ г/м}^3$; $P_{пл} = 589,5 \text{ бар}$;
- Ач41 – $PC_{5+B} = 324 \text{ г/м}^3$; $P_{пл} = 590,3 \text{ бар}$;

- Ач50 – $PC_{5+B} = 339 \text{ г/м}^3$; $P_{пл} = 591,5 \text{ бар}$;
- Ач51 – $PC_{5+B} = 362 \text{ г/м}^3$; $P_{пл} = 593,0 \text{ бар}$;
- Ач52 – $PC_{5+B} = 378 \text{ г/м}^3$; $P_{пл} = 593,3 \text{ бар}$.

В связи с задержкой ввода в эксплуатацию ГКП фактические значения добычи газа и конденсата, количество действующих скважин ниже проектных.

В декабре 2010 г. количество действующих скважин доведено до 9 шт.

Проектные показатели на второй год разработки (проект /факт):

- действующих скважин – 9 / 9;
- среднее устьевое давление скважин – 19,3 / 29,1 Мпа;
- средний дебит пластового газа скважин – 570,1 / 361,7 тыс. м³/сут;
- добыча пластового газа – 1696,8 / 519,1 млн. м³;
- добыча стабильного конденсата – 438,0 / 178,7 тыс. тонн;
- конденсатосодержание PC_{5+B} – от 273,8 до 354 г/м³.

На установку эксплуатировалось девять скважин:

- 211-4 (вертикальная, Ач3–4, Ач5), проведен ГРП, в работе с 22.10.09 г.;
- 212-1 (субгоризонтальная, Ач3–4, Ач5), в работе с 22.10.09 г., ввиду низкой продуктивности 01.11.10 г. остановлена для проведения ГРП, после ГРП запущена в работу 30.12.10 г.;
- 212-4 (субгоризонтальная, Ач3–4, Ач5), проведен ГРП, в работе с 26.12.09 г.;
- 213-1 (субгоризонтальная, Ач3–4, Ач5), проведен ГРП, в работе с 22.07.10 г.;
- 209-3 (вертикальная, Ач5), проведен ГРП, в работе с 11.08.10 г.;
- 213-2 (наклонно–направленная, Ач3–4, Ач5), проведен ГРП, в работе с 13.09.10 г.;
- 209-5 (субгоризонтальная, Ач3–4, Ач5), проведен ГРП, в работе с 01.12.10 г.;
- 211-3 (наклонно–направ., Ач5), проведен ГРП, в работе с 16.12.10 г.

- 209-1 (субгоризонтальная, Ач5), в работе с 25.12.10 г.

Проведены первичные ГКИ и ГДИ 10 скважин – 211-4, 212-1, 212-4, 213-1, 213-2, 209-3, 209-5, 208-3, 208-2, 211-3. Определены дебиты газа и конденсата, составы и физико-химические свойства пластового газа и газа сепарации, фракционный состав и физико-химические свойства конденсата, состав и дебит воды, содержание $C_{5+В}$ на пластовый газ. По данным исследований начальное: пластовое давление от 57 до 60 МПа, $PC_{5+В}$ конденсатосодержание на пластовый газ ($PC_{5+В}$) от 370 до 400 г/м³, давление начала конденсации от 49 до 52 МПа. Следует отметить, что, вскрывшие залежи Ач5, скважины 209-5 и 209-1, по карте изобар залежи Ач5 Восточно-Уренгойского ЛУ, находятся в зоне влияния Восточно-Уренгойского ЛУ, из-за чего значения пластовых давлений и конденсатосодержания по данным скважинам наименьшие из всех остальных. По скв. 209–5 $R_{пл} = 561$ ата, $PC_{5+В}$ – 330 г/м³; по скважине 209-1 $R_{пл} = 550$ ата, $PC_{5+В}$ – 359 г/м³. Кроме того, скважина 209-1 является объектом для проведения ГРП. На режиме исследования $R_{уст}=294$ ата (депрессия 24% от $R_{пл}$) дебит пластового газа 144 тыс. м³/сут., при среднем дебите действующих скважин ГКП в 2010 г. 361,7 тыс. м³/сут.

По состоянию на 15.01.2011 г. состояние фонда скважин следующее:

- закончены бурением 16 скважин;
- в эксплуатации на ГКП 9 скважин: 211-4, 211-3, 212-1, 212-4, 213-1, 213-2, 209-3, 209-5, 209-1;
- освоены и ожидают подключения 3 скважины – 208–3, 208–2, 209–4;
- работы по освоению ведутся на 4 скважинах – 213-3, 209-2, 212-3, 212-2;
- в бурении находятся 4 скважины – 211-1, 212-2, 208-4, 208-1;
- не начата бурением 1 скважина 211-2.

Технологический режим эксплуатации скважин составляется с учетом результатов исследований до начала эксплуатации и фактических показателей работы скважин. Устьевые термобарические параметры скважин задаются регуляторами давления («Моквилд»). Общая добыча товарной продукции – газа

сепарации (тыс. м³/сут) и нестабильного конденсата (т/сут), постоянно фиксируется.

Согласно технологическому режиму скважины должны работать со параметрами согласно таблице 4:

Таблица 4 – Термобарические параметры работы скважин

№ скважины	P _{уст} МПа	T _{уст} °С	P _{ст} МПа	P _{пл} МПа	Депрес. МПа	Q _{пл.г.} тыс.м ³ /сут	Q _{нк} т/сут
211-4	28,0	59	39,0	55,0	11,0	326	136
211-3	36,5	47	41,5	58,4	5,0	310	129
212-4	27,2	57	37,5	55,5	10,3	229	95
212-1	23,5	40	41,5	59,0	18,0	342	142
213-1	29,3	53	42,0	56,5	12,7	335	139
213-2	28,8	50	39,7	55,0	10,9	309	128
209-3	30,0	61	41,0	57,0	11,0	362	150
209-5	34,0	58	41,0	55,5	7,0	379	158
209-1	24,0	34	39,0	55,5	15,0	173	72

Показатели добычи ГКП и устьевые давления скважин в период с 22 октября по 1 декабря 2010 г. представлены на рисунке 11.

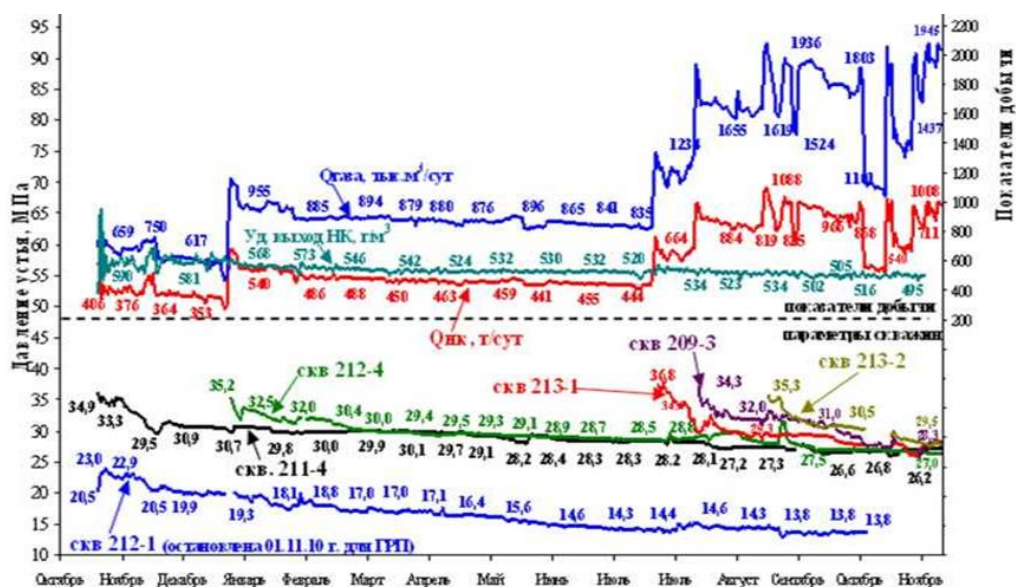


Рисунок 11 – Параметры скважин и показатели добычи

Из представленных данных следует, что после запуска скважины в эксплуатацию в течение 1-2 месяцев происходит стабилизация режима работы системы «пласт-скважина-ГСК», обусловленное формированием депрессионной воронки и динамического фазового равновесия в призабойной зоне. В этот период наблюдается значительное снижение устьевого давления и стабилизация температуры. Так, например, по скважине № 212-4 устьевое давление с декабря 2009 г. по февраль 2010 снизилось с 35,2 до 30,4 МПа, по скважине № 211-4 с октября по ноябрь 2009 г. устьевое давление упало с 34,9 до 29,5 МПа. В дальнейшем темпы падения устьевого давления существенно замедлились. В ноябре 2010 г. устьевое давление скважине № 212-4 составило 27 МПа, скважина № 211 от 4 до 26,2 МПа. За январь-октябрь 2010 г. период удельный выход НК находился в пределах от 561 до 503 г/м³. Значительного снижения конденсатосодержания в добываемом пластовом газе не произошло. Скважины эксплуатируются с депрессией от 7 до 15 МПа.

В 2011 г. целесообразно эксплуатировать скважины с минимально возможной депрессией на пласт. Поддержание в эксплуатационной зоне участка пластового давления выше значения давления начала конденсации (49 МПа) обеспечит максимальный удельный выход конденсата в добываемой на ГКП продукции.

Динамика действующего фонда, добычи газа и конденсата, значений среднего устьевого давления по отборам из скважин, потенциального содержания $C_{5+ВВ}$ добываемой продукции, графически представлена на рисунке 12, отражающий основные проектные показатели на второй год разработки.

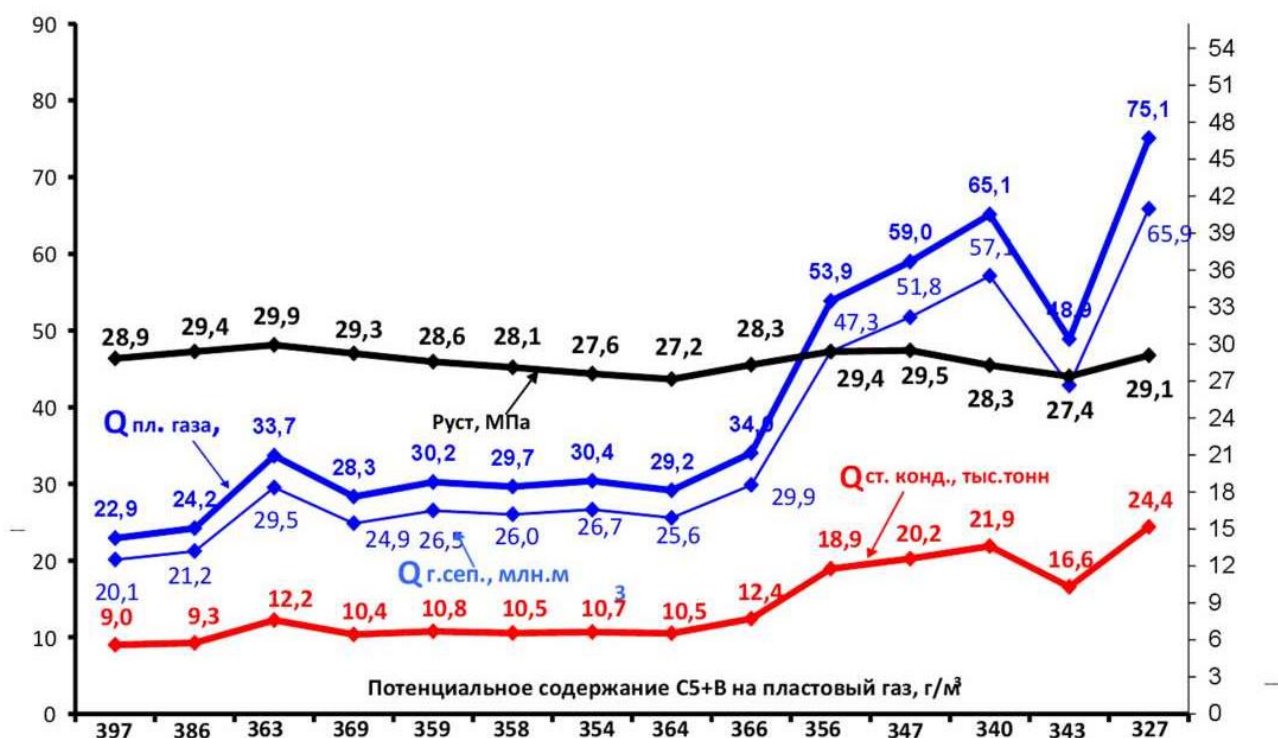


Рисунок 12 – Динамика действующего фонда и добычи по скважинам

Снижение содержания $C_{5+В}$ в добываемой продукции обусловлено общим падением забойного и пластового давления в зоне дренирования скважин, особенно в первый месяц после ввода скважины в эксплуатацию, когда происходит стабилизация режима, формирование депрессионной воронки и динамического фазового равновесия в призабойной зоне. В декабре 2010 г. в эксплуатацию запущена скважине 209-5, в которой потенциальное содержание $C_{5+В}$ на пластовый газ в пределах 330 г/м³.

В 2011 г. мониторинг добывающих возможностей и газоконденсатной характеристики будет продолжен.

На основании представленных в разделе данных можно сделать следующие выводы:

1. В начальный период эксплуатации скважин происходит стабилизация режима работы системы «пласт–скважина–ГСК» и формирование динамического фазового равновесия в призабойных зонах.

2. С января 2010 г. потенциальное содержание C_{5+B} в добываемом пластовом газе находится в пределах от 363 до 327 г/м³, удельный выход НК от 561 до 483 г/м³. Происходит монотонное снижение содержания конденсата в добываемом пластовом газе.

3. Плотность и молекулярная масса добываемого стабильного конденсата C_{5+B} не снижается. По данным материального баланса ретроградные процессы, связанные с переходом газоконденсатных систем залежей пластов Ач3–4 и Ач5 в насыщенное состояние не происходят.

4. Технологический режим эксплуатации скважин ГКП составляется на основании фактических показателей работы скважин и результатов.

5. На сегодняшний день эксплуатационный фонд ГКП составляет 30 скважин.

1.3 Физико-химический состав газа, газового конденсата. Фазовое состояние газоконденсатной системы

Пластовое давление на глубинах залегания ачимовских отложений от 3500 до 3700 м составляет от 57 до 61 МПа, а пластовая температура составляет от 106 до 110 °С. Газоконденсатная система является изначально недонасыщенной и имеет сложный многокомпонентный состав со значительным содержанием конденсата (C_{5+B}) и парафиновых фракций. Характерным для состава пластовой смеси является высокое содержание промежуточных УВ от C_2 до C_4 (от 12 до 14 % мол.).

Конденсаты по фракционному составу тяжелые. Фракции жидких углеводородов выкипают при температуре 500 °С, тогда как конденсаты валанжинских залежей не выше 300 °С. (таблица 5)

Протяженность ряда нормальных алканов до C₄₀. В групповом углеводородном составе на фракцию (НК-400 °С) содержание ароматических компонентов сравнительно высокое и в среднем достигает 17,9 %, нафтеновых – 36,9 %, метановых – 45,2 %.

Потенциальное содержание газового конденсата по результатам представительных промысловых газоконденсатных исследований находится в пределах от 286 до 319 г/м³ на газ сепарации.

Исследования фазового поведения продукции скважин показали, что давление начала конденсации всех исследованных проб ниже величины начального пластового давления (таблица 6).

Максимальная величина давления начала конденсации проб из залежи Ач3–4 составила 53,94 МПа (550,0 кгс/см²), минимальная величина 41,58 МПа (424,0 кгс/см²). Соответственно, максимальное и минимальное значения давления начала конденсации проб из залежи Ач5 составили 53,35 и 35,0 МПа (544,0 и 356,9 кгс/см²). На коэффициент извлечения конденсата (КИК) из недр влияет недонасыщенность пластовой газоконденсатной системы компонентами C_{5+В}.

Таблица 5 – Компонентный состав пластового газа

Пласт	Компонентный состав газа, % моль / г/м ³							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C _{5+В}	CO ₂	N ₂
Ач13	85,13	5,40	2,30	0,43	0,46	5,72	0,38	0,18
Ач2	85,13	5,40	2,30	0,43	0,46	5,72	0,38	0,18
Ач22	85,13	5,40	2,30	0,43	0,46	5,72	0,38	0,18
Ач3(основной блок)	80,08	7,94	4,00	0,73	1,08	5,17	0,90	0,10
1 блок (скважин)	91,12	4,97	1,31	0,29	0,27	2,04		

Продолжение таблицы 5

2 блок (скважин)	90,55	4,97	1,31	0,29	0,27	2,61		
3 блок (скважин)	90,55	4,97	1,31	0,29	0,27	2,61		
Ач4	79,87	8,71	3,47	0,72	0,54	5,69	0,90	0,10
Ач52*3	79,87	8,71	3,47	0,72	0,54	5,69	0,90	0,10
Ач62	79,87	8,71	3,47	0,72	0,54	5,69	0,90	0,10
Ач61	79,87	8,71	3,47	0,72	0,54	5,69	0,90	0,10

Таблица 6 – Физико-химические свойства конденсатов Ач3–4 и Ач5

Параметры	Ач3–4			Ач5		
	север	юг	залежь	север	юг	залежь
Плотность, кг/м ³	782,7	785,6	784,2	780	791	785,5
Молекулярная масса, ед.м.	131	127	129	134	138	136
Фракционный состав по Энглеру, НКOC	46	44	45	44	42	43
10% выкипает при ТОС	81	88	85	82	80	81
20%	105	117	111	106	107	107
30%	127	138	133	128	128	128
40%	154	163	159	154	154	154
50%	190	195	193	191	188	190
60%	240	238	239	243	233	238
70%	295	288	292	294	293	294
80%	347	340	343	343	355	349
90%	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360
97%	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360
ККОС	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360	св.360
Остаток/потери, %	11/1	11/1	11/1	11/1	10/1	10/1
Температура, °C	–20	–28	–24		–18	–18
плавления парафинов	49	51	50	50		50
застывания	0	–4	–4	–4	–3	–3
Содержание, % масс.: сера,	0,025	0,034	0,03	0,023	0,043	0,033
парафины,	4,15	4,48	4,315	4,6	5,62	5,11
смолы, мг/100 мл.,	0,534	0,356	0,445	0,516		0,516
асфальтены, % масс.	0,027	0,043	0,035	0,037		0,037

1.4 Анализ системы сбора и подготовки газа и газового конденсата ачимовских отложений

Товарной продукцией ГКП является осушенный газ (далее – газ) и конденсат газовый нестабильный (далее – газовый конденсат, НК). Подготовка газа на ГКП производится в соответствии с требованиями СТО089–2010 «Газы горючие природные, поставляемые в магистральный газопровод» до точки росы по воде: с 1 мая по 30 сентября минус 14 °С, с 1 октября по 30 апреля минус 20 °С; по углеводородам: с 1 мая по 30 сентября минус 5 °С, с 1 октября по 30 апреля минус 10 °С.

Сырой газ от фонтанной арматуры скважин по выкидным линиям поступает в общий газосборный коллектор, по которому транспортируется на территорию УКПГ. Прогрев скважин, перед запуском в шлейф, до необходимой температуры производится на горизонтальный факел, после чего поток газа направляется на УКПГ.

Для управления ФА арматуры на кустах предусмотрена станция управления фонтанной арматурой (СУФА), которая обеспечивает возможность автоматического открытия или закрытия БЗ, НЗ, ПКО.

Для удобства обслуживания в начале куста скважин размещается (ЗРА, МОС). Все выкидные линии скважин заводятся на площадку и подключаются к замерно-регулирующим линиям, которые защищают шлейфа от превышения рабочего давления, 16 МПа.

Проектные метанолопроводы на кустах скважин предусматривают впрыск РИК и метанола:

- под седла предохранительных клапанов (рисунок 13);
- перед задвижкой на входе в установку для газоконденсатных исследований (рисунок 14);
- в линию ГФ2 перед клапаном регулятором (рисунок 14).

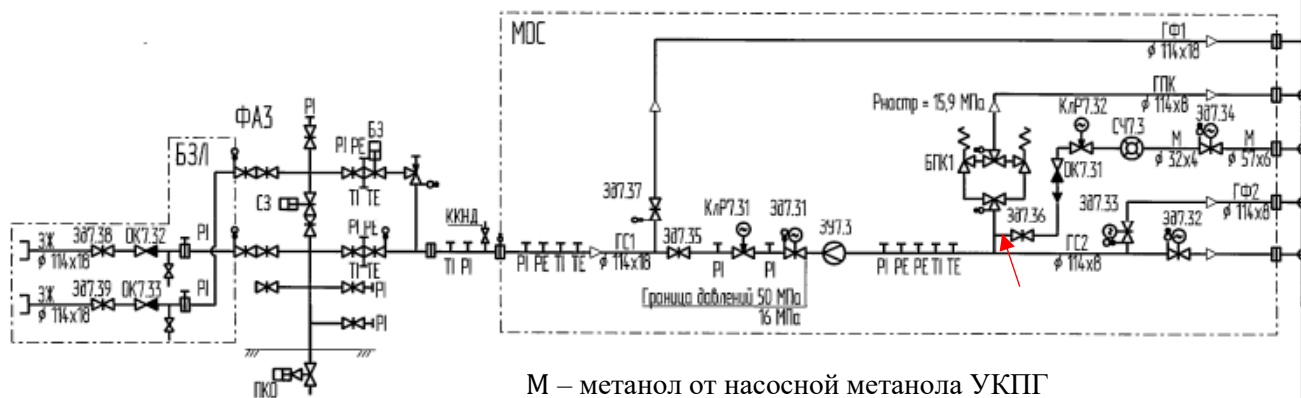


Рисунок 13 – Схема сбора скважинной продукции на кустах скважин

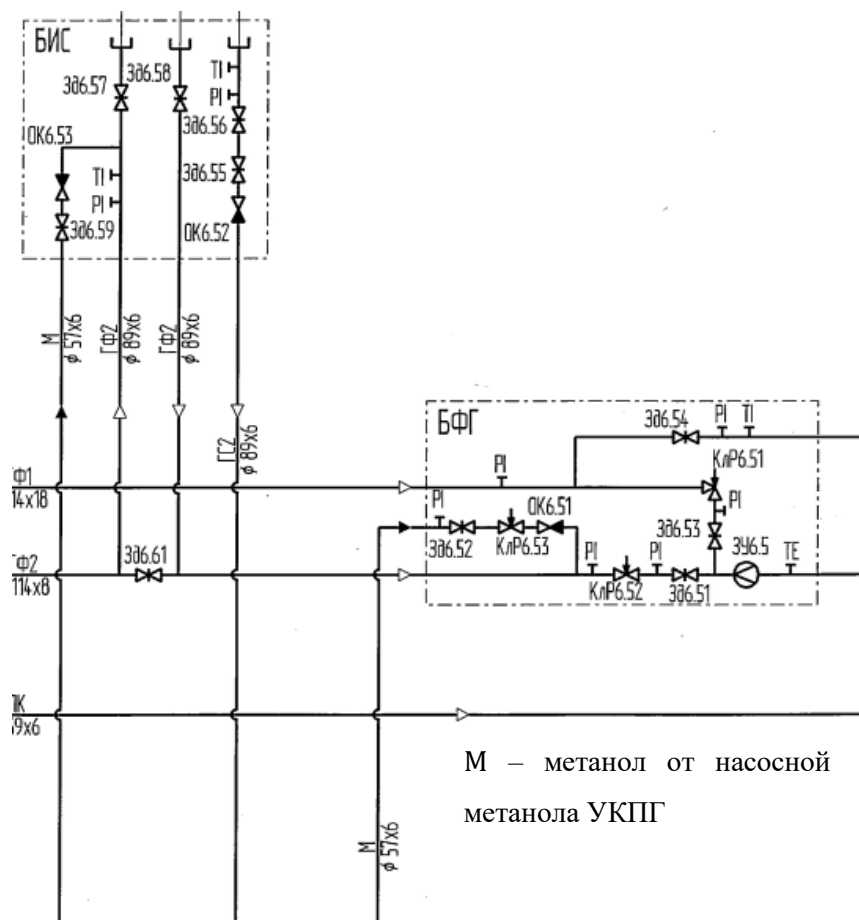


Рисунок 14 – Схема врезки метанолопровода

Продукция от кустов скважин поступает на ГКП на вход цеха запорно-переключающей арматуры по газосборным коллекторам. Кроме того, в цехе

предусмотрено девять газосборных коллекторов для перспективного подключения газовых скважин.

Газоконденсатная смесь от ЗПА по выходному коллектору направляется на осушку и сепарацию в цехи подготовки газа и конденсата. От внутриплощадочных сетей газ поступает в блок сепаратора входного С-1.1.

Блок сепаратора входного С-1.1 (далее – блок С1.1) предназначен для отделения от газа капельной влаги, механических примесей, улавливания жидкостных пробок (в случае залпового выброса). В состав блока С-1.1 входят сепаратор с площадками обслуживания и арматурный узел с запорной и регулирующей арматурой, установленной на раме, средства КИП и А.

Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1600 мм со сборником жидкости диаметром 2200 мм, снабжен узлом входа, секцией с минициклонами ГПР 2130.01, тарелкой с центробежными элементами ГПР 515.00.000 на выходе газа. Аппарат снабжен внутренним трубчатым подогревателем, установленным в сборнике жидкости кубовой части. Указатель уровня, камера сигнализатора уровня снабжены электроподогревом.

Гидравлическое сопротивление на внутренних элементах аппарата должно быть не выше 0,05 МПа.

Жидкость, выделившаяся в блоке С-1.1, насыщенная газом и содержащая метанол, газовый конденсат и пластовую воду (далее – жидкость), через арматурный узел по трубопроводу КГТ направляется в блок разделителя жидкости Р-1.1;

Отсепарированный газ из блока С-1.1 по трубопроводам выхода газа ГС8 направляется в блок десорбера метанола К-1.1, после которого поступает на площадку теплообменников и АВО газа на аппарат воздушного охлаждения газа ВХ1.1, теплообменники Т-3.1 и Т-0.1.

Блок десорбера метанола К-1 (далее блок К1.1) предназначен для «отдувки» метанола из водометанольного раствора, выделившегося в низкотемпературном сепараторе, до раствора более низкой концентрации. Блок

включает десорбер К-1 с площадками обслуживания, арматурный узел с запорной и регулирующей арматурой, установленной на раме, средства КИП и А. Десорбер представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1600 мм, снабжен узлом входа, совмещенным с защитным листом, центробежными массообменными элементами ГПР 362, тарелкой с центробежными элементами ГПР 2124 и патронами, фильтрующими на выходе. Аппарат снабжен внутренним трубчатым подогревателем, установленным в кубовой части. Указатель уровня, камеры регулятора и сигнализатора уровней снабжены электрообогревом.

Поток сырого газа ГС8 направляется на вход аппарата воздушного охлаждения (АВО) ВХ-1.1 Аппарат воздушного охлаждения газа предназначен для предварительного (при необходимости) охлаждения газа.

Аппарат воздушного охлаждения состоит из двух горизонтально расположенных теплообменных секций, собранных из оребренных труб, обдуваемых потоком воздуха, нагнетаемого шестью осевыми вентиляторами.

Секции закреплены жёстко только со стороны входа продукта, что гарантирует свободное расширение элементов секций при нагревании, следовательно, исключаются какие-либо напряжения и повреждения от тепловых нагрузок.

Теплообменная секция аппарата состоит из трехходового трубного пучка, собранного из змеевиков, входного и выходного распределительных трубных коллекторов. Теплообменные трубы в трубных коллекторах крепятся приваркой.

Змеевики изготавливаются из теплообменных труб с коэффициентом оребрения $\phi=20$. Теплообменные трубы для гарантированного стока жидкой фазы продукта имеют уклон в направлении хода продукта: первый ход – 10 мм/1 м, второй ход – 10 мм/1 м, третий ход – 30 мм/1 м, трубы цельные, без сварных швов.

Передний распределительный коллектор имеет по три горизонтальных штуцера входа, а задний – по три вертикальных штуцера выхода газа.

Поддерживающая металлоконструкция состоит из стоек, ригелей и элементов жесткости, на которые опираются теплообменные секции.

В металлоконструкции аппарата расположены система рециркуляции нагретого воздуха, диффузоры с коллекторами, в полости которых вращаются колеса вентиляторов (6 шт.).

Для возможности эксплуатации аппарата в зимний период с целью предотвращения переохлаждения нижних ходов теплообменных трубок (гидратообразования, парафинообразования), аппарат снабжен двумя узлами рециркуляции нагретого воздуха – рециркуляторами. Рециркуляторы состоят из верхних камер, камер рециркуляции, а также верхних, нижних и переточных жалюзи.

Верхние камеры собраны из рам и панелей, закрепленных на секциях аппарата, на них размещены верхние жалюзи.

Камеры рециркуляции расположены вдоль аппарата сбоку от теплообменных секций, внутри камер рециркуляции расположены переточные жалюзи, снаружи камеры закрыты панелями.

Нижние жалюзи закреплены на металлоконструкции.

Нагретый воздух, прошедший через ребристую поверхность пучков, частично выбрасывается в атмосферу через верхние жалюзи, и частично через узел рециркуляции возвращается на всас вентиляторов и смешивается с холодным воздухом, поступающим через нижние жалюзи, что позволяет поддерживать внутри аппарата положительную температуру в зимний период эксплуатации.

Верхние и переточные жалюзи управляются автоматически от электроприводов серии МЭО. Нижние жалюзи управляются вручную.

Приводом вентилятора служит подвешенный тихоходный электродвигатель, расположенный под теплообменными секциями. Электродвигатель имеет возможность работать на реверсе.

При расчетной температуре окружающего воздуха (21°C) верхние и нижние наружные жалюзи полностью открыты, также открыты двери с обеих сторон аппарата, переточные жалюзи полностью закрыты; лопасти вентиляторов установлены на угол, обеспечивающий их расчётную производительность.

При понижении температуры окружающего воздуха ниже расчетной в зимний период эксплуатации лопасти вентиляторов вручную устанавливаются на меньший угол, тем самым уменьшается расход подаваемого вентиляторами воздуха, полностью открываются переточные жалюзи. Прикрываются створки нижних жалюзи, также вручную закрываются двери с обеих сторон аппарата. При понижении температуры окружающего воздуха ниже 0°С нижние жалюзи должны быть прикрыты на 50 %. При этом начинает работать система рециркуляции нагретого воздуха, т.е. часть нагретого после секции воздуха через узел рециркуляции будет направлена вновь на всас вентиляторов, что обеспечит поддержание плюсовой температуры внутри аппарата.

Поддержание постоянной плюсовой температуры воздуха внутри рециркулятора обеспечивается автоматически за счет изменения степени перекрытия верхних и переточных жалюзи.

Поддержание постоянной температуры продукта на выходе из аппарата обеспечивается за счет изменения производительности вентиляторов путем изменения частоты вращения двух крайних, на выходе из аппарата продукта, электродвигателей и количества включенных пар остальных четырех электродвигателей. При повышении температуры окружающего воздуха регулирование осуществляется в порядке, обратном вышеуказанному.

После аппарата воздушного охлаждения частично охлажденный газ поступает в теплообменник «жидкость–газ» Т–3.1, где дополнительно охлаждается встречным потоком газового конденсата от блока сепаратора низкотемпературного с разделителем жидкости С–3.1.

Теплообменник «жидкость–газ» Т–3.1 предназначен для охлаждения сырого газа и подогрева газового конденсата.

От теплообменника Т–3.1 подогретый газовый конденсат поступает обратно в цех подготовки газа и конденсата на блок выветривателя В–1.1.

Охлажденный сырой газ от теплообменника Т–3.1 по трубопроводу ГС10 поступает в теплообменник «газ–газ» Т–0.1, где дополнительно охлаждается встречным потоком осушенного газа.

Теплообменник «жидкость–газ» Т–3.1 представляет собой сдвоенный кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 1000 мм с U–образными теплообменными трубами диаметром 20 мм, толщиной стенки 2,5 мм и длиной прямого участка 5 м. Аппарат двухходовой по трубному и одноходовой по межтрубному пространству. Расположение труб по треугольнику. Срез перегородок вертикальный. Газ подается в трубное пространство, газовый конденсат – в межтрубное пространство. На аппарате на трубном и межтрубном пространстве имеются штуцеры для установки манометров.

После теплообменника Т–3.1 сырой газ поступает на теплообменник Т–0.1. Теплообменник «газ–газ» Т–0.1 представляет собой сдвоенный кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 800 мм, неподвижными трубными решетками. Аппарат одноходовой по трубному и межтрубному пространству. Диаметр теплообменных труб 20 мм, толщина стенки 2,5 мм, и длиной прямого участка 9 м.

Расположение труб по треугольнику. Технологические перегородки решетчатого типа, поддерживающие. Блок Т–0.1 состоит из двух секций, каждая из которых установлена наклонно по ходу движения сырого газа – для стока сконденсировавшейся жидкости и исключения образования застойных зон (мешков).

Сырой газ подается в трубное пространство, осушенный газ – в межтрубное пространство. На аппарате на трубном и межтрубном пространстве имеются штуцеры для установки манометров, для пропарки и дренажа.

Охлажденный сырой газ от Т–0.1, минуя теплообменник Т–1.1, по байпасной линии направляется на вход промежуточного сепаратора С–2.1 цеха подготовки газа и конденсата.

Осушенный газ от Т–2.1, минуя теплообменник Т–1.1, по байпасной линии подается на Т–0.1.

Включение теплообменника Т–0.1 в работу планируется на восьмой год эксплуатации. Теплообменник «газ–газ» Т–1.1 по конструкции аналогичен Т0.1.

Газ по трубопроводу ГС12 от площадки теплообменников и АВО газа поступает на вход блока промежуточного сепаратора С–2.1.

Блок промежуточного сепаратора С–2.1 (далее – блок С–2.1) предназначен для очистки газа от капельной жидкости, сконденсировавшейся в теплообменных аппаратах ВХ–1, Т–3, Т–0 и Т–1, и возможных механических примесей. Блок С–2.1 включает сепаратор с площадками обслуживания, арматурный узел с запорной и регулирующей арматурой, установленной на раме, средства КИП и А. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат диаметром 1600 мм, снабжен узлом входа, тарелкой с центробежными элементами. Аппарат снабжен внутренним трубчатым подогревателем, установленным в кубовой части. Указатель уровня, камеры регулятора и сигнализатора уровней снабжены электрообогревом.

Жидкость из блока С-2.1, насыщенная газом и содержащая метанол, газовый конденсат и пластовую воду (далее - жидкость), через арматурный узел по жидкости по трубопроводу КГТ направляется в блок разделителя жидкости Р-1.1 или на вход блока низкотемпературного сепаратора С-3.1.

Отсепарированный газ из блока С-2.1 по трубопроводу выхода газа ГС13 направляется на площадку теплообменников и АВО газа, где проходит теплообменник Т-2.1 (по трубкам) и снова возвращается в цех.

Теплообменник Т-2.1 «газ–газ» предназначен для охлаждения сырого газа и подогрева осушенного газа. Осушенный газ по трубопроводу ГО4 подается от блока сепаратора низкотемпературного с разделителем жидкости С–3.1.

Теплообменник «газ–газ» Т-2.1 по конструкции аналогичен Т–0.1, Т–1.1 и представляет собой сдвоенный кожухотрубчатый аппарат с внутренним диаметром корпуса 800 мм, неподвижными трубными решетками, одноходовой

по трубному и межтрубное пространство. Диаметр теплообменных труб диаметром 20 мм, толщина стенки 2,5 мм, и длиной прямого участка 9 м.

Расположение труб по треугольнику. Технологические перегородки решетчатого типа, поддерживающие. Блок Т-2.1 состоит из двух секций, каждая из которых установлена наклонно по ходу движения сырого газа – для стока сконденсировавшейся жидкости и исключения образования застойных зон (мешков).

Сырой газ подается в трубное пространство, осушенный газ – в межтрубное пространство. На аппарате на трубном и межтрубном пространстве имеются штуцеры для пропарки, дренажа и для установки манометров.

Газ по трубопроводу ГС14 от площадки теплообменников и АВО газа поступает на вход блока эжекторов Э-1.1. Блок эжекторов предназначен для утилизации низконапорных газов дегазации углеводородного конденсата и снижения давления сырого газа. Блок состоит из трех эжекторов Э-1.1.1, Э-1.1.2, Э-1.1.3 разной производительности, подключенных параллельно и обвязанных трубопроводами с запорно–регулирующей арматурой. Газ по трубопроводу ГС14 поступает в камеры смешения эжектора через сопла (активный поток). При этом за счет перепада давления и сужения сечения в сопле достигаются высокие скорости с критическими параметрами и обеспечивается локальное снижение давления по эффекту Бернулли.

Пассивный поток (газ низкого давления) по трубопроводам ГВ3, ГВ4 подается от блоков выветривателя В-1.1 и буферных емкостей БЕ от 1.1 до 1.6. В эжекторе пассивный низконапорный газ вовлекается в зону пониженного давления, создаваемого активным газом. В камере смешения происходит смешение активного и пассивного потоков газа, и далее в расширяющемся диффузоре эжектора происходит торможение потока смеси газов, расширение сечения потока и соответствующее повышение давления, в результате чего на выходе из Э-1.1 давление общего потока газа составляет от 6,2 до 5,9 МПа, а

температура общего потока за счет дросселирования снижается до величины не выше минус 28 °С.

Газ по трубопроводу ГС15 от блока эжекторов поступает на вход блока сепаратора низкотемпературного С-3.1 с разделителем жидкости Р-2.1 (далее блок С-3.1).

Блок предназначен для очистки газа от капельной жидкости и разделения выделившейся жидкости на углеводородный конденсат и насыщенный раствор метанола. Блок включает вертикальный сепаратор С3.1 диаметром 1800 мм с центробежными и сепарационными элементами и горизонтальный разделитель Р-2.1 диаметром 2400 мм с полочными элементами и отсеками для сбора разделенных компонентов. Аппараты с трубопроводной обвязкой, запорной и регулирующей арматурой, средствами КИП и А расположены на раме.

Разделитель Р-2.1 снабжен внутренним трубчатым подогревателем. Указатель уровня, камера сигнализатора уровня снабжены электрообогревом. Блок С-3.1 снабжен площадками обслуживания.

На сепараторе С-3.1 установлен блок предохранительных клапанов с переключающими устройствами по входу и выходу газа, состоящий из двух предохранительных клапанов ПК-1.1, ПК-1.2, предназначенных для защиты блока С-3.1 от превышения давления.

Охлажденный осушенный газ через межтрубное пространство теплообменников Т-2, Т-1, Т-0 направляется в пункт измерения расхода газа (далее – ПИРГ).

ПИРГ или узел коммерческого учета газа предназначен для коммерческого замера осушенного газа, отправляемого в магистральный газопровод, для определения точки росы осушенного газа по воде (влажности), по углеводородам и его компонентного состава.

Жидкость из сепаратора С-3.1 поступает в разделитель Р-2.1, где происходит ее разделение на «легкий» газовый конденсат и насыщенный метанол (линия МН) (содержание метанола составляет до 60%). После разделения в Р-2.1

холодный поток «легкого» газового конденсата через регулятор уровня РУ-1.5, установленный в обвязке Р-2.1, по трубопроводу КГЛ1 направляется на площадку теплообменников и АВО в трубное пространство теплообменника Т-3.1 «жидкость–газ», где нагревается потоком теплого сырого газа, поступающего из ВХ–1.1, и далее направляется в виветриватель В-1.

Жидкость от блока сепаратора входного С-1.1 и от блока промежуточного сепаратора С-2.1 поступает на блок разделителя жидкости Р-1.1 (далее блок Р-1.1), который предназначен для разделения жидкости на «тяжелый» газовый конденсат (далее – конденсат) и метанольную воду с выделением газа виветривания. Давление газа в блоке Р-1.1 поддерживается регулирующим клапаном в газовой обвязке блока Р-1.1. Поскольку газ виветривания из разделителя Р-1.1 подается в низкотемпературный сепаратор С-3.1, давление в разделителе Р-1.1 не может быть ниже, чем давление в С-3.1.

Блок Р-1.1 состоит из емкости разделителя с трубопроводной обвязкой, расположенной на раме. Блок Р-1.1 оборудуется средствами КИП и А и площадками обслуживания. Разделитель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 2400 мм с одним входом газожидкостной смеси, разделенным на два потока, каждый из которых вводится в блок Р-1.1 через собственный фланцевый патрубок, предусмотренный конструкцией блока Р-1.1, двумя полочными насадками, со сборниками легкой и тяжелой фазы, сетчатым отбойником, встроенным в штуцер выхода газа и внутренним теплообменным устройством – подогревателем. На разделителе установлен блок предохранительных клапанов с предохранительными клапанами ПК-1.5 и ПК-1.6 с переключающими устройствами, предназначенные для защиты аппарата от превышения давления газа. Седла предохранительных клапанов, камеры уровнемеров и указатели уровня выполнены с электрообогревом.

«Легкий» конденсат от разделителя жидкости Р-2.1 по трубопроводу КГЛ-1, поступает на площадку теплообменников и АВО газа, где подается на теплообменник «жидкость – газ» Т–3.1. От Т–3.1 «легкий» конденсат

направляется в блок выветривателя В–1.1. По трубопроводу КГТ в блок выветривателя В–1.1 поступает также конденсат от блока разделителя жидкости Р–1.1.

Блок выветривателя В-1.1 предназначен для отделения от конденсата газа, выделившегося при снижении давления конденсата.

Блок выветривателя В-1.1 состоит из выветривателя В-1, установленного на раме, технологических трубопроводов с арматурой, средств КИП и А и площадок обслуживания. Выветриватель представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат диаметром 2000 мм с узлом входа, вертикальным сетчатым отбойником и внутренним теплообменным устройством. На блоке В–1.1 установлен блок предохранительных клапанов, состоящий из предохранительных клапанов ПК-3.1.1, ПК-3.1.2, с переключающими устройствами, предназначенные для защиты аппарата от превышения давления газа.

Для подачи метанола в трубопроводы ГС8, ГС9, ГС13, ГС14 предусмотрен блок ИНГ4.

Для автоматической подачи насыщенного метанола на десорберы метанола К–1 каждой технологической линии подготовки газа и газового конденсата в технологической линии №3 установлен блок ИНГ4, позволяющий дозирование насыщенного метанола по независимому трубопроводу.

Согласно классификации В.И. Старосельского [7], пластовый флюид ачимовских залежей является ценным химическим сырьем для переработки, т.к. относится к этан-пропановому типу с молярным содержанием этана от 5 до 9 %. Наличие тугоплавких парафинов с температурой начала кристаллизации 27 °С требует применения специальных технических решений по предупреждению парафиноотложений в технологическом оборудовании подготовки и транспортировки конденсата [8, 9], такие как возможности циркуляции конденсата через печи подогрева на буферные емкости, греющие кабели, что дает возможность подогрева конденсата свыше 27 градусов.

В проекте трубопроводов не заложено постоянное ингибирование некоторых участков трубопровода ГС1.

1.5 Коррозия технологических трубопроводов на объекте добычи ачимовских отложений

Коррозия металлов – процесс разрушения металлов в результате электрохимического или химического воздействия окружающей среды.

По типу разрушения трубопроводов различают наружную и внутреннюю коррозию.

Классифицируют коррозию по механизму, площади повреждения, скорости распространения и виду коррозионного повреждения. (Рисунок 15)

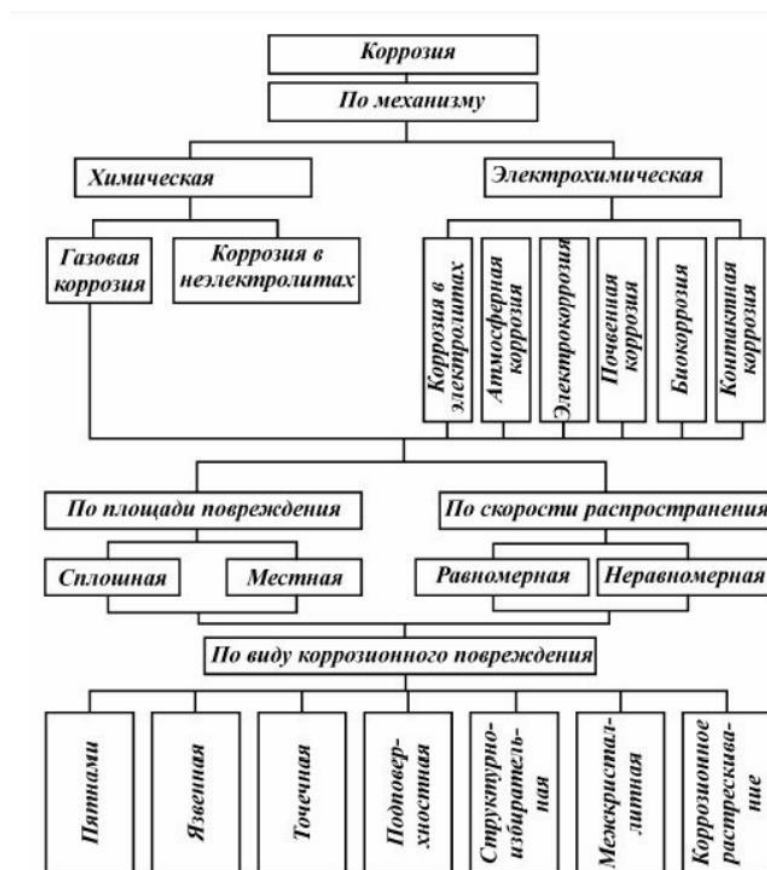


Рисунок 15 – Классификация коррозии

По механизму протекания процесса различают химическую и электрохимическую коррозию. Химическая коррозия представляет собой взаимодействие поверхности металла с коррозионноактивной средой, не сопровождающееся возникновением электрохимических процессов на границе фаз. В этом случае окисление металла и восстановление окислительного компонента коррозионной среды протекают в одном акте. Например, образование окалины при взаимодействии материалов на основе железа при высокой температуре с кислородом:



Общая химическая коррозия может протекать как компонентно-избирательная или структурно-избирательная, а локальная коррозия может быть межкристаллитной или носить язвенный характер (такой может быть ванадиевая коррозия).

По природе коррозионной среды различают коррозию в кислородсодержащих или серосодержащих газах, водородную, ванадиевую, галогенидную коррозию, коррозию в расплавах серы и других неметаллах. Эти виды коррозии проявляются в случае, если коррозионная среда не является электропроводной, то есть, когда металл соприкасается с газами при высоких температурах и конденсация влаги на поверхности металла исключается. Поэтому при подборе материалов, пригодных для эксплуатации в условиях газовой коррозии, следует сочетать их устойчивость к окислению (жаростойкость) с высокой прочностью при повышенных температурах (жаропрочность).

Так, если речь идет об обработке черных металлов при изготовлении тех или иных прокатных изделий, то часто на основном металле появляется несколько слоев окалины, имеющих разное количество кислорода, который диффундирует и соединяется с основным металлом.

При кислородной коррозии стали происходит ее обезуглероживание. Углерод в стали находится в виде цементита (Fe_3C), который образуется в процессе термообработки и обеспечивает высокую прочность материала. Под

воздействием кислорода цементит окисляется, и сталь теряет свои прочностные свойства в поверхностных слоях.

В чугунах углерод содержится не только в виде цементита, но и в форме пластинчатого графита, который располагается по границам зерен металла, где происходит наиболее интенсивная диффузия кислорода. Окислению подвергаются, соответственно, участки металла, расположенные на границе зерен. Поскольку продукты окисления имеют больший объем, чем металл, из которого они образовались, происходит увеличение объема металла – явление, известное как «рост чугуна».

Электрохимическая коррозия – коррозия сталей в водных средах, вследствие протекания электрохимической реакции, сопровождающихся протеканием тока между отдельными участками поверхности, являющиеся анодами и катодами.

Активность металла в электрохимических процессах оценивается величиной стандартного электродного потенциала (E^0). Так же металл, находящийся левее в ряду напряжений, вытесняет металл, находящийся правее.

Происходит ионизация кислорода в зависимости от величины pH, если меньше 4,3, то образуется молекулярный водород, если больше, то образуется активные гидроксильные группы.

На аноде происходит реакция окисления, а на катоде восстановление (рисунок 16).

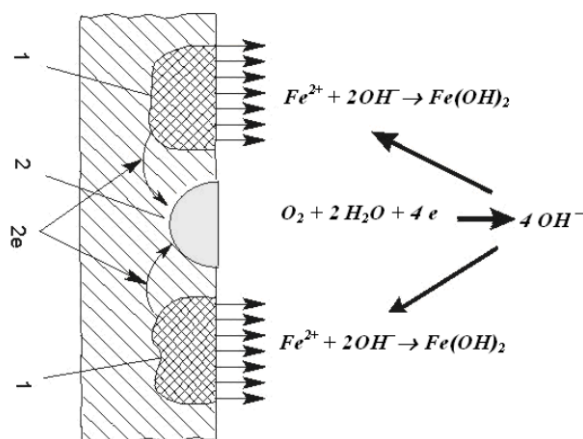


Рисунок 16 – Электрохимическая коррозия

Виды коррозионных разрушений (Рисунок 17):

1. Равномерная или общая.
2. Местная (локальная). В виде пятен, точек или язв.
3. Избирательная – растворяется один или несколько компонентов сплава, в связи с этим остаётся пористый остаток.
4. Межкристалльная – поражение металла по границам зёрен.
5. Транскристаллитная – разрушение по границам и по телу самого зерна.
6. Коррозионное растрескивание в связи постоянному растягивающему напряжению в агрессивной среде.

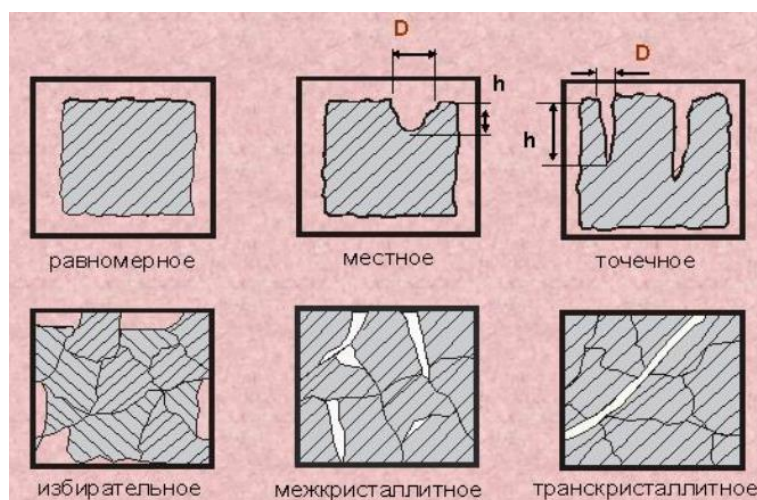


Рисунок 17 – Виды коррозионных разрушений

В результате протекания электрического тока анод разрушается, в трубе образуются свищи, каверны и т.д.

Углекислому газу (CO_2 , диоксид углерода, ангидрид угольной кислоты) как коррозионному компоненту среды в процессе добычи газа ранее отводили не слишком значительную роль по сравнению с сероводородом (H_2S). Проблема углекислотной коррозии стала приобретать все большее значение с началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с пластовыми температурами более 80°C , давлениями свыше 30 МПа и содержанием CO_2 в газе более 1 % объема. В России разработка таких залежей началась в 1965–1970 гг. в Краснодарском и Ставропольском краях. Именно тогда отечественные

специалисты впервые столкнулись с катастрофическими последствиями воздействия CO_2 . Глубина проникновения локальной коррозии в насосно-компрессорные трубы (НКТ) достигала 7–8 мм/год, шлейфовые трубопроводы корродировали по нижней образующей на глубину 3–5 мм/год. В 1978–1980 гг. были отмечены первые факты интенсивной коррозии трубопроводов в системах сбора нефти Самотлорского и ряда других нефтяных месторождений Западной Сибири. Несмотря на низкое (0,08–2,0 %) содержание углекислого газа в нефти и попутном газе, скорость коррозии составляла 3–4 мм/год, а в отдельных случаях достигала 6–8 мм/год [1].

В составе пластового газа ачимовских отложений УНГКМ CO_2 присутствует в количестве 0,7–1,0 % моль, или 1,0–1,4 % масс. (рисунок 18).

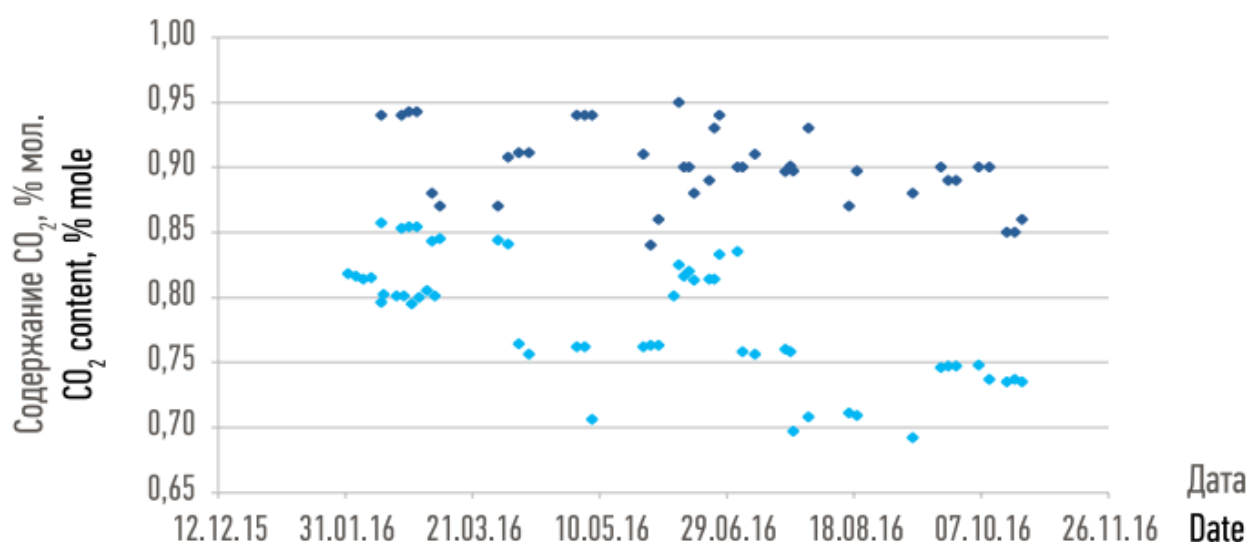


Рисунок 18 – Содержание CO_2 в двух скважинах объекта УНГКМ

Как известно, одним из факторов, влияющих на скорость протекания углекислотной коррозии, является парциальное давление CO_2 . Парциальное давление – давление отдельно взятого компонента газовой смеси. Общее давление газовой смеси является суммой парциальных давлений ее компонентов. Парциальное давление для типичных условий устья скважин ачимовских отложений было рассчитано при мольном содержании CO_2 0,9 % и рабочем давлении 23 МПа и равно 0,21 МПа. В соответствии с нормативной документацией

ачимовский газ является высокоагрессивным. Наличие минерализованной воды и высокая температура усиливает коррозионную агрессивность.

На процесс анодирования железа влияет растворенный в ней углекислый газ, он может находиться в растворенном виде, в недиссоциированных молекулах угольной кислоты, бикарбонат-ионах (HCO_3^-) и карбонат-ионах (CO_3^{2-}). Соотношений между формами зависит от водородного показателя.

Одновременное присутствие перечисленных ионов в сыром газе, обуславливает образование труднорастворимых соединений, которые могут образовывать защитные пленки, как правило состоящие преимущественно из FeCO_3 , на поверхности металлов, однако не смотря на АВПД, параметры сред значительно ниже и образование таких пленок маловероятно.

Противокоррозионная защита оборудования на участке «скважина – газоперерабатывающий завод» рекомендована проектом и осуществляется с самого начала эксплуатации месторождения. Согласно этой схеме ингибиторной обработке подвергаются подземное оборудование скважин (межтрубное пространство и НКТ), выкидные линии (шлейфы) скважин, блоки входных ниток, сепарационное оборудование и факельные линии УКПГ, соединительные газопроводы системы трубопроводов УКПГ – ГПЗ, оборудование и трубопроводы ДКС [52].

Не касаясь деталей, можно отметить, что защита подземного оборудования и шлейфов скважин в зависимости от технологического режима их эксплуатации и наличия в составе добываемой продукции пластовой воды осуществляется при помощи непрерывного или периодического ингибирования либо путем их совмещения.

Непрерывное ингибирование применяется для скважин, эксплуатируемых в режиме образования гидратов, и производится путем постоянного ввода комплексного ингибитора гидратообразования и коррозии (КИГ и К – раствор ингибитора коррозии расчетной концентрации в метаноле), обеспечивающего

безгидратный режим работы. Подача КИГ и К в скважины в данном случае осуществляется по метанолопроводам из насосной УКПГ [22].

Периодические ингибиторные обработки осуществляются через заданные промежутки времени путем закачки порции ингибитора коррозии в скважину (в виде 50 %-го раствора в метаноле), ее глушения на отдельное время для того, чтобы ингибитор достиг забоя и сформировал защитную пленку, и последующего ввода в работу. Закачка раствора ингибитора осуществляется в основном при помощи передвижных насосных агрегатов. Для некоторых скважин возможно проведение периодического ингибирования через простаивающие метанолопроводы. [55].

В зависимости от конструкции и технического состояния скважин подача раствора ингибитора осуществляется либо в межтрубное пространство, либо в насосно-компрессорные трубы, откуда потоком газожидкостной смеси выносятся на поверхность и, далее, по выкидным линиям скважин через БВН поступает в сепараторы УКПГ, концентрируясь в жидкой фазе последних.

Указанные способы ингибиторных обработок обеспечивают определенную защиту скважин, трубопроводов и аппаратов, контактирующих с жидкой фазой добываемой продукции, содержащей ингибитор. Однако ввиду не 100 %-й защитной эффективности ингибиторов они, как правило, не решают коррозионной проблемы полностью.

2. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ДОБЫВАЕМОГО СЫРЬЯ НА КОРРОЗИЮ

Страницы 67-104 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну.

3. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Для обеспечения защиты от коррозии газосборной сети ГКП были проведены лабораторные и автоклавные испытания по подбору ингибиторов коррозии для условий ачимовских отложений. Для проведения экспериментов было отобрано 6 марок ингибиторов коррозии: Procor IPH-G, Scimol WS 2921, ИНКОРГАЗ-112, Кормастер 1045, ХПК-002(В), ХПК-002(Е) (таблица 14). Испытания были выполнены в соответствии с СТО Газпром 9.3-007-2010 [9].

Испытания ингибиторов коррозии проводились при различных режимах:

- лабораторные испытания в динамических условиях в двухфазной водно-углеводородной среде при барботировании CO_2 при температурах 40 °С и 60 °С;
- лабораторные испытания в водной фазе при барботировании CO_2 при температурах 40 °С и 60 °С;
- автоклавные испытания в статических условиях при температурах 60 °С и парциальном давлении CO_2 0.21 МПа.

Таблица 14 – Результаты лабораторных и автоклавных испытаний по подбору ингибитора коррозии для условий Уренгойского НГКМ

Наименование ингибитора	Скорость коррозии				
	при лабораторных исследованиях в водной фазе, мм/год		при статических автоклавных исследованиях, мм/год	при динамических условиях в водно-углеводородной среде, мм/год	
	t =40 °С	t =60 °С		t =40 °С	t =60 °С
В отсутствии ИК	1,34	1,73	0,35	1,47	1,92
Procor IPH-G	–	0,34-0,35	–	–	–
Scimol WS 2921	0,048-0,056	0,071-0,081	0,042	–	–
ИНКОРГАЗ-112	–	0,12-0,16	–	–	–

Продолжение таблицы 14

Кормастер 1045	–	0,21-0,22	0,043	–	–
ХПК-002(В)	0,047-0,056	0,076-0,099	0,041	0,068	0,072
ХПК-002(Е)	0,041-0,064	0,053-0,076	0,031	0,072	0,068

По результатам проведенных лабораторных и автоклавных испытаний для проведения полного комплекса расширенных комплексных испытаний был выбран ингибитор коррозии ХПК002(Е), обладающий максимальным защитным эффектом.

Ингибитор коррозии ХПК002(Е), изготовленный по ТУ 2458-010-69415476-2013 [16], представляет собой композицию из смеси имидазолинов и амидоаминов высших жирных кислот и добавок поверхностно-активных веществ в смеси растворителей (таблица 15).

Таблица 15 – Физико-химические показатели ХПК-002 в соответствии с ТУ 2458-010-69415476-2013

Наименование показателя		Норма
1. Внешний вид		Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета
2. Массовая доля нелетучих веществ, %, не менее		3
3. Плотность при 20 °С, кг/м ³ в пределах		800-1100
4. Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /сек, не более		80
5. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм ² /сек, не более		500
6. Температура застывания, °С, не выше		Минус 50
7. Растворимость	в воде	Растворим
	в углеводородах	Диспергируемый

В каждом из этапов изменялся удельный расход раствора ингибитора коррозии (далее – РИК10) и производился расчет скоростей коррозии образцов-свидетелей в присутствии ингибитора, а также определялась защитная эффективность ингибитора. Подача ингибитора коррозии осуществлялась в растворе метанола путем его дозирования через существующий метанолопровод от насосной станции подачи метанола (через цех ЗПА) на КГС 2А15 (линия ГС2), в пропорции 1 часть ингибитора коррозии ХПК-002(Е) к 9 частям метанола.

Удельный расход РИК-10 для каждого этапа указан в таблице 16. Всего для подачи на 3 скважины (2А151, 2А152, 2А153) куста газоконденсатных скважин 2А15 10% раствора ингибитора коррозии «ХПК-002(Е)» было израсходовано:

1 этап испытаний – 1855,99 кг (2А151 – 617,33 кг, 2А152 – 618,33 кг, 2А153 – 620,33 кг);

2 этап испытаний – 945,19 кг (2А151 – 314,06 кг, 2А152 – 315,06 кг, 2А153 – 316,07 кг);

3 этап испытаний – 365,8 кг (2А151 – 120,9 кг, 2А152 – 121,9 кг, 2А153 – 123 кг);

4 этап испытаний – 192 кг (2А151 – 63 кг, 2А152 – 64 кг, 2А153 – 65 кг).

Результаты 4-х Этапов представлены в таблице 17.

Таблица 16 – Удельные расходы товарной формы ИК, метанола, РИК-10

№ этапа	Тип подачи РИК-10	Удельный расход ИК (товарная форма), кг/1000 м ³	Удельный расход метанола (растворителя), кг/1000 м ³	Удельный расход РИК-10, кг/1000 м ³
Этап 1	Постоянно	0,079	0,711	0,79
Этап 2	Постоянно	0,0395	0,356	0,396
Этап 3	Постоянно	0,021	0,189	0,21
Этап 4	Периодически 24ч/24ч	0,021	0,189	0,21

Таблица 17 – Результаты защитной эффективности ИК

Место установки	Скорость коррозии (K _{ср.} , мм/год) в среде:					Степень защиты Z, %			
	В отсутствии ИК	В присутствии ИК							
		1 этап	2 этап	3 этап	4 этап	1 этап	2 этап	3 этап	4 этап
ГКС № X МОС линия ГС2	1,406	н/д	0,0128	0,0131	0,0368	–	99,1	99,1	97,4
ГКС № X МОС линия ГС2	0,085	0,002	0,0028	0,004	0,0078	97,6	96,7	95,2	90,8
ГКС № X МОС линия ГС2	0,05	0,0021	0,003	0,0035	0,0068	95,8	94	93	86,4
ГСК № X, после МОС	н/д	0,0118	0,0123	0,012	0,0162	–	–	–	–
ГСК № X, в ЗПА	0,011	0,0087	0,0093	0,0095	0,0105	20,9	15,5	13,9	4,5

В соответствии с СТО Газпром 9.3-028-2014 [17] защитная эффективность от общей коррозии должна составлять не менее 85%. На узле, установленном в ЗПА, полученные значения фоновой скорости коррозии находятся на порядок ниже допустимой величины 0,1 мм/год. В связи с этим на результаты расчета защитной эффективности ингибитора коррозии начинает оказывать значительное влияние погрешность измерений (удаление продуктов коррозии и взвешивание). Полученное значение степени защиты ингибитора коррозии в данной точке применимо для оценки динамики ее изменения на различных этапах испытаний.

В результате проведенных испытаний установлено, что на всех этапах выполнялись требования СТО Газпром 9.3-028-2014 по обеспечению необходимой защитной эффективности ИК (85 %) и скорости коррозии в присутствии ингибитора ниже 0,1 мм/год. Однако стоит отметить, что защитная эффективность ИК в 4-м этапе находится рядом с граничными условиями по допуску ингибитора 86,4 %.

На основании результатов испытаний было принято решение о дальнейшей подаче ингибитора коррозии с расходом и типом подачи в соответствии с 3 этапом программы – 0,21 г/1000 м³ при постоянной подаче. Данный факт задокументирован в СТО 05751745–132–2017 [18].

Однако использование ингибиторов коррозии не обеспечивает полноценной защиты всей системы сбора газа. Это связано с тем, что имеется возможность подачи ингибитора коррозии исключительно по проектным метанолопроводам. Место врезки метанолопровода в газопровод находится на участке ГС2, таким образом остается незащищенным участок от фонтанной елки до узла ввода ингибитора (Рисунок 45).

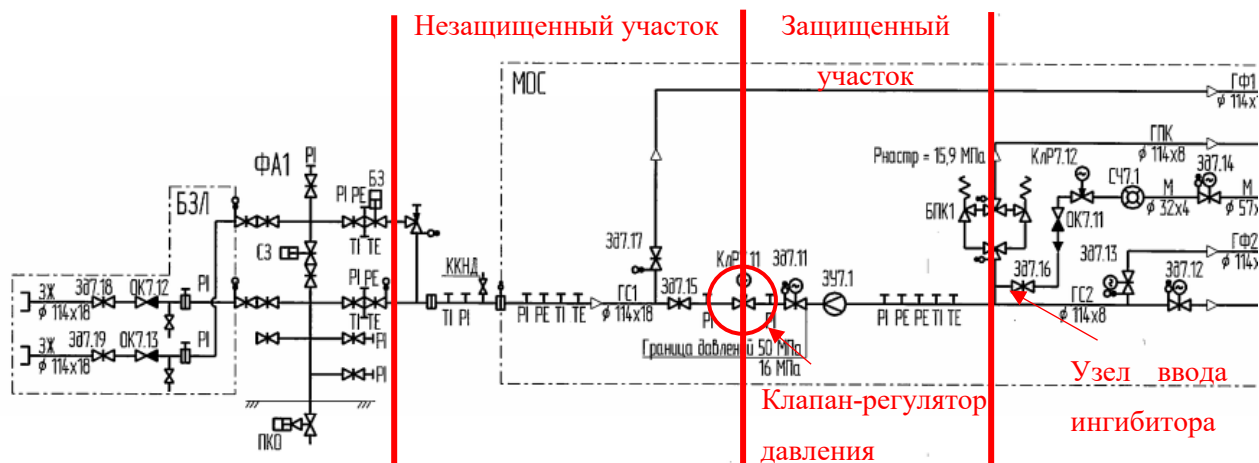


Рисунок 45 – Незащищенный участок трубопровода обвязки скважин

Защита от коррозии линии ГС1 с помощью ингибиторов коррозии представляет сложную задачу, т.к. отсутствует возможность постоянной подачи ингибитора коррозии. Узел постоянной подачи ингибитора коррозии находится только на линии ГС2, уже после линии ГС1, (подача производится по метанолопроводу). В то же время по всем коррозионно-опасным факторам линия ГС1 подвергается наибольшему коррозионному воздействию в присутствии СОг: более высокая температура, возможность конденсации влаги (из-за перепада температур) и др.

Способ закачки ингибитора коррозии с помощью «установки насосной для кислотной обработки скважин СИН 32.05.00.00.000» может быть рассмотрен для защиты линии ГС1.

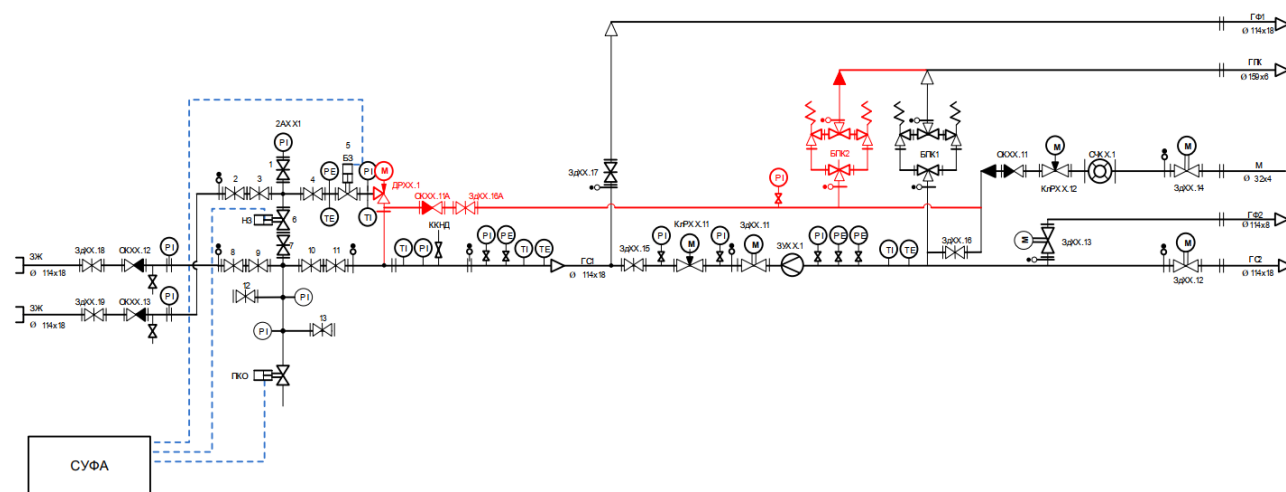
При таком способе возможна только периодическая закачка раствора ингибитора коррозии (РИК). Использование периодической обработки РИК линии ГС1 является трудозатратой.

Периодическое дозирование ингибитора и создание ингибиторной пленки может снизить общую коррозию, понизив потенциальные риски локальной коррозии.

В дальнейшем для защиты линии ГС1 основными средствами защиты могут быть: замена углеродистой стали 09Г2С на коррозионностойкую сталь или

установка дозирующих устройств на фонтанной арматуре или в начале линии ГС1 (рисунок 46) для постоянной подачи ингибитора коррозии.

Решение, предлагаемое по сооружению трубопровода-перемычки от метанолопровода до канала ввода ингибитора, входящего в конструкцию вновь монтируемых запорно-регулирующих клапанов в начале линии ГС1 может позволить обеспечить защиту с помощью ингибиторов коррозии линии ГС1. Такой перенос точки ввода РИК позволил бы решить проблему защиты линии ГС1, одновременно защищая обе линии ГС1 и ГС2.



Условное обозначение:

- ⊕ – Клапан регулятор давления с электроприводом, фланцевый
- ⊖ – Клапан регулятор давления с ручным приводом, фланцевый
- ⊗ – Задвижка с ручным приводом, фланцевый
- ⊘ – Клапан обратный
- ⊙ – Кран шаровый
- ⊚ – Клапан запорный (вентиль)
- ⊛ – Клапан с гидроприводом, фланцевый
- ⊜ – Клапан предохранительный
- ⊝ – Клапан регулятор давления угловой с электроприводом
- ⊞ – Счетчик замера газа
- ⊟ – Счетчик жидкости
- ▷ – Направление потока газа

- ЗК – Трубопровод задавочной жидкости
- ГК – Трубопровод конденсата газового
- М – Трубопровод метанола
- ГТК – Трубопровод газа от предохранительных клапанов
- ГС – Трубопровод газа сырого
- ГФ1 – Трубопровод газа продувки скважины на факел
- ГФ2 – Трубопровод газа продувки шлейфа
- ГФ3 – Трубопровод газа продувки скважины на факел
- ← – Направление потока жидкости
- || – Фланцевое соединение
- ⌈ – Соединение резьбовое
- ⌋ – Обткратор
- – Предлагаемое к рассмотрению оборудование

Рисунок 46 – Схема предлагаемого решения по ингибированию коррозии на участке ГС1

Подземное скважинное оборудование не подвергается воздействию углекислотной коррозии по причине коррозионностойкого исполнения. Подземное скважинное оборудование изготовлено из коррозионностойкой стали Cr13. Элементы фонтанной арматуры изготовлены из стали 30ХМА, не стойкой к углекислотной коррозии. Трубопроводы обвязки скважин и фасонные изготовлены из стали 09Г2С, также не стойкой к углекислотной коррозии.

Для обеспечения защиты от углекислотной коррозии вышеуказанных участков предложен ряд мер:

- Необходимо внести изменения в технические требования на устьевое оборудование, предусматривающие элементы ФА с внутренним наплавляемым защитным покрытием и в коррозионностойком исполнении;

- Необходимы новые технические требования на модульную обвязку скважин для обвязки кустов газоконденсатных скважин ачимовских отложений УНГКМ, предусматривающие элементы с внутренним наплавляемым защитным покрытием

- Изменить проектную документацию по обустройству участков ачимовских отложений по применению фасонной трубопроводной арматуры в обвязке газоконденсатных скважин с внутренним наплавляемым защитным покрытием.

- Разработана и реализуется комплексная программа по капитальному ремонту оборудования, включающая замену элементов ФА и фасонной трубопроводной арматуры в обвязке газоконденсатных скважин на действующем фонде скважин на элементы с защитным покрытием (рисунок 47, 48).

- Необходимо производить постоянный коррозионный мониторинг трубопроводов и оборудования.

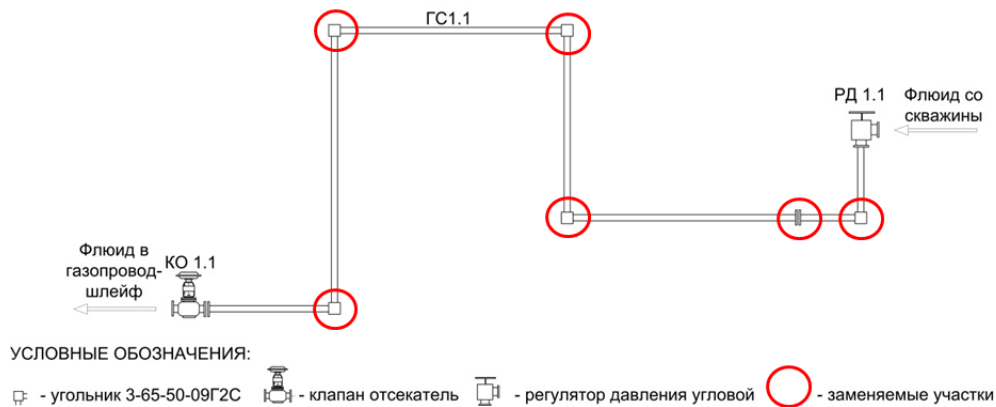


Рисунок 47 – Заменяемые элементы фасонной трубопроводной арматуры в обвязке газоконденсатных скважин в рамках комплексной программы по капитальному ремонту оборудования ГПП

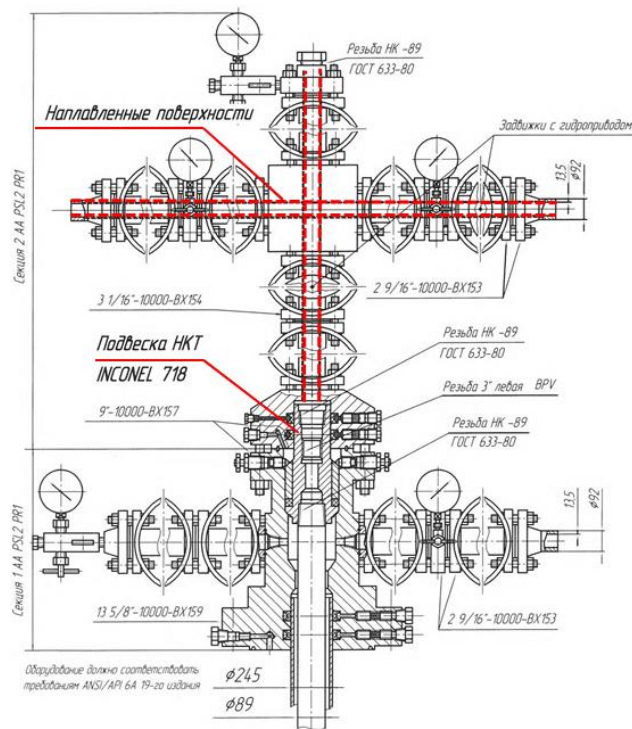


Рисунок 48 – Заменяемые элементы ФА в рамках комплексной программы по капитальному ремонту оборудования ГПП

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при усовершенствовании действующей УКПГ нефтегазоконденсатного месторождения
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 (в редакции от 26.03.2022 №67-ФЗ) 2. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование экономической целесообразности внедрения ингибирования незащищенного участка трубопровода на кустах газоконденсатных скважин
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет затрат на внедрение и обслуживание оборудования и прибыли от увеличения выхода продукции УКПГ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности модернизации системы ингибирования незащищенного участка линии сырого газа в системе промысловой сбора сырого газа

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе приведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. В действующую схему обвязки скважины планируется монтаж перемычки метаноопровода (рисунок 46).

Продукцией УКПГ является: газ, стабильный газовый конденсат. Экономический эффект обуславливается временем простоя скважины при принятой технологии ингибирования с использованием агрегата кислотной обработки скважины с последующей выдержкой ингибитора в течении часа.

Выход продукции с посчитанным временем простоя, принятой равной 5 часам, раз в 7 дней в течении всего года для всех скважин действующей УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологией приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Производительность действующей и усовершенствованной УКПГ

Период эксплуатации УКПГ	Выход продукции УКПГ	
	Товарный газ, млн м ³ /год	Стабильный конденсат, т/год
Производительность действующей УКПГ		
Теплое время года	1594,2	88 050,00
Холодное время года	1594,2	88 050,00
Производительность усовершенствованной УКПГ		
Теплое время года	1613	89350
Холодное время года	1613	89350

4.1 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2022-2024 гг. (Приложение 1 – Исходные условия для формирования вариантов развития экономики) [2]. Цена СПБТ и стабильного конденсата берется как средняя по рынку (таблица 19).

Таблица 19 – Цена продукции УКПГ

Параметр	2022	2023	2024	2025
Цена на газ (среднеконтрактная), долл./тыс. м ³	195,3	178,1	166,1	166,1
Цена на стабильный конденсат, руб./т.	23000	23000	23000	23000
Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	72,1	72,7	73,6	73,6
Цена на газ (среднеконтрактная), руб./тыс. м ³	14085,7	12950,6	12218,2	12218,2

Выручка от реализации продукции УКПГ представлена в таблице 20, 21.

Таблица 20 – Выручка от реализации продукции действующей УКПГ

	2022	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	44 911,4	41 292,1	38 957	38957
Стабильный конденсат, млн руб.	4050,3	4050,3	4050,3	4050,3
Сумма, млрд руб.	48961,6	45342,4	43 007,3	43007,3

Таблица 21 – Выручка от реализации продукции усовершенствованной УКПГ

	2022	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	45440,5	41778,6	39415,97	39415,97
Стабильный конденсат, млн руб.	4410,1	4410,1	4410,1	4410,1
Сумма, млрд руб.	49550,6	45888,6	43526,1	43526,1

4.2 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: емкость хранения ингибитора коррозии (ИК), насос. Также для следует проложить технологические трубопроводы ингибирования с запорной арматурой, предохранительными клапанами и форсунками ингибирования для 6 кустов. Все внедрения планируется произвести единовременно в 2022 году. В расчете (таблица 22) учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ).

Таблица 22 – Капитальные вложения

Промысловое обустройство	Затраты, руб.
Буферные емкости ингибитора коррозии (6 шт.)	9 000 000
Насос (6 шт.)	6 600 000
Промысловый трубопровод (6 шт.)	120 600 000
Прочие КВ	13 620 000
Природоохранные мероприятия	6 810 000

4.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} * 100\% \quad (14)$$

где N_A – норма амортизации, %

$T_{\text{исп}}$ – срок полезного использования, лет

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [3]. Результаты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Трубопровод местный для метанола	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установки для обработки материалов с использованием процессов, включающих изменение температуры, не включенные в другие группировки	5	20,0
Установка по очистке газа	15	6,7

Суммарные амортизационные отчисления составят 3,4 млн руб./год.

4.4 Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на смазочные операции и обеспечение аппаратов электроэнергией.

Для ингибирования принимается расход 0,8 кг/1000м³ в течении 24 часов, со средним дебитом 362 тыс. м³/сут. Следовательно, общие годовые затраты на ингибитор коррозии, состоящий на 80% из метанола и 20% ХПК 02Е, цена реализации метанола 13127 руб/т, а ингибитора 76000 руб/т. Так как потери метанола на УКПГ минимальны, то из общей смеси ингибитора коррозии будут потери приняты 30%. Эксплуатационные затраты для 6 кустов будут равны:

$$Q_M = 6 \cdot q_{ик} \cdot n_{см} \cdot Z \cdot 0,3 = 117,3 \text{ млн руб.} \quad (15)$$

где $q_{ик}$ – использование смеси ингибитора коррозии за смену;

$n_{см}$ – количество смен в году;

Z – цена одного килограмма смеси ингибитора коррозии с метанолом, руб.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным 3,42 руб/(кВт·ч) или 3 420 руб/(МВт·ч). Внедряемый в систему насос потребляет 0,025 МВт/ч. Следовательно получаем годовые затраты на электроэнергию – 738 720 млн руб.

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Для абсорбера период между проведением капитального ремонта принимается равным двум годам. С учётом процента отчислений от балансовой стоимости ОФ (0,5 %) и расходов на текущий ремонт емкости ингибитора коррозии для 6 кустов (12 млн. руб.) затраты на капитальный ремонт аппарата составят:

$$Q_M = \left(\frac{P_{\%}}{100} \cdot C_{абс} + C_{тек} \right) / 2 = 6 \text{ млн. руб./г} \quad (16)$$

Таким образом, общие годовые затраты на эксплуатацию внедряемого оборудования составят 150,2 млн руб.

4.5 Налоговые отчисления

Одним из пунктов налоговых отчислений является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Согласно уточнённому отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2021 [62], для Томской области средний НДПИ равен 1098,3 руб./1000 м³ добытого газа.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

4.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе двух параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД).

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15%. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m, \quad (17)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб.,

r – ставка дисконтирования, %,

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДПИ), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 163,4 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 815,998 млн. руб. На конец четвертого года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет положительного значения (815 млн руб.). Таким образом, проект является окупаемым. Однако стоит отметить, что внедрение защиты линий является

необходимой мерой, так как старая система не даёт необходимую степень защиты, и это может прийти к колоссальным потерям, связанным с ремонтом технологических трубопроводов.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 4,13 \text{ лет} \quad (18)$$

где I – объем вложенных в производство инвестиций, руб.

NPV_i – чистый дисконтированный доход за i -й год, руб.

n – год, в котором накопленный дисконтированных доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД равна 266,68 %, что превышает принятую ставку дисконтирования. Полученное значение говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД и ВНД. На рисунках 49 и 50 представлены результаты изменений.

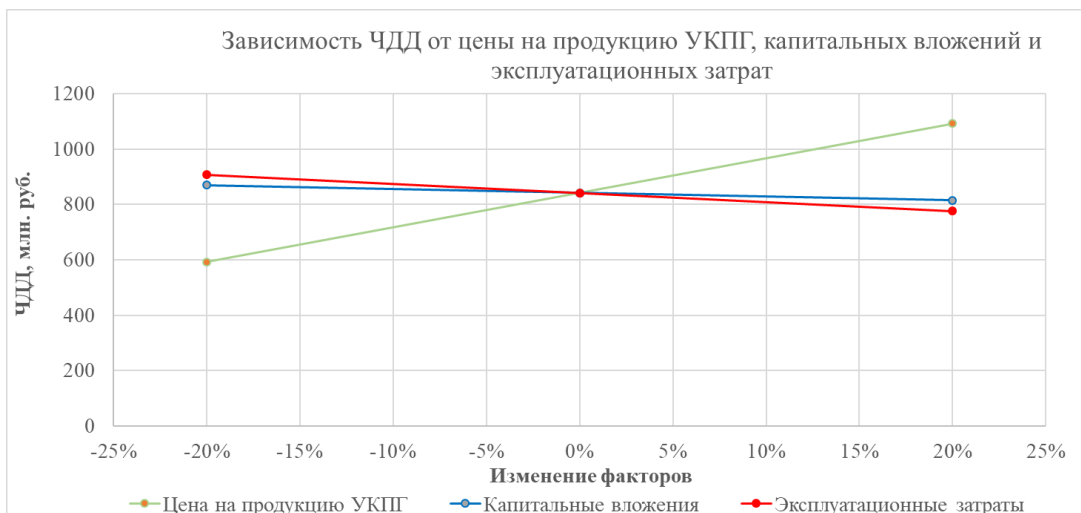


Рисунок 49 - Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

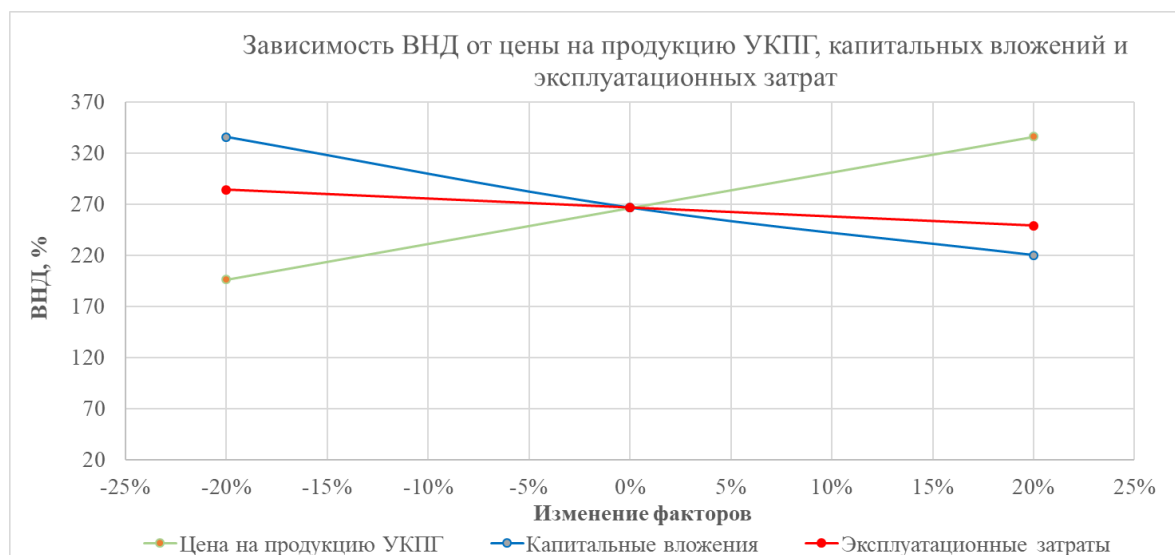


Рисунок 50 – Зависимость ВНД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Согласно проведенным расчетам можно резюмировать следующее:

1. Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывает цена на продукцию УКПГ: товарный газ, стабильный конденсат капитальные вложения.
2. Широкая амплитуда значений ЧДД и ВНД объясняется большим показателем добычи исходного сырья – сырого газа.
3. Технологическое решение является рентабельным, поскольку при любом из рассматриваемых сценариев значение ВНД не опускалось ниже

принятых 15%. Минимальное значение было получено при уменьшении цены продукции.

4. Высокое значение ВНД при текущих условиях характеризует проект как надежный для вложений.

5. Показатель ЧДД достигает нуля в начале четвертого года внедрения технологии: общий срок окупаемости составил чуть более четырех лет (4,05 лет).

На основании вышеизложенных пунктов можно заключить, что проект является экономически выгодным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ04		ФИО Печерский Марк Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Уровень образования	магистратура	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Тема ВКР:

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования – помещения насосной метанола</i> <i>Область применения – газодобывающая промышленность</i> <i>Рабочая зона: производственное помещение/полевые условия</i> <i>Размеры помещения: 18 м²</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны – 2 насоса метанола, 2 клапана регулятора, запорно-регулирующая арматура</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль эксплуатационных параметров насосов, дистанционно из операторной, во время плановых обходов переключение оборудования.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – СП 2.3.3.2892-11 "Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом" – СанПиН 1.2.3685-21 от 28.01.2021 года «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и безвредности для человека факторов среды обитания»; Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	Вредные производственные факторы: – Недостаточная освещенность на рабочем месте. – Климатические и погодные условия на рабочем месте. – Загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации.

	Опасные производственные факторы: – Факторы, связанные с электрическим током. – Факторы, связанные с пожароопасностью и взрывоопасностью. – Факторы, связанные с аппаратами под избыточным давлением. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: – Искусственное освещение; – Спецодежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица; – Переносные газоанализаторы; – Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи, – Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки; – Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	Воздействие на селитебную зону: осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует. Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды. Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Возможные ЧС: возникновение пожара в цеху, взрыв газа в цеху, возникновение лесного пожара. Наиболее типичная ЧС: взрыв газа в цеху или насосной метанола, возникновение лесного пожара.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной магистерской диссертации рассматриваются методы снижения влияния технологических параметров скважин и химического состава добываемого сырья на коррозию устьевого оборудования и трубопроводов обвязки скважин. Данные методы являются актуальными для множества нефтегазовых предприятий, так как защита оборудования и трубопроводов от коррозии является одной из важнейших задач. Объект исследования газоконденсатный промысел в районе Крайнего Севера.

Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников при выполнении работ с вредными веществами (ингибиторами коррозии на основе метанола). Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 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.

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.

Производственные процессы с применением метанола или веществ, содержащих метанол, должны быть полностью герметизированы и исключать возможность контакта работающих с метанолом.

Производственные помещения, в которых используется метанол, должны иметь:

- легко смываемые водой полы из непроницаемого для метанола материала, с уклоном и стоками;
- гидранты для воды;
- возможность естественного проветривания;
- приточно-вытяжную вентиляцию с механическим побуждением.

Работа с метанолом при неработающей вентиляции не допускается.

Лабораторные работы с применением метанола проводятся только в вытяжном шкафу при работающей вентиляции.

В цехах, производствах, лабораториях, других подразделениях предприятия, применяющих метанол, количество метанола не должно превышать суточную потребность. В случае неизрасходования полученного на сутки метанола, остаток его сдается на склад или хранится в специальных помещениях (сейфах).

В производственных помещениях, где используется или хранится метанол, должны иметься дежурные противогазы марки "А", резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Помещения, где производится отпуск метанола, должны быть оборудованы вентиляцией, водопроводом и канализацией.

В помещениях, где хранится метанол, не допускается хранение этилового спирта.

Все лица, поступающие на работу, связанную с применением метанола, проходят обязательный при поступлении медицинский осмотр, а работающие лица проходят периодические медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России.

К работам с применением метанола не допускаются:

- лица, состоящие на учете в наркологических учреждениях;
- беременные и кормящие женщины.

В производствах, где применяется метанол, должен осуществляться систематический контроль за состоянием воздушной среды, в соответствии с санитарными правилами по организации и проведению производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических мероприятий.

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ) (таблица 24).

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка плана действий	Работа с вредными веществами	Обработка результатов работ	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [1]
2. Климатические и погодные условия на рабочем месте	–	+	–	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [2]
3. Загазованность рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [3]
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [5], [6].
5. Факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [4]
6. Факторы, связанные пожароопасностью	+	+	+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [7]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При работе с оборудованием и трубопроводами ингибирование коррозии работники подвергаются следующим вредным производственным факторам:

Недостаточная освещенность на рабочем месте.

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Для производственных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

2. Климатические и погодные условия на рабочем месте.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

3. Загазованность воздуха рабочей зоны.

Загазованность на территории ГКП способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе составлять 5 мг/м³ согласно СП 2.3.3.2892-11 [6].

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составлять 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014 [6].

4. Повышенный уровень шума и вибрации.

Повышенный уровень шума может исходить от технологического оборудования – электродвигателей, спец техники, прохождение потока через узкое сечение. Исследования показывают, что повышенный уровень шума отрицательно сказывается на условия труда, а также оказывает вредное воздействие на организм человека. Повышается утомляемость, а также влечет необратимые изменения в органах слуха. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Вибрация в процессе работы возникает при работе насосов метанола, при спускоподъемных операциях от работающих электродвигателей, талевых блоков, приводов ЗРА, лебедок. Под действием вибрации у человека возникает вибрационная болезнь. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы. У рабочих виброопасных профессий с большим стажем возникают невриты слуховых нервов и даже понижение слуха.

5. Факторы, связанные с электрическим током.

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и

работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

6. Факторы, связанные пожароопасностью.

Пожарная опасность обусловлена высокой горючестью газов и турбинного масла, наличием большого количества потенциальных источников загорания. Пожары в помещениях ГКП характеризуются быстрым развитием пожара.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности в организации, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник управления по производственной безопасности и его заместитель по хозяйственной части.

Пожароопасность обуславливается свойствами природного газа, ДЭГ, метанола, а также других горючих жидкостей, используемых в технологическом процессе.

Основными источниками пожарной опасности ГКП являются: оборудование, работающее под высоким давлением; плотно расположенное технологическое оборудование, которое может привести к каскадному развитию аварий; большое число фланцевых соединений и сварных стыков – наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; а также необходимость проведения газоопасных работ.

7. Факторы, связанные с работой с вредными веществами.

Под вредным понимается вещество, которое при контакте с организмом человека вызывает производственные травмы, отклонения в состоянии здоровья, профессиональные заболевания.

К проведению работ с вредными веществами допускаются работники, достигшие 18 лет, прошедшие медосмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, а также обучение, проверку знаний на допуск к самостоятельной работе в установленном порядке, получившие удостоверение о проверке знаний требований охраны труда, имеющие специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной

защиты (далее – СИЗ), необходимость применения которых обуславливается проводимыми работами и действующими нормами.

При проведении работ с вредными веществами основными опасностями являются:

- опасность получения острого (хронического) отравления;
- опасность получения химического ожога;
- опасность получения раздражения слизистых оболочек глаз, кожных покровов (дерматит, экзема);
- опасность удушья в следствии уменьшения концентрации кислорода в воздухе рабочей зоны.

8. Факторы, связанные с работой с аппаратами находящиеся под избыточным давлением.

Основная опасность при эксплуатации сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физический взрыв). При физическом взрыве потенциальная энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючие вещества, так как при этом возникает химический взрыв, являющийся причиной пожара.

5.2.2 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов

1. Недостаточная освещённость на рабочем месте

На рабочих местах, где отсутствует естественное освещение и условия освещения в целом оценены классом 3.2., можно снизить или устранить «вредность» за счет выполнения следующих мероприятий:

- защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые (класс 2), а от 25% до 75% - как вредные 1-й степени (класс 3.1);

– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением.

При выполнении работ в условиях плохой видимости рекомендуется применение искусственного освещения. Рекомендуется комбинированное освещение согласно СНиП 23-05-95 (таблица 25) [4].

Таблица 25 – Рекомендуемые источники света при системе комбинированного освещения

Характеристика зрительной работы по требованиям к цветоразличению	Освещенность при системе комбинированного освещения, лк	Минимальный индекс цветопередачи источников света, R_a		Диапазон цветовой температуры источников света, T_c , °К		Примерные типы источников света для освещения	
		общего	местного	общего	местного	общего	местного
Различие цветных объектов при невысоких требованиях к цветоразличению	500	50	50	3500-5500	3500-5500	ЛБ (ЛХБ), МГЛ, НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	300, 400	40	50	3200-5000	3500-5000	ЛБ (ЛХБ), МГЛ (ДРЛ), НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	150, 200	35	50	3000-4500	3500-5000	ЛБ (ЛХБ), НЛВД+МГЛ, МГЛ (ДРЛ)	ЛБ (ЛХБ)
	300, 400	35	50	3200-5000	2800-5000	ЛБ (ЛХБ), МГЛ (ДРЛ), НЛВД+МГЛ	ЛБ (ЛХБ)
	150, 200	25	50	2400-4500	2800-4500	ЛБ (ЛХБ), НЛВД, МГЛ (ДРЛ)	ЛБ (ЛХБ)

Аварийное освещение предусмотрено на случай отключения рабочего освещения для продолжения работ или для эвакуации людей. Освещенность в первом случае составляет не менее 2 лк, во втором – не менее 0,5 лк. Для охранного освещения (не менее 0,5 лк) используется часть светильников рабочего освещения.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения. Высота рабочей поверхности $h_{\text{рп}} = 0,8$ м; требуемая норма освещенности 300 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50 \%$, потолка $R_{\text{п}} = 50 \%$.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,15$.

Приняв $h_c = 0,5$ м, далее определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{\text{рп}}$$

где $h_{\text{рп}}$ – высота рабочей поверхности над полом, м;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью,

м

$$h = 3,5 - 0,5 - 0,8 = 2,2 \text{ м}$$

Рассчитаем расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,5 \cdot 2,2 = 3,3 \text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L_{\text{св}} = \frac{L}{3} = \frac{3,3}{3} = 1,1 \text{ м}$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(3 - \frac{2}{3} \cdot 1,1)}{1,1} + 1 = 3 \text{ ряда}$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{L_{\text{св}} + 0,5} = \frac{(6 - \frac{2}{3} \cdot 1,1)}{1,1 + 0,5} = 4 \text{ шт.}$$

Необходимо найти общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

где N – общее количество светильников;

$n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

$n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду.

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 3 \cdot 4 = 12 \text{ шт.}$$

Вычисляем индекс помещения и по справочным таблицам находим коэффициент использования светового потока для выбранного типа светильника [2].

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{6 \cdot 3}{2,2 \cdot (6 + 3)} = 0,9$$

где A и B – длина и ширина помещения, м

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м.

Для заданных условий коэффициенты отражения стен $R_c = 30 \%$, потолка $R_n = 50 \%$.

Находим коэффициент использования светового потока $\eta_n = 0,6$.

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta}$$

где $E_n = 200$ лк – нормируемая освещенность, установили исходя из заданных данных по СНиП 23.05.95;

S – площадь помещения, м^2 ;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий запыление светильников и износ источника света в процессе эксплуатации;

Z – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

$N_{\text{л}}$ – количество светильников, лм;

η – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 18 \cdot 1,5 \cdot 0,9}{12 \cdot 0,6} = 675 \text{ лм}$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛД – 15 со световым потоком 700 лм и мощностью 15 Вт.

Размещаем светильники в 4 ряда. В каждом ряду можно установить 2 светильника типа ШОД – 2-30 мощностью 15 Вт с длиной 0.9 м, при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Изображаем в масштабе

план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 51). Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 96$.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем

$$-10\% \leq \frac{700 - 675}{700} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 3,6\% \leq +20\%$$

Из данного условия видно, что освещения достаточно, так как условия выполняются.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = p \cdot N = 15 \cdot 12 = 180 \text{ Вт}$$

где p – мощность лампы, Вт;

N – число светильников, шт.

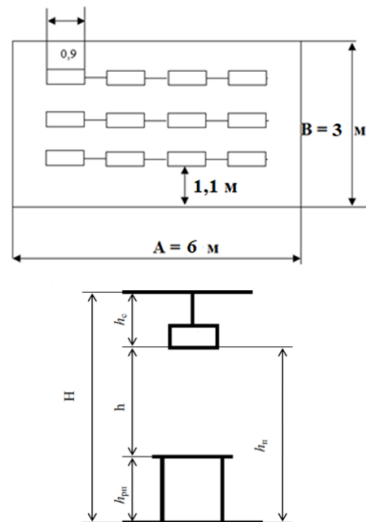


Рисунок 51 – Схема освещения рабочей зоны

1. Климатические и погодные условия на рабочем месте.

Для предотвращения локального охлаждения работающие обеспечиваются головными уборами, рукавицами, обувью. При температуре воздуха ниже -40°C следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

2. Загазованность воздуха рабочей зоны

В помещениях необходим постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа и вредных веществ из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. На установках должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния токсичности газов на работающих (герметизация установок, газоулавливание и отвод газа для утилизации). Отбор проб воздуха к датчику газоанализатора следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках на наиболее опасных и возможных (в смысле выделения газов) уровнях. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 м^2 площади помещения согласно ОСТ 51-45-76 [7].

3. Факторы, связанные с электрическим током.

Во избежание поражения электрическим током работник должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 [8].

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе эксплуатации [9]:

Электрические питающие линии необходимо располагать в местах, не используемых для передвижения и работы людей. Расположение питающих линий должно быть известно заместителю подрядной организации по промышленной безопасности. При выводе из операторского помещения кабель, питающий линии, необходимо закрепить и поместить в защитную трубку, исключающую возможность его повреждения. Прикасаться к кабелю питающей линии или производить его подключение (переключение) следует при отсутствии в этой линии напряжения.

- Электроустановки (электрооборудование) на площадке должны быть закрытыми, защищенными от атмосферных осадков и морской воды.

- Перед подключением кабеля к питающему щитку необходимо проверить отсутствие напряжения на всех выходных клеммах. Подключение одного из полюсов источника тока к корпусу судна запрещается.

- Замеры сопротивления изоляции генераторов должны осуществляться непосредственно перед началом электроразведочных работ на профиле и фиксироваться в "Журнале осмотра электрооборудования". Замеры сопротивления изоляции силовых кабельных питающих линий должны производиться не реже чем один раз в 10 дней и заноситься в "Журнал осмотра и измерения заземления".

- Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.

- Основные операции при производстве электроразведочных работ (пуск лебедки, подача напряжения на пульт управления электроразведочной станцией, включение тока, травление, выборка и перемотка кабельных

кос) должны осуществляться по указанию руководителя работ или лица, его заменяющего, с разрешения и под непосредственным контролем вахтенного помощника капитана.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10].

4. Повышенный уровень шума и вибрации

Уровень шума регламентируется согласно СП 51.13330.2011.

Мероприятия по борьбе с шумом:

- устранение причин возникновения шума или снижение его в источнике;
- ослабление шума на путях передачи (например, звукоизолирующий кожух);
- непосредственная защита работающего или группы рабочих от воздействия шума.
- использование средств индивидуальной защиты органа слуха (антифоны, заглушки).
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров, с обязательным обследованием 1 раз в год у отоларинголога с проведением аудиометрии, невролога, офтальмолога.

Уровень вибрации регламентируется согласно ГОСТ 31192.1-2004. Наиболее действенным средством защиты человека от вибрации является устранение непосредственного его контакта с вибрирующим оборудованием. Замена и усовершенствование технологических операций, конструктивные усовершенствования, применение средств внешней виброзащиты упругодемпфирующими материалами и устройствами, которые размещаются между источником вибрации и руками человека, а также постоянный контроль

за исправностью оборудования и своевременным планово-предупредительным его ремонтом (ППР), так как, в процессе его эксплуатации и износа, особенно для ручного механизированного оборудования, происходит выраженное усиление вибрации. В целях профилактики, работающие должны использовать средства индивидуальной защиты: рукавицы или перчатки, спецобувь. Запрещается проведение сверхурочных работ с вибрирующим оборудованием.

6. Пожароопасность

Помещения ГКП относятся к взрывопожароопасным помещениям. В случае аварии или пожара есть условия для возникновения взрыва. Поэтому в СП 485.1311500.2020 есть ограничение на применение установок объемного пожаротушения. Это связано с необходимостью в случае аварии или пожара сохранить работу аварийной вентиляции, снижающей концентрацию горючих газов и паров в помещении. Для предотвращения взрыва важно, чтобы концентрация не превышала предельно допустимых значений.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности в организации, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник ГКП по производственной безопасности и его заместитель по хозяйственной части.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае загорания или пожара;
- осуществлять постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения;
- при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное (без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов. Ручные огнетушители должны размещаться:

- навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;
- установкой в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами, в специальные тумбы или на пожарные щиты и стенды.

5.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при проектировании и эксплуатации первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 26 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 26 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Атмосфера	Выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников, такие как дизельная электростанция, склад ГСМ, спецтехника.	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.	Для приема и утилизации хозяйственно – бытовых сточных вод в пределах участка поисковых работ предусматривается использование септиков и надворных туалетов, которые будут располагаться за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков.

В целях охраны и рационального использования земельных ресурсов при проектировании должны соблюдаться следующие основные требования к их проведению:

- недопущение захламления строительной зоны мусором, отходами изоляционных покрытий и других материалов, а также загрязнение ее горюче смазочными материалами;
- использование парка строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты, в целях снижения техногенного воздействия;

- своевременное и качественное выполнение всех природоохранных мероприятий, таких как противоэрозионные мероприятия и техническая рекультивация;
- использование природо- и ресурсосберегающих технологий проведения строительно-монтажных работ, позволяющих сократить потребность в древесине, песчано-гравийном грунте и др.;
- рациональное использование материальных ресурсов, снижение объема отходов производства с их последующей утилизацией или обезвреживанием.

По окончании реконструкции земли подлежат рекультивации, которая заключается в приведении земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования по назначению. Рекультивация земель является одной из важнейших составляющих комплекса мероприятий по восстановлению природных ресурсов [12].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой и возникновение лесного пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при проектировании и эксплуатации является возникновение взрыва. В ходе выполнения работ, для предотвращения взрывов и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в требованиях специального документа СП 485.1311500.2020 А.1 п. 4.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией природного характера является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной безопасности в

лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Весь персонал должен пройти специальную подготовку по обеспечению пожарной безопасности в производственных помещениях. Подготовка проводится способом обучения по программе пожарно-технического минимума, по возможности, с привлечением специалистов по пожарной безопасности.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: [15]

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Защитные мероприятия по предотвращению пожара [31, ГОСТ 12.1.004-91]: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; определены и обозначены места для курения; установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончании рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; действия работников при обнаружении пожара; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов, имеет спецодежду, изготовленную из термостойких антистатических материалов; перечень основных средств пожаротушения:

пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м³ и запасом пенообразователя не менее 0,150 м³, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10 шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные. От сильных морозов см. главу микроклимат и состояние воздушной среды.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5.5 Выводы к разделу

При выполнении задания по разделу были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, связанные с работой с вредными веществами на ГКП.

Основной опасный фактор – пожар и взрыв в ходе утечки газа и метанола. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – возникновение взрыва.

На ГКП в основном зоны в помещении по взрывоопасности – В-Ia, Классы пожароопасных зон по ПУЭ – П1.

Персонал по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок – Группа I по электробезопасности распространяется на неэлектротехнический персонал (не относящийся к электротехническому и электротехнологическому персоналу).

Осуществление на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду, хозяйственной и (или) иной деятельности – объект 1 категории.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были проанализированы основные осложнения, возникающие при разработке ачимовских отложений.

Для выявления основных факторов, влияющих на скорость коррозии, проведен статистический анализ с использованием метода главных компонент и построением многомерных регрессионных моделей. Установлено, что факторами, наиболее коррелированными со скоростью коррозии, являются температура, давление и расход. Парциальное давление CO_2 вносит основной вклад в скорость коррозии.

Построена линейная регрессионная модель, описывающая взаимосвязь скорости коррозии с температурой, давлением и расходом. Анализ построенной модели показал наличие аномальных значений скоростей коррозии (выбросов), оказывающих существенное влияние на коэффициенты регрессии.

После исключения аномальных скважин построена уточненная регрессионная модель. Расход из модели исключен как параметр, регрессионный коэффициент при котором имеет низкую статистическую значимость. При построении модели учтено известное уравнение ДеВаарда-Мильтямса. Получена следующая зависимость:

$$\lg V_{\text{корр}} = 6,37 - \frac{2377}{T} + 0,52 \lg P_{\text{CO}_2}$$

Можно предположить, что аномальные значения скоростей коррозии связаны именно с формированием и разрушением под влиянием условий эксплуатации слоя продуктов коррозии.

В подобных условиях наблюдается существенное влияние химического состава металла на развитие локальной коррозии: глубина проникновения коррозии для хромосодержащей марки стали 30ХМА в 3 раза ниже, чем для стали 09Г2С, не содержащей хром. Это можно связать с тем, что защитные свойства продуктов коррозии на хромосодержащей стали лучше.

Поэтому необходимо заменить элементы, выполненные из стали 09Г2С на 30ХМА.

Внедрена система ингибиторной защиты, заключающаяся в постоянной подаче ингибитора коррозии по существующему метанолопроводу, через перемычку в линию ГС1, экономический расчет подтвердил целесообразность данного метода, в связи с отсутствием простоя скважин.

Подобран ингибитор коррозии ХПК-002(Е), который повышает защитный эффект не ниже 93% и снижает скорость коррозии ниже 0,1 мм/год.

Разработана и реализуется комплексная программа по капитальному ремонту оборудования ГКП, включающая замену элементов ФА и фасонной трубопроводной арматуры в обвязке газоконденсатных скважин на действующем фонде скважин на элементы с защитным покрытием в местах, где отсутствует возможность подачи ингибитора коррозии.

Произведён анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника на кустовой площадке и указаны меры и мероприятия, обеспечивающие производственную безопасность.

ИСТОЧНИКИ ИНФОРМАЦИИ

1. Моисеева Л. С., Углова Е.С. Современный подход в решении задач защиты от углекислотной коррозии путем применения автоматизированной вычислительной системы «Барьер-СО₂» // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 10. –С. 7–11.
2. Маркин А.Н, О прогнозировании углекислотной коррозии углеродистой стали в условиях образования осадков солей // Защита металлов. –1995. – Т. 31, № 4 – С 394.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 126 с.
4. Кашковский Р.В., Ибатуллин К.А. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – №3. – С 71–91
5. Оводов А.И. // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. М: ВНИИОЭНГ. 1972. вып.2. С.5-8.
6. Фокин М.Н., Борисова Т.В. // Защита металлов. 1976. Т.12. № 6. С. 663-666.
7. Furbeth W., Schutze M. // Materials and Corrosion. 2009. Vol. 60. N 7. P.481-494.
8. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1984, 487 с.
9. Nakasugi H., Matsuda H., Development of new dine-Pipe Steels for Sour Gas Servis//Nippon Steel Techn. rep. – 1979. – N14. – P. 66-78
10. Легезин Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта природного газа с применением ингибиторов: Автореферат дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук. – М. ВНИИГаз, 1998. – 46 с.

11. Моисеева Л.С., Рашевская Н.С., Защита от углекислотной коррозии оборудования нефтегазовой и химической отраслей промышленности // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2001. – № 1. – С. 50–53.
12. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородосодержащих нефтегазовых месторождений. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. - 239 с.
13. Кеше Г. Коррозия металлов. Физико-химические принципы и актуальные проблемы. – М.: Металлургия, 1984. – 400 с.
14. Дамаскин Б.Б., Петрий О.А. Введение в электрохимическую кинетику. – М.: Высшая школа, 1983. – 400 с.
15. Решетников С.М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов. – Л.: Химия, 1986. – 114 с.
16. Нефтяная промышленность. РНТС. Сер.: Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. Исследование механизма углекислотной коррозии стали. // А.И. Оводов. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1972. – Вып. 2 – С. 5-8.
17. C.de Waard, Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // CORROSION. 1975. V. 31. No.5. P. 177.
18. C.de Waard, Milliams D.E. Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines // First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, paper F1, Sept 1975, University of Durham, UK
19. C.de Waard, Lotz U. and Milliams D.E. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines // CORROSION. – 1991. – V. 47. – 12. – P. 976.
20. Лунев А.Ф., Розова Е.Д., Герасименко Н.А. Влияние окислительно-восстановительных процессов углекислоты на скорость коррозии подземных сооружений. // Тр. Всесоюзной межвузовской конференции по вопросам борьбы с коррозией. – М.: Гостоптехиздат. – 1962.
21. Колотыркин Я.М. // Защита металлов. – 1967. – Том. 3 - № 2. – С. 131-144.

22. Колотыркин Я.М. Металл и коррозия. (Защита металлов от коррозии). – М.: Металлургия, 1985. – 88 с., ил.
23. Флорианович Г.М., Колотыркин Я.М., Соколова Л.А. Механизм активного растворения железа и сталей в растворах электролитов. Труды III международного конгресса по коррозии металлов. Том I. М., 1968.
24. Ротинян А.Л., Тихонов К.И., Шошина И.А. Теоретическая электрохимия. – Л.: Химия, 1981. – 424 с., ил.
25. Акимов А.Г., Розенфельд И.Л., Астафьев М.Г. // Защита металлов. – 1976. Том. 12. – С. 167 – 169.
26. C.de Waard, Lotz U. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel // CORROSION/93. Paper 69. NACE. Houston. Texas.
27. Gray L.G.S., Anderson B.G., Danysh M.J., Tremaine P.G. // CORROSION/89. Paper 469.
28. Nesic S., Postlethwaite J., Olsen S. // CORROSION/95. Paper131.
29. Nesic S., Solvi G.T., Energhaug J. // CORROSION. 1995. V. 51. No.10. P.773.
30. Nyborg R. Overview of CO₂ Corrosion Models for Wells and Pipelines. Corrosion. 2002. Paper No. 02233.;
31. Nyborg R. CO₂ Corrosion Models For Oil And Gas Production Systems. Corrosion. 2010. Paper No. 10371.
32. C. de Waard, D. E. Milliams, "Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines", First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, Paper F1, (Cranfield, UK: BHRA Fluid Engineering, 1975).
33. C. de Waard, U. Lotz, D. E. Milliams, "Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines", Corrosion, Vol. 47, No. 12, p. 976, 1991.
34. C. de Waard, U. Lotz, "Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel", CORROSION/93, Paper No. 69, (Houston, TX: NACE International, 1993).

35. C. de Waard, U. Lotz, A. Dugstad, "Influence of Liquid Flow Velocity on CO₂ Corrosion: A Semi -Empirical Model", CORROSION/95, Paper No. 128, (Houston, TX: NACE International, 1995).
36. A. Dugstad, L. Lunde, K. Videm, "Parametric Study of CO₂ Corrosion of Carbon Steel", CORROSION/94, Paper No. 14, (Houston, TX: NACE International, 1994).
37. C. de Waard, U. Lotz, D. E. Milliams, "Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines", Corrosion, Vol. 47, No. 12, p. 976, 1991.
38. C. de Waard, U. Lotz, D. E. Milliams, "Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines", Corrosion, Vol. 47, No. 12, p. 976, 1991.;
39. C. de Waard, U. Lotz, "Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel", CORROSION/93, Paper No. 69, (Houston, TX: NACE International, 1993).
40. A. M. K. Halvorsen, T. Søntvedt, "CO₂ Corrosion Model for Carbon Steel Including a Wall Shear Stress Model for Multiphase Flow and Limits for Production Rate to Avoid Mesa Attack", CORROSION/99, Paper No. 42, (Houston, TX: NACE International, 1999).;
41. "CO₂ Corrosion Rate Calculation Model", NORSOK standard No. M-506, <http://www.nts.no/norsok>, (Oslo: Norwegian Technology Standards Institution, 1998).
42. A. J. McMahon, D. M. E. Paisley, "Corrosion Prediction Modelling - A Guide to the Use of Corrosion Prediction Models for Risk Assessment in Oil and Gas Production and Transportation Facilities", Report No. ESR.96.ER.066, BP International, Sunbury, 1997.
43. M. R. Bonis, J. L. Crolet, "Basics of the Prediction of the Risks of CO₂ Corrosion in Oil and Gas Wells", CORROSION/89, Paper No. 466, (Houston, TX: NACE, 1989).;

44. J. L. Crolet, M. R. Bonis, "An Optimized Procedure for Corrosion Testing under CO₂ and H₂S Gas Pressure", CORROSION/89, Paper No. 17, (Houston, TX: NACE, 1989).;

45. J. L. Crolet, M. R. Bonis, "Prediction of the Risks of CO₂ Corrosion in Oil and Gas Well", SPE Production Engineering, Vol. 6, No. 4, p. 449, 1991.

46. Y. M. Gunaltun, "Combining research and field data for corrosion rate prediction", CORROSION/96, Paper No. 27, (Houston, TX: NACE International, 1996).

47. B. F. M. Pots, "Mechanistic Models for the Prediction of CO₂ Corrosion Rates under Multi-Phase Flow Conditions", CORROSION/95, Paper No. 137, (Houston, TX: NACE International, 1995).;

48. E. W. J. van Hunnik, B. F. M. Pots, E. L. J. A. Hendriksen, "The formation of Protective FeCO₃ Corrosion Product Layers in CO₂ Corrosion", CORROSION/96, Paper No. 6, (Houston, TX: NACE International, 1996).;

49. B. F. M. Pots, R. C. John, I. J. Rippon, M. J. J. S. Thomas, S. D. Kapusta, M. M. Girgis, T. Whitham, "Improvements on de Waard - Milliams Corrosion Prediction and Applications to Corrosion Management", CORROSION/2002, Paper No. 02235, (Houston, TX: NACE International, 2002).

50. Кравцов В.В., Латыпов О.Р., Макаренко О.А., Ибрагимов И.Г. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования. – М.: Химия, 2010. – 344 с.

51. Малышев Д.А., Волочанинов Н.В. Противокоррозионная защита и контроль коррозионных процессов промышленных объектов ООО «Газпром добыча Астрахань» // Материалы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии. - (Астрахань, 17-21 мая 2010). - М.: Газпром экспо, 2010. С. 64-74

52. Нургалиев Д.М., Маняченко А.В. Система противокоррозионной защиты на ОНГКМ // Газовая промышленность. – 2008. № 7. – С. 80-82

53. Moore D.P., Bayars H.G. Measurement records vital for effective program // Oil and Gas Journal. – 1990. – Vol.88. – P.97-101.

54. Гафаров Н.А., Митрофанов А.В., Киченко А.Б. Коррозионный мониторинг на объектах нефтедобычи. – М.: ИРЦ Газпром. – 2002. Обз. информ. Сер. Защита от коррозии оборудования в газовой промышленности.
55. Хайдерсбах Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа. – Спб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 480 с.
56. NACE RP0775. Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations.
57. R. Baboian. 2002. NACE Corrosion Engineer's Reference Book, 3rd ed. Houston, TX: NACE.
58. NACE TM0169. Laboratory testing of metal
59. R. Eckert, H. Alldrich, C. Edwards, and B. Cookingham. Microscopic differentiation of natural gas initiation in natural gas pipeline systems. NACE 06692.
60. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов. [Электронный ресурс]. / М.: Мин-во экономического развития РФ. – 2021.
61. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».
62. Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых по состоянию на 01.01.2022, сводный [Электронный ресурс]. / М.: Федеральная налоговая служба. URL: https://www.nalog.gov.ru/rn70/related_activities/statistics_and_analytics/forms/12171667/

Приложение А

Страницы 154-158 отсутствуют, так как содержат коммерческую тайну.

Определение основных экономических показателей проекта

Таблица А.1 – Расчет амортизации

	Ёмкость хранения ингибитора, руб.	Насос, руб.	Промысловый трубопровод, руб.	Прочие КВ, руб.	Природоохранные мероприятия, руб.	Суммарная амортизация, руб.
Затраты	9 000 000	6 600 000	120 600 000,00	13 620 000,00	6 810 000,00	
2022	600 000,00	1 320 000,00	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,43
2023	600 000,00	1 320 000,00	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,43
2024	600 000,00	1 320 000,00	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,43
2025	600 000,00	1 320 000,00	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,43

Таблица А.2 – Расчет эксплуатационных затрат

Удельная норма расхода РИК	0,8	кг/ 1000м ³
	6944,7	кг/ сут
Цена 1 кг РИК	25,7	руб.
Количество смен	365	сут
Стоимость РИК в год по 6 кустам	11726682,1	руб.
Тариф на электроэнергию	3,42	руб./ (кВт*ч)
Потребление энергии абсорбером	0,025	МВт/ч
Затраты на электроэнергию в год	738 720,00	руб.
Суммарные затраты	144 198 143,57	руб.

Таблица А.3 – Расчет показателей ЧДД и ВНД

Показатель	Сумма	Ввод оборудования	2022	2023	2024	2025
Амортизация, руб.	80 680 285,71	0	20 170 071,43	20 170 071,43	20 170 071,43	20 170 071,43
Выручка, руб.	1 653 917 076,32	-	588 901 342,81	546 262 705,76	518 753 027,75	518 753 027,75
Капитальные вложения, руб.	136 200 000,00	136 200 000,00	-	-	-	-
Текущие затраты (эксплуатационные затраты), руб.	432 594 430,71	-	144 198 143,57	144 198 143,57	144 198 143,57	144 198 143,57
Валовая прибыль, руб.	1 221 322 645,61	-	444 703 199,24	402 064 562,19	374 554 884,18	374 554 884,18
Налог на прибыль, руб.	244 264 529,12	-	88 940 639,85	80 412 912,44	74 910 976,84	74 910 976,84
Чистая прибыль, руб.	977 058 116,49	0	355 762 559,39	321 651 649,75	299 643 907,35	299 643 907,35
Денежный поток, руб.	1 221 182 309,55	-136 200 000,00	375 932 630,82	341 821 721,18	319 813 978,77	319 813 978,77
Чистый дисконтированный доход, руб.	842 301 832,41	-136 200 000,00	190 697 939,84	449 164 269,66	659 447 152,06	842 301 832,41
Внутренняя норма доходности, руб.	266,68					

Приложение Б

(справочное)

FIELD STUDIES TO DETERMINE CORROSION RATES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Печерский Марк Сергеевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

1. Field studies to determine corrosion rates

The main objective of the study is to determine the actual corrosion rates of the internal surface of pipelines and GCP equipment on preparation of the Achimov deposits, assess the corrosion aggressiveness of the environment in different areas and obtain background corrosion rates to assess the effectiveness of the planned inhibitor corrosion protection.

A gravimetric corrosion rate measuring method was chosen as the main corrosion monitoring method. The locations of the corrosion rate monitoring nodes were then determined. The locations were chosen to avoid changes in process flow diagrams and field firing operations as much as possible.

Corrosion rate monitoring devices were installed at the following locations to monitor the corrosion processes of the entire gas gathering system and the GTU system:

- flanged pair on GS1.1 and GS1 pipelines to the pressure regulator (high pressure line);
- a boss located on the pipelines HS2.1 of the metering and control valve assembly and HS2 of the modular well piping after the pressure regulator (high pressure line);
- the boss located on the GS1.1 lines of the gas manifolds in the switching valve building;
- a bead located on the GS14.1 lines of the gas and condensate treatment shop upstream of the ejector unit;
- a boss located on the GS15.1 lines of the gas and condensate treatment shop, located after the ejector unit;
- a barrel located on the metering lines at the gas measuring point. Metal cylinders (Figure 1) and disk samples (Figure 2), made in accordance with Section 5 of GOST R 9.905-2007 [7], were used as witness samples.

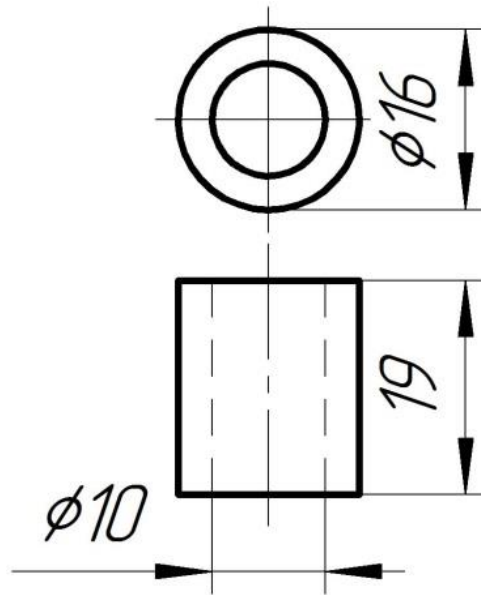


Figure 1 - Cylindrical corrosion witness sample

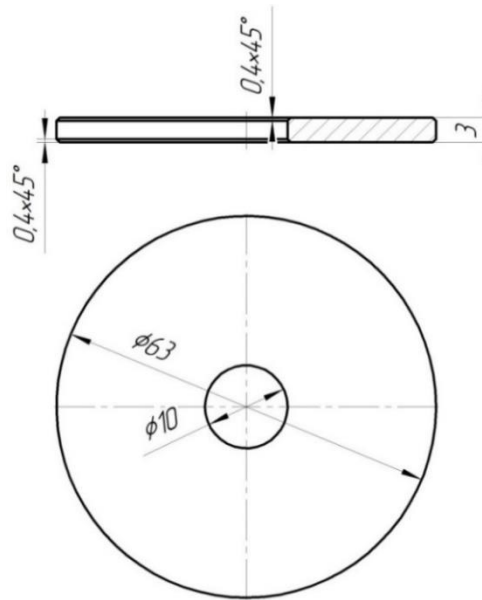


Figure 2 - Corrosion witness disc sample

No samples with visible surface defects (shrinkage shells, pores, cracks, surface inclusions) or accidental damage (impact marks, etc.) were allowed to be used as witness samples. Samples were made of metal used in real conditions - steel grade 09G2S. On the surface of specimens not in contact with the working environment, marks were made, applied with a core, allowing to carry out identification of specimens before the test in an aggressive environment and after it.

Metal samples were prepared in accordance with GOST 9.506-87 [8] paragraphs 2.4.1-2.4.3. The surface of the sample was cleaned with fine-grained emery paper with roughness Ra no more than 1.6 μm . Then witness samples were washed with water, blotted with filter paper, then wiped with a cotton swab moistened with alcohol or acetone for degreasing, packed in filter paper and kept in a desiccator with a desiccant (calcium chloride calcium) for 1 hour (Figure 3). The linear dimensions of the witness samples were taken before preparation. Each sample dimension was measured three times to the nearest tenth of a millimetre and the arithmetic mean value was determined. The surface area of the cylindrical specimens in contact with the working medium was calculated using formula 1:

$$S = \pi \cdot D \cdot h, \quad (1)$$

where S is the surface area of the sample, mm^2 ;

D - outer diameter of the sample, mm;

h - height of the sample, mm.

The surface area of the witness disc samples in contact with the corrosive medium was calculated according to formula 10:

$$S = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{2} + \pi \cdot D \cdot h, \quad (2)$$

where S is the surface area of the sample, mm^2 ;

D - outer diameter of the sample, mm;

d - diameter of the sample surface not in contact with the medium, mm;

h is the thickness of the sample, mm.

After measuring the linear dimensions, the samples were weighed on analytical scales with an accuracy of 0.0001 g, according to clause 9.7.4.3 of STO Gazprom 9.3-007-2010 [9]. Prepared and weighed witness samples were stored in a desiccator, packed in filter paper.

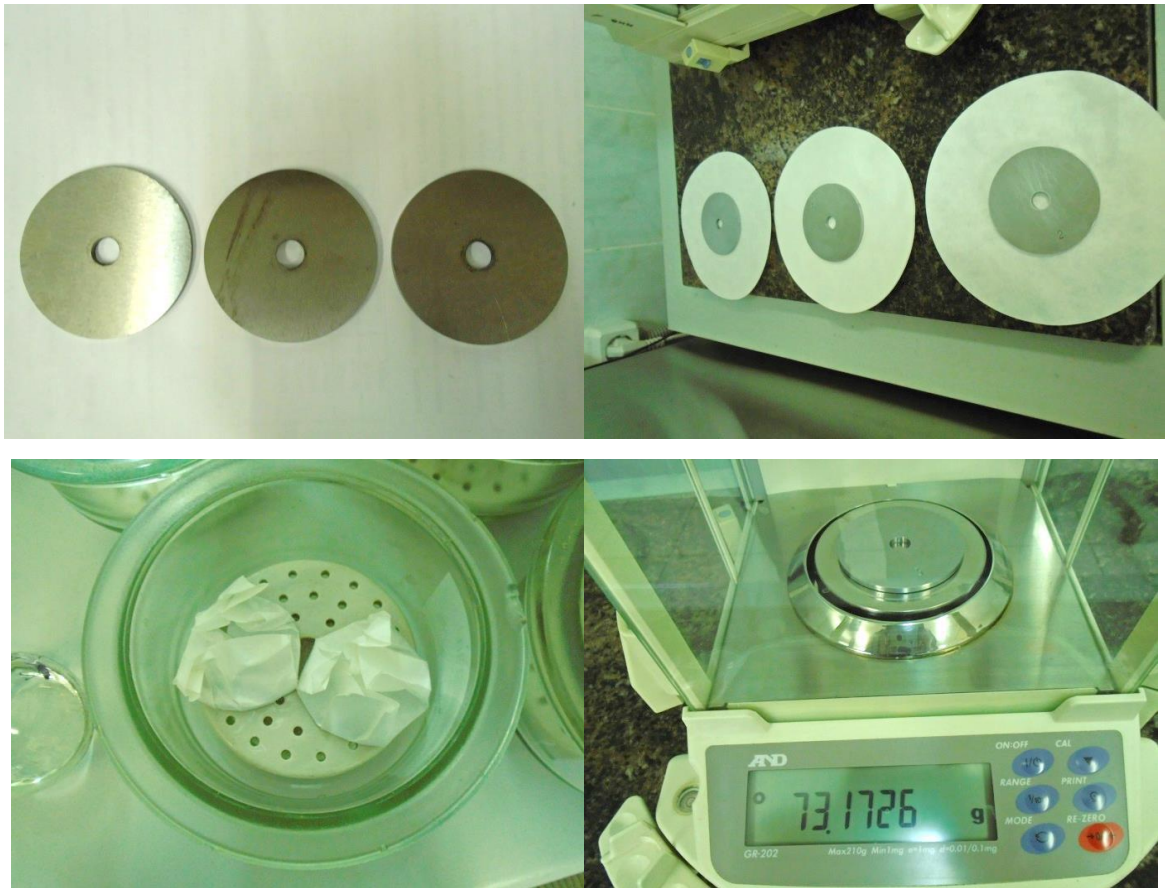


Figure 3 - Steps in preparing witness samples

The gravimetric cassette was assembled by inserting fluoroplastic insulators and test samples alternately onto the rod (Figure 4). The witness samples in the cassette were arranged according to sequence numbers marked on the end surface, starting from the smallest value. The gravimetric cassette was assembled just before installing the cassette into the pipeline. The gravimetric cassette was then installed by screwing it into the thermowell barrel.



Figure 4 - Typical gravimetric cassette with 6 samples

The witness disc samples were assembled by installing the insulators and test samples alternately on a rod that was passed through the through hole in the side surface of the inter-flanged disc (Figure 5). The inter-flange corrosion rate monitoring assembly was then installed in the first flange pair after the angle fitting on the borehole tie-in piping.



Figure 5 - Corrosion rate control assembly

The exposure of the witness samples was carried out under normal operating conditions of the facility for one month. The test time was counted from the time the samples were placed in the environment, recorded in hours and minutes, after which the devices were removed. The corrosion witness samples were then packed in filter paper, placed in a polyethylene or paper bag and transported to the laboratory where further stages of investigation were carried out.

After disassembling the corrosion rate measuring devices, the samples were washed in running water and visually inspected, noting the type and form of corrosion, the presence and distribution of corrosion lesions, the presence, colour

and type of corrosion products. After visual inspection the surface of samples were cleaned from corrosion products according to GOST 9.907-2007 [10]. After removal of corrosion products, the samples were degreased with ethyl alcohol, kept in a desiccator with a desiccant for 1 h (Figure 6).

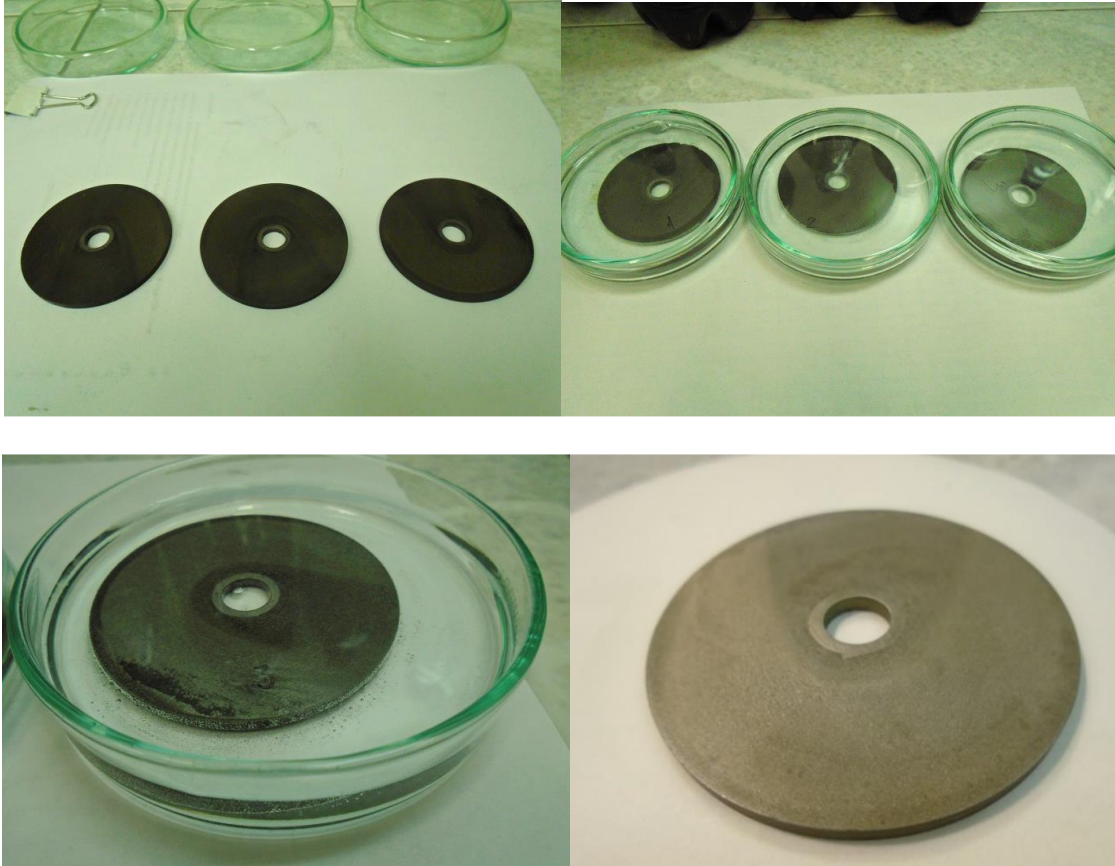


Figure 6 - Removal of corrosion products from the surface of the samples

After standing in the desiccator, the samples were weighed on an analytical scale to the nearest 0.0001 g and the mass corrosion rate K_m ($\text{g}/\text{m}^2 \cdot \text{year}$) was calculated:

$$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot \tau}, \quad (3)$$

where m_0 is the mass of the sample before the test, g;

m_1 - mass of the sample after the test, g;

S - Test surface area of the specimen, m^2 ;

τ is the exposure time, year.

The deep corrosion rate K_r (mm/year), based on the known corrosion rate by mass loss K_m (g/m² · year) was calculated using the formula:

$$K_r = \frac{K_m}{\rho} \cdot 10^3, \quad (4)$$

where K_m is the mass corrosion rate, g/m² · year;

ρ is metal density, g/m³.

The test result is the average corrosion rate K_r (mm/year) calculated according to the formula:

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n K_r}{n}, \quad (5)$$

where K_r - is the corrosion rate of n samples, (mm/year);

n is the number of witness samples per cassette.

As a result of these studies, corrosion rate values were obtained experimentally at various sections of the pipelines and equipment. Figure 7 shows photographs of the prepared corrosion witness samples prior to installation in the corrosion rate control unit. Figure 8 shows the corrosion witness samples after exposure and after laboratory treatment.

Corrosion marks on the surface of the samples show visually irregular exposure to corrosive media flow. There are also areas of varying degrees of corrosion damage on the surface.



Figure 7 - Prepared corrosion witness samples



Figure 8 - Corrosion witness samples after exposure to the medium

Table 1 - Results of baseline measurements of corrosion rates on pipelines

No. of the well.	Corrosion rate				No. of the well.	Corrosion rate			
	GS1		GS2			GS1		GS2	
	2016	2017	2016	2017*		2016	2017	2016	2017
2081	0,685	0,415	0,109	-	2A151	0,965	0,630	1,406	-
2082	0,228	0,213	0,037	-	2A152	0,429	0,133	0,084	-
2083	0,097	0,013	0,060	-	2A153	0,114	0,101	0,050	-
2084	0,433	0,131	0,139	0,004	2A311	0,049	-	0,075	-
2091	-	0,007	-	0,015	2A312	0,048	-	0,041	-
2092	0,394	0,244	-	0,093	2A313	0,025	-	0,030	-
2093	0,125	0,360	-	0,096	2A314	0,037	-	0,051	-
2094	0,294	0,122	-	0,017	2A321	0,039	-	0,054	-
2095	-	0,622	-	0,051	2A322	0,037	-	0,054	-
2111	0,284	0,127	0,067	-	2A323	0,046	-	0,063	-
2112	0,373	-	0,068	-	2A351	0,464	0,175	0,085	-
2113	0,195	0,074	0,052	-	2A352	0,199	0,157	0,070	-
2114	1,197	-	0,625	-	2A353	0,201	0,184	0,133	0,010
2121	0,358	-	0,065	-	2A391	0,215	0,080	0,054	-
2122	0,321	0,138	0,056	-	2A392	0,053	-	0,039	-
2123	0,311	0,157	0,049	-	2A393	0,166	0,093	0,076	-
2124	0,232	0,219	0,093	-	2A061	-	0,199	-	0,065
2131	0,294	0,196	0,101	-	2A062	-	0,280	-	0,043
2132	0,037	-	0,033	-	2A071	-	0,322	-	0,035
2133	0,367	-	0,059	-	2A072	-	0,081	-	0,033

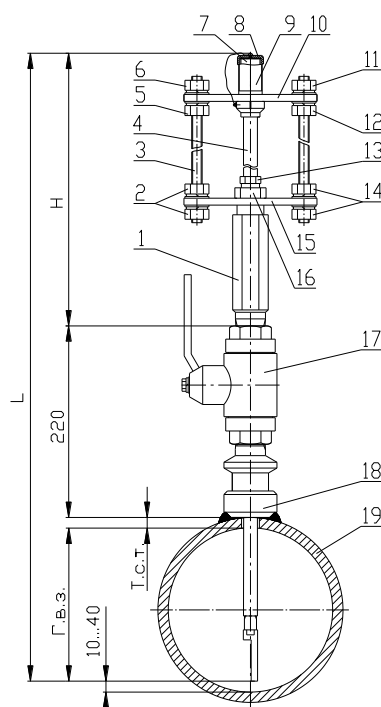
Table 1 shows the corrosion rate values for the sections of wellbore pipework located between the FA and the pressure regulator (line GS1) and between the pressure regulator and the collector point (line GS2). These sections recorded critical corrosion rates in excess of the design rate of 0.1 mm/year.

In addition to the above-mentioned points, corrosion rate measurements were carried out at the initial section of the loop gas pipeline, at the switching valve building, in the process pipelines of the gas and condensate treatment shops and in the metering lines of the gas flow measurement station. At these points, the measured corrosion rates are within the permissible limits of up to 0.1 mm/year.

As an alternative method of corrosion rate measurement, corrosion monitoring equipment based on measuring the resistance of corroded sensing

The execution of the research can be divided into 3 phases:

- Preparatory, which includes work on the measurement of background corrosion rates by gravimetric method;
- Phase I including setting up and calibrating the ER equipment, taking initial readings;
- Phase II, involving full-fledged measurements of corrosion rates, both gravimetric and ER methods.



171

From 16.06.2017 to 30.06.2017 initial gravimetric corrosion rate measurements were carried out at the planned sites, the results are shown in the table 2.

Table 2 - Background values for gravimetric corrosion rates

The line	Name of the location of the BCC	Type of gravimetric device	Corrosion rate, mm/year
GCS NO. 2A151	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,372
GCS NO. 2A151	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,479
GCS NO. 2A152	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,045
GCS NO. 2A152	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,028
GCS NO. 2A153	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,04
GCS NO. 2A153	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,027
CGS NO. 2A15	GS2 line (loop input)	Gravimetric cassette	0,015
CGS NO. 2A15	ZPA workshop	Gravimetric cassette	0,007

Phase I results (04.08 - 12.09)

On 04.08.2017, ER probes were installed in the planned locations. After the revision procedure, calibration and adjustment of the probes and corrosion probes, the first correct corrosion rate values were obtained on 16.08.2017. The gravimetric surveys were carried out between 04.08.2017 and 12.09.2017. The final results of the measurements are presented in Table 3.

Table 3 - Corrosion rate values for stage I

The line	Name of the location of the BCC	Type of gravimetric device	Corrosion rate, mm/year
GCS NO. 2A151	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,372
GCS NO. 2A151	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,479
GCS NO. 2A152	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,045
GCS NO. 2A152	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,028
GCS NO. 2A153	MoS, line GS2	Gravimetric cassette	0,04
GCS NO. 2A153	MoS, line GS2	Inter-flange unit	0,027

The extended results of stage I, obtained from the ER sensors, are presented as graphs in Figures 10, 11. Figure 10 shows the change in corrosion penetration depth over time and Figure 11 shows the change in corrosion rate between measurements.

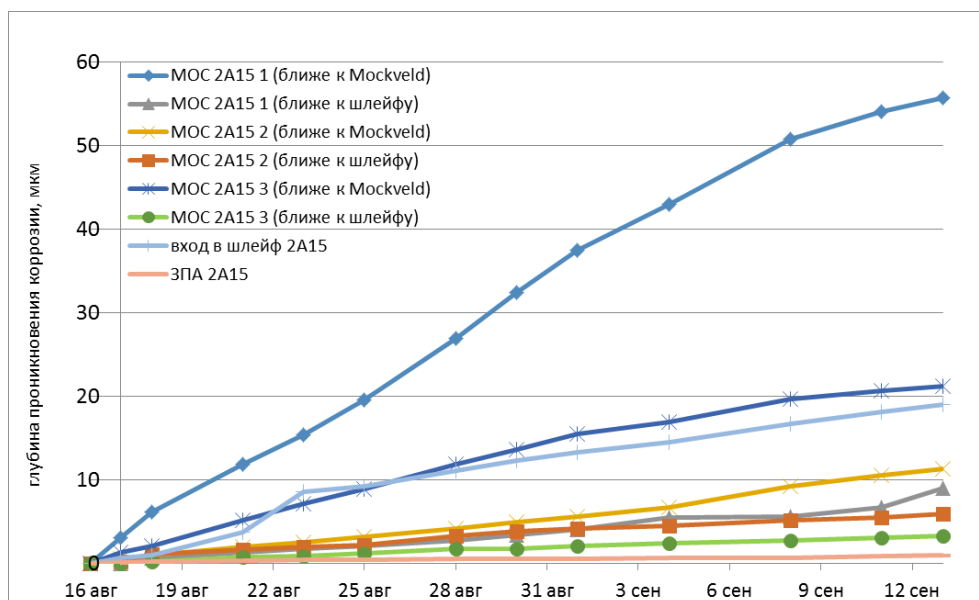


Figure 10 - Dynamics of corrosion penetration depth
ER sensors (Stage I)

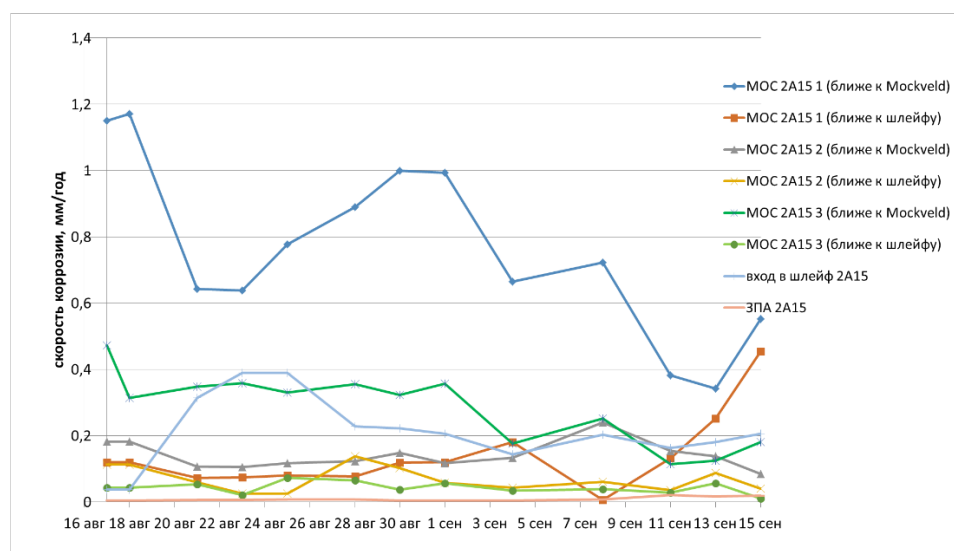


Figure 11 - Dynamics of corrosion rate determined by ER method (Stage I)

Stage II results (12.09 - 17.10)

In order to extend the data set for mathematical modeling and for correct comparison of results of corrosion rates obtained by gravimetric and resistivity measuring methods, the gravimetric devices were installed again from 12.09 to 17.10 and ER-methods were used for measuring corrosion rates-. -The final values obtained are shown in Table 4.

Table 4 - Corrosion rate values for stage II

Name of the location of the BCC	corrosion rate, mm/year		
	gravimetric BCCs, 04.08 - 12.09		ER sensors, 16.08 -12.09
	average of all samples	according to the lower sample	
MOS 2A15 1 (HS 2, closer to Mockveld)	0,665	0,688	0,717
MOS 2A15 1 (GS 2, closer to the loop)	0,096	0,136	0,140
MOS 2A15 2 (HS 2, closer to Mockveld)	0,030	0,032	0,143
MOS 2A15 2 (GS 2, closer to the loop)	0,031	0,034	0,074
MOS 2A15 3 (HS 2, closer to Mockveld)	0,111	0,124	0,271
MOS 2A15 3 (GS 2, closer to the loop)	0,052	0,124	0,041
2A15 loop inlet	0,014	0,018	0,246
ZPA 2A15	0,004	0,004	0,013

The extended results of Phase II, obtained from the ER sensors, are presented as graphs in Figures 12, 13. Figure 12 shows the change in corrosion penetration depth over time and Figure 13 shows the change in corrosion rate between measurements.

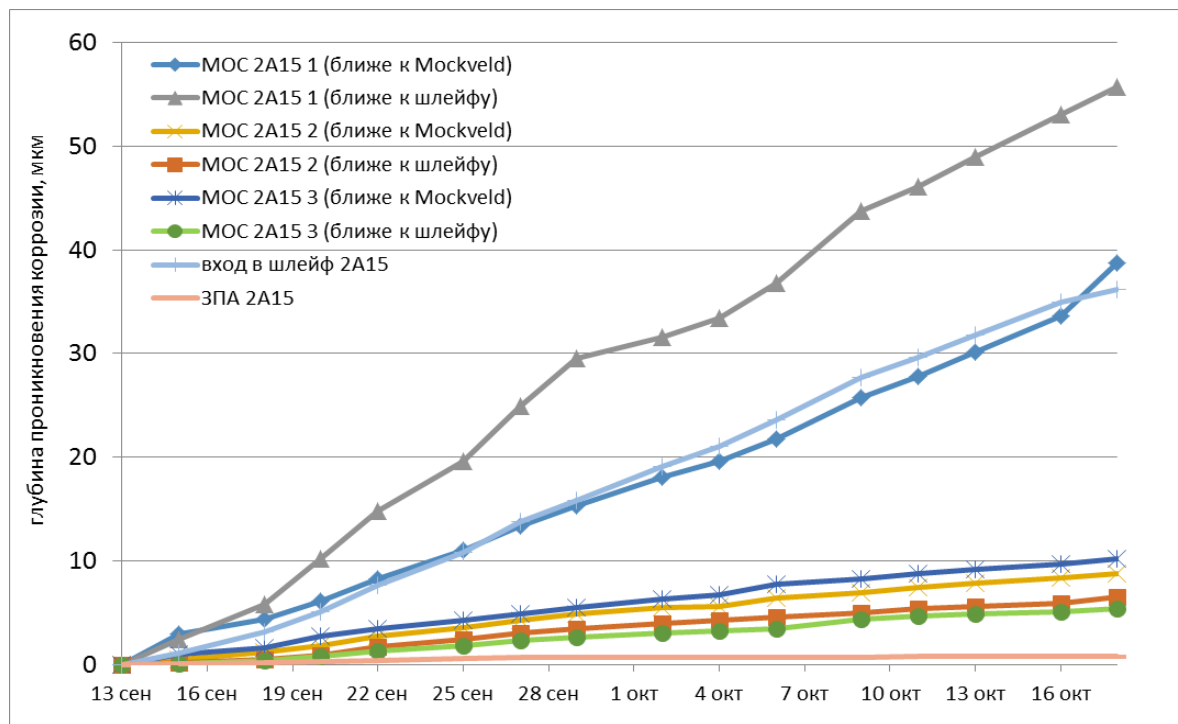


Figure 12 - Dynamics of ER sensor corrosion penetration depth (Phase II)

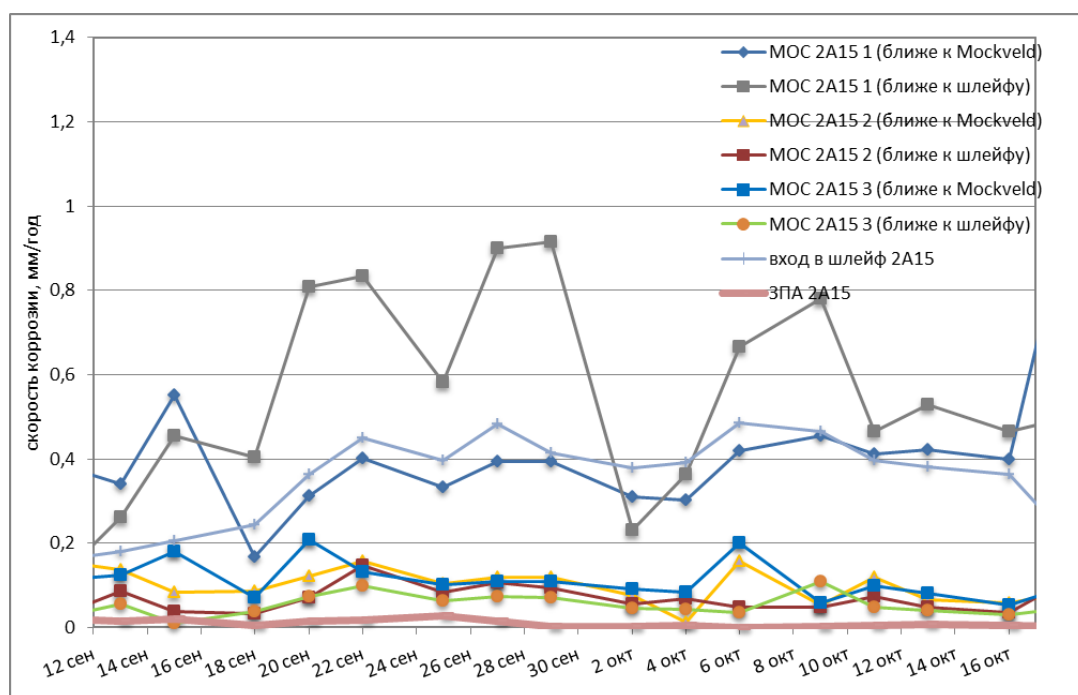


Figure 13 - Dynamics of corrosion rate determined by ER method (Stage II)

Statistical processing of field data. Evaluation of their influence on corrosion rate.

In order to identify preliminary dependencies of carbon dioxide corrosion rate on process parameters of well and pipeline operation, a data array was generated using a supervisory control information and management system. The data array includes data on gas flow rate, pressure and temperature at a given site in 1-hour increments.

As a result of the work carried out, possible corrosion rate dependencies on the available parameters detected by the ER sensors were considered. As a result of this analysis, no explicit corrosion rate dependencies on flow rate and operating pressure were established. However, corrosion rates were found to depend on the temperature of the produced product.

The graph (Figure 14) shows that the corrosion rate increases to 0.-70.9 mm/year with an increase in temperature of more than 5°C. When determining the corrosion rate by gravimetric method, it is not possible to detect such a relationship.

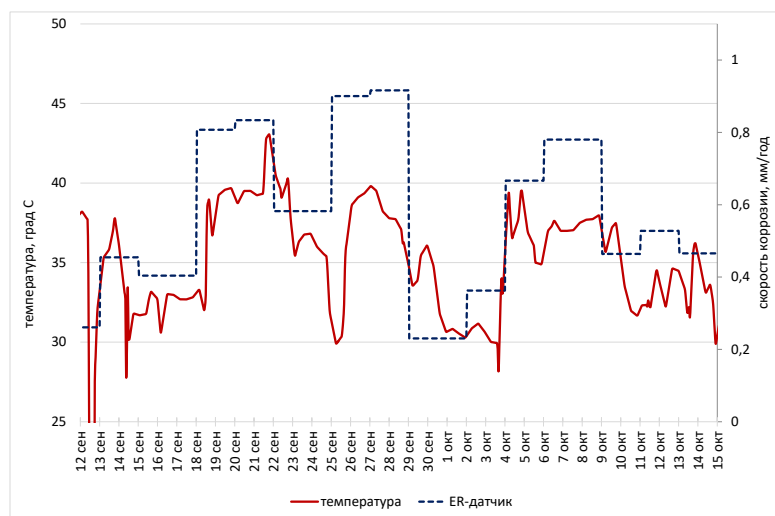


Figure 14 - Corrosion rate-temperature dependence of the 2A15 pipework after the pressure regulator

Figures 15 - 17 show graphs of temperature and corrosion rate changes at investigated sections for pipelines of wells 2A151, 2A152, 2A153 over the whole period of testing. Figures 18, 19 show graphs of temperature and corrosion rate changes for the initial sections of gas collectors, immediately after the pad and at the end, in the building of switching valves (BFG), respectively. The corrosion rate increases with increasing temperature (red boundaries) and conversely, the corrosion rate decreases with decreasing temperature (blue boundaries).

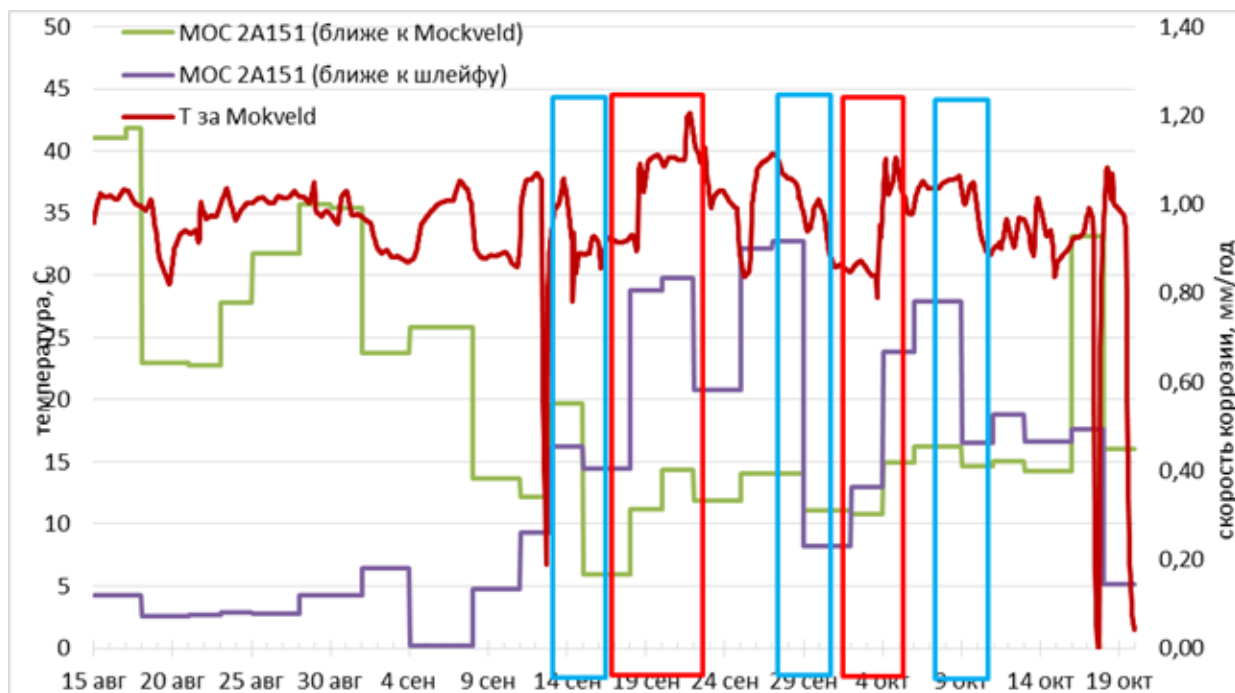


Figure 15 - Corrosion rate-temperature dependence at GS2 of well 2A151

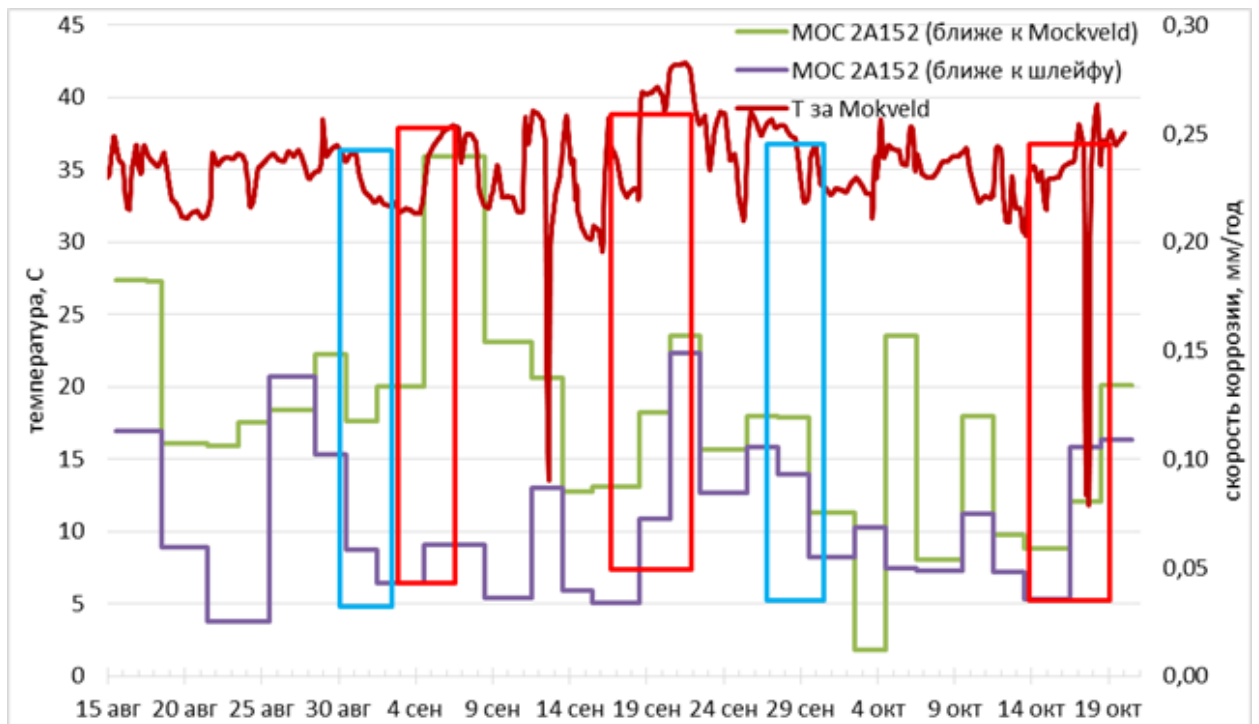


Figure 16 - Dependence of corrosion rate on temperature at GS2 of well 2A152

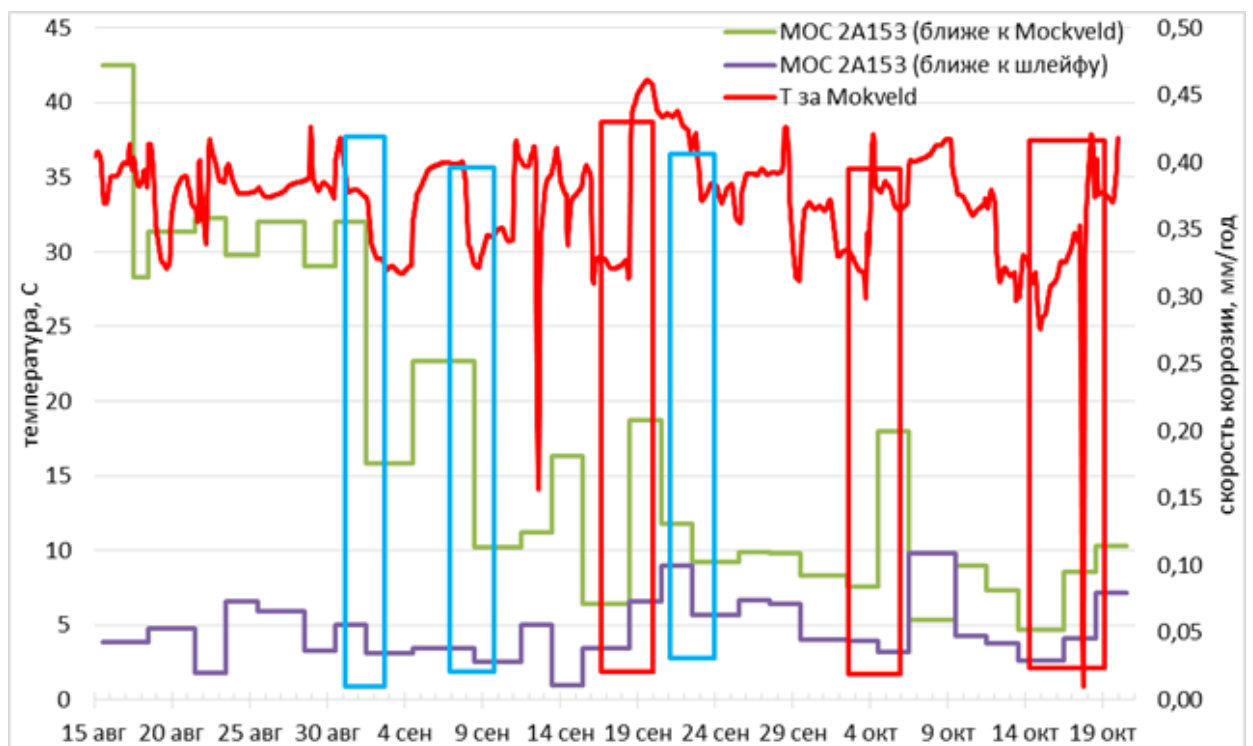


Figure 17 - Dependence of corrosion rate on temperature at GS2 of well 2A153

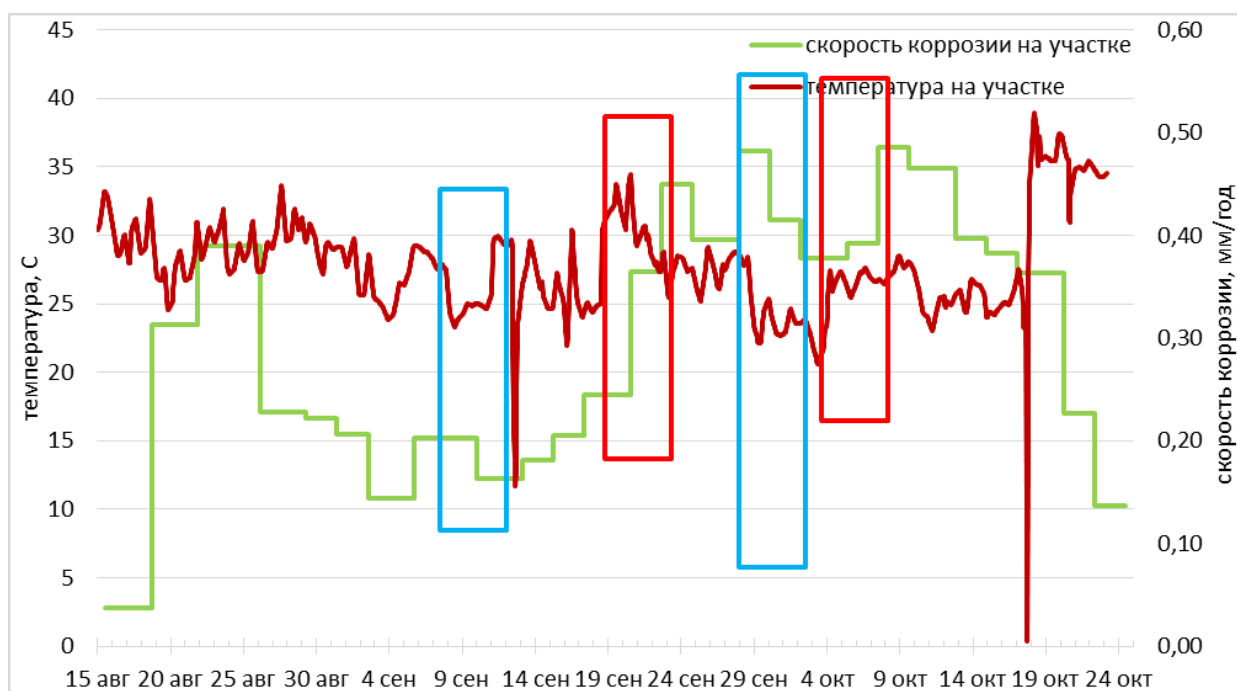


Figure 18 - Dependence of corrosion rate on temperature at the initial section of the HSC after MOS

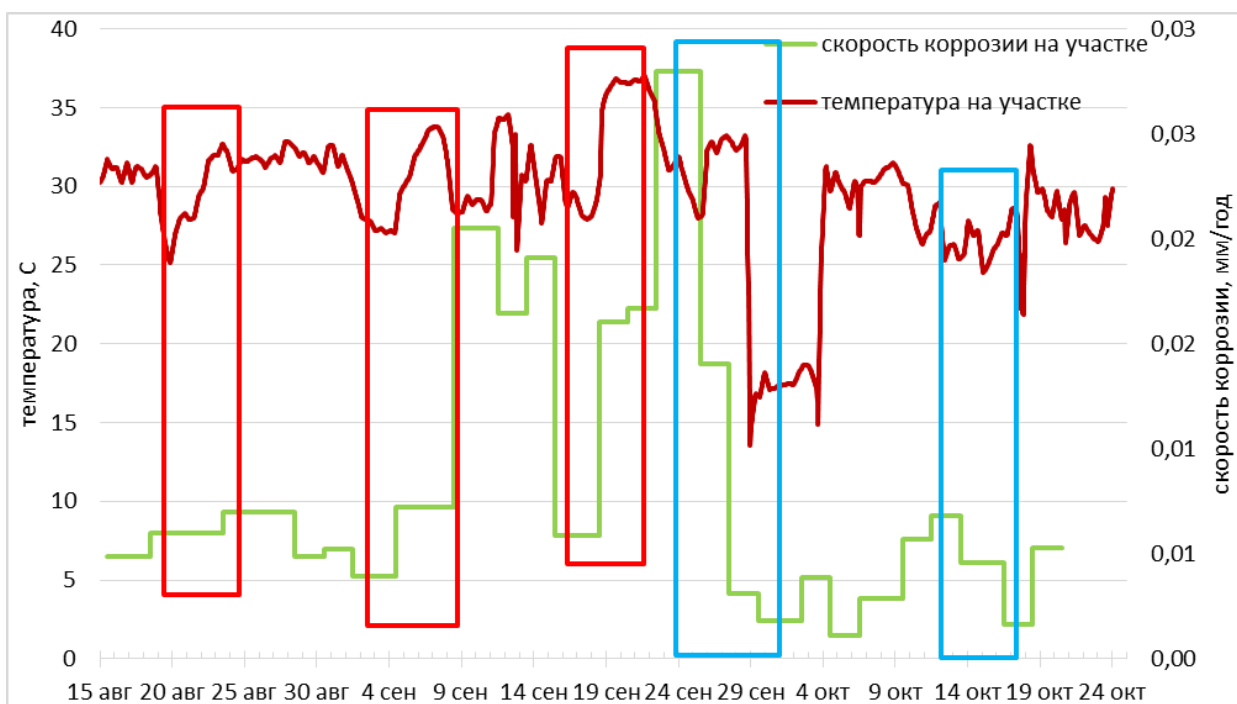


Figure 19 - Dependence of corrosion rate on temperature at the HSC section in the ZPA

Having obtained preliminary data on the clear influence of product temperature on the corrosion rate, we proceeded with a full factor analysis, taking this fact into account.

REFERENCES

1. Furbeth W., Schutze M. // Materials and Corrosion. 2009. Vol. 60. N 7. P.481-494.
- Nakasugi H., Matsuda H., Development of new dine-Pipe Steels for Sour Gas Servis/Nippon Steel Techn. rep. - 1979. - N14. - P. 66-78
3. C.de Waard, Milliams D.E. Carbonic Acid Corrosion of Steel // CORROSION. 1975. V. 31. No.5. P. 177.
4. C.de Waard, Milliams D.E. Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines // First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, paper F1, Sept 1975, University of Durham, UK
5. C.de Waard, Lotz U. and Milliams D.E. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines // CORROSION. - 1991. - V. 47. - 12. - P. 976.
6. C.de Waard, Lotz U. Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel // CORROSION/93. Paper 69. NACE. Houston. Texas.