

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

УДК 622.279.42-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Охременко Илья Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.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
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК – 1, ОК – 2, ОК – 3, ОК – 4, ОК – 5, ОК – 7) (ЕАС – 4.2а) (АВЕТ – 3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК – 3, ОК – 4, ОК – 7, ОК – 9) ПК – 4, ПК – 5, ПК – 13, ПК – 15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК – 1, ОК – 2, ОК – 3, ОК – 4, ОК – 7, ОК – 8, ОК – 9) (АВЕТ – 3i), ПК1, ПК – 23, ОПК – 6, ПК – 23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК – 1, ОПК – 2, ОПК – 3, ОПК – 4, ОПК – 5, ОПК – 6) (ЕАС – 4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно – технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК – 1, ПК – 2, ПК – 3, ПК – 4, ПК – 7, ПК – 8, ПК – 9, ПК – 10, ПК – 11, ПК – 13, ПК – 14, ПК – 15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК – 1, ПК – 5, ПК – 6, ПК – 10, ПК – 12)
в области организационно – управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК – 5, ОК – 6, ПК – 16, ПК – 18) (ЕАС – 4.2 – h), (АВЕТ – 3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК – 5, ПК – 14, ПК17, ПК – 19, ПК – 22)
в области экспериментально – исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально – исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК – 21, ПК – 23, ПК – 24, ПК – 25, ПК – 26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК – 22, ПК – 23, ПК – 24, ПК – 25, ПК – 26,) (АВЕТ – 3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК – 27, ПК – 28, ПК – 29, ПК – 30) (АВЕТ – 3с), (ЕАС – 4.2 – e)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Охременко Илье Андреевичу

Тема работы:

Анализ основных показателей разработки газоконденсатных месторождений с применением газовых методов поддержания пластового давления	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59–123/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

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	Анализ геолого–промысловых условий газоконденсатных месторождений. Особенности разработки газоконденсатных месторождений. Мировой опыт применения технологии поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях. Технические и технологические особенности применения газовых методов. Подготовка и закачка газа в пласт. Контроль за разработкой газоконденсатного месторождения в условиях применения методов повышения конденсатоизвлечения. Современный подход к технологиям газовых методов.

	Коэффициент извлечения конденсата при газовых методах воздействия. Анализ динамики улучшения показателей разработки на газоконденсатных месторождениях.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ применения системы поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ технологий, применяемых в процессе добычи газа и конденсата	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Динамика основных показателей разработки газоконденсатных месторождений при газовых методах поддержания пластового давления	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Анализ применения системы поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях
Анализ технологий, применяемых в процессе добычи газа и конденсата
Динамика основных показателей разработки газоконденсатных месторождений при газовых методах поддержания пластового давления
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Охременко Илья Андреевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019/2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ – ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2020	Анализ применения системы поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях	30
02.04.2020	Анализ технологий, применяемых в процессе добычи газа и конденсата	30
27.04.2020	Динамика основных показателей разработки газоконденсатных месторождений при газовых методах поддержания пластового давления	20
12.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
27.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		29.02.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Обозначения, определения и сокращения

ВГВ – водогазовое воздействие;

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КГФ – конденсатно–газовый фактор;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КИК – коэффициент извлечения конденсата;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКС – насосно–компрессорная станция;

ОПР – опытно–промышленные работы;

ППД – поддержание пластового давления;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, в том числе 32 рисунка, 19 таблиц. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: газоконденсатные месторождения, сайклинг–процесс, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, поддержание пластового давления, конденсат.

Объектом исследования являются газоконденсатные месторождения.

Цель исследования – анализ основных показателей разработки газоконденсатных месторождений с применением газовых методов поддержания пластового давления.

В процессе исследования были подробно рассмотрены газовые методы поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях. Проведен анализ технологий по добыче газа и конденсата. Проанализированы основные показатели разработки при применении газовых методов поддержания пластового давления.

В результате исследования выявлен положительный эффект применения газовых методов поддержания давления на извлечение газа и конденсата.

Область применения: фонд газоконденсатных скважин.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением добычи газа и конденсата за счет поддержания пластового давления газовыми методами.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	13
1.1 Анализ геолого–промысловых условий газоконденсатных месторождений	16
1.2 Особенности разработки газоконденсатных месторождений	22
1.3 Мировой опыт применения технологии поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях	26
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА.....	30
2.1 Технические и технологические особенности применения газовых методов	30
2.1.1 Применение обогащенного газа для повышения конденсатоизвлечения пласта.....	30
2.1.2 Технология извлечения ретроградных углеводородов путем активного воздействия на пласт сухим неравновесным газом.....	34
2.1.3 Технология водогазового воздействия на газоконденсатных месторождениях	41
2.2 Подготовка и закачка газа в пласт.....	46
2.3 Контроль за разработкой газоконденсатного месторождения в условиях применения методов повышения конденсатоизвлечения.....	49
2.4 Современный подход к технологиям газовых методов	53
3 ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГАЗОВЫХ МЕТОДАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	56
3.1 Коэффициент извлечения конденсата при газовых методах воздействия....	56
3.1.1 Зависимость коэффициента извлечения конденсата от проницаемости при сайклинг–процессе	57
3.1.2 Исследование коэффициента извлечения конденсата при нагнетании неуглеводородного газа	58
3.2 Анализ динамики улучшения показателей разработки на газоконденсатных месторождениях	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 SWOT–анализ	69
4.2 Планирование исследовательской работы в рамках ВКР	71

4.3 Структура работ в рамках проводимого исследования	72
4.4 Разработка графика проведения исследовательской работы	72
4.5 Бюджет проводимого исследования	74
4.5.1 Расчет затрат на материалы	75
4.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования	76
4.5.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	76
4.5.4 Расчет затрат на оплату труда.....	77
4.5.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	79
4.5.6 Расчет накладных расходов	80
4.5.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	80
4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	81
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	87
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	88
5.2 Профессиональная социальная безопасность	89
5.2.1 Анализ вредных факторов рабочей среды.....	90
5.2.2 Анализ опасных факторов рабочей среды.....	92
5.3 Экологическая безопасность.....	94
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	94
5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов	95
5.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира.....	95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	99

ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть природных запасов углеводородного сырья приурочена к залежам газоконденсатного типа. В отечественной газопромысловой практике такие залежи разрабатываются, как правило, на режиме истощения пластовой энергии. Этот процесс сопровождается понижением пластового давления и ретроградной конденсацией высококипящих углеводородов (конденсата) с выпадением части из них в жидкую фазу и потерей их в пластах вследствие того, что выпавший в пластах конденсат оказывается малоподвижным и практически не вовлекается в процесс фильтрации. Анализ разработки газоконденсатных месторождений (ГКМ) как отечественных, так и зарубежных, свидетельствует о сравнительно низких коэффициентах извлечения жидких углеводородов – в пределах 20–30%.

Актуальность данной работы заключается в том, что в разрабатываемых на истощение газоконденсатных месторождениях накоплены значительные запасы выпавшего в пласте конденсата, которые при используемой системе разработки остаются не извлекаемыми.

В настоящее время в России даже газоконденсатные месторождения с уникально высоким содержанием конденсата (более 500 г/м³) разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, и ввиду ретроградных явлений в пласте остается от 50 до 80% потенциальных запасов конденсата. Избежать таких потерь можно путем искусственного поддержания пластового давления на уровне выше давления начала конденсации.

Метод поддержания пластового давления путем рециркуляции газа, названный сайклинг–процесс, оказался одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ основных показателей разработки газоконденсатных месторождений с применением газовых методов поддержания пластового давления.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать геолого–промысловые особенности газоконденсатных месторождений для внедрения систем поддержания пластового давления.

2. Проанализировать современные технологии систем поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях.

3. Обосновать целесообразность применения технологий поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях.

1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Система разработки газоконденсатных месторождений на истощение без поддержания пластового давления (ППД) приводит к снижению пластовой энергии и, как следствие, выпадению конденсата в пласте. При этом значительная часть выпавшего в пласте конденсата «теряется» для добычи из-за того, что находится ниже порога своей гидродинамической подвижности. Избежать значительных потерь можно путем искусственного поддержания пластового давления на уровне выше давления начала конденсации.

В мировой практике нашли широкое применение различные технологические решения, направленные на повышение конденсатоизвлечения. В первую очередь, это поддержание пластового давления путем закачки различных агентов в газоконденсатную залежь. При этом целесообразность реализации ППД для конкретного месторождения зависит от ряда факторов, основными из которых является количество содержащегося в пластовой смеси конденсата и возможности его доизвлечения (по сравнению с разработкой на истощение) за счет закачки в пласт различных доступных рабочих агентов.

Одним из самых эффективных способов борьбы с пластовыми потерями конденсата является способ рециркуляции газа, получивший название сайклинг–процесс.

Сайклинг–процесс – способ разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления посредством обратной закачки газа в продуктивный горизонт, который решает две очень важные задачи разработки месторождения: поддержание пластового давления, которое препятствует происходящему вследствие ретроградной конденсации выделению в продуктивном горизонте из пластового газа высококипящих углеводородов, а, следовательно, и их вероятной потере; позволяет законсервировать запасы газа данного месторождения до момента, пока не образуются благоприятные условия для его реализации [1].

В зависимости от соотношения объёмов нагнетаемого и добываемого газов различают полный и неполный (частичный) сайклинг–процесс (рисунок 1) [2]. В первом случае в пласт нагнетают весь добываемый на месторождении газ (после извлечения из него углеводородов C_{5+}). При этом объёмы добычи газа, приведённые к пластовым условиям, превышают объёмы его нагнетания в пласт (в аналогичных условиях). Поддерживать начальное пластовое давление не удастся, и оно снижается на 3–7%. Поэтому, если давление начала конденсации пластовой смеси примерно равно начальному пластовому давлению в залежи, то в продуктивном пласте происходит частичная конденсация высококипящих углеводородов. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата из пласта при полном сайклинг–процессе достигает 70–80%. Для поддержания пластового давления на начальном уровне уменьшение объёма нагнетаемого газа компенсируют за счёт привлечения газа из других месторождений. При частичном сайклинг–процессе в пласт нагнетают часть добываемого газа (после извлечения из него высококипящих углеводородов). Соотношение объёмов (приведённых к пластовым условиям) закачанного и отобранного газов составляет 60–85%. В этом случае снижение пластового давления может достигать 40% от начального давления. Однако большая часть высококипящих углеводородов остаётся в пластовом газе. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата (КИК) при частичном сайклинг–процессе составляет 60–70%. Также выделяют канадский сайклинг–процесс. В этом случае добытый и осушенный газ в летний период времени полностью или частично закачивается в пласт, а зимой, в период наибольшего спроса, он полностью отбирается [3, 4].



Рисунок 1 – Виды сайклинг–процесса

К модификациям сайклинг–процесса относится также способ разработки газоконденсатных месторождений путем нагнетания в пласт сухого газа и воды. Нагнетательные водяные скважины располагаются при этом так, чтобы вода вытесняла сухой газ, который в свою очередь должен вытеснять газоконденсатную фазу к забоям эксплуатационных скважин. При этом из общего количества нагнетаемых в пласт агентов существенная часть приходится на долю воды, что позволяет использовать значительную часть добываемого газа, сохранив при этом давление залежи на уровне, необходимом для заметного сокращения ретроградных потерь конденсата.

Впервые сайклинг–процесс применили в конце 30–х годов прошлого века, когда резко возросла потребность в сырье для производства топлива. В 1944 году в США функционировали 37 установок для осуществления сайклинг–процесса при 224 разрабатываемых газоконденсатных месторождениях. Обратная закачка «отбензиненного» газа применялась в тот период времени также в Канаде и ряде других газодобывающих стран, причем даже на газоконденсатных месторождениях с начальным содержанием C_{5+} в газе, равным 150–180 г/м³.

В конце 40–х – начале 50–х годов прошлого столетия структура потребления углеводородов и цены на жидкие и газообразные углеводороды заметно изменились, и объемы обратно нагнетаемого в пласт газа резко снизились. Основной упор стал делаться на реализацию вариантов частичного сайклинг–процесса, когда объем возвращаемого в пласт газа меньше объема

газа, отбираемого из пласта, а также на сайклинг–процесс с использованием неуглеводородных газов (азота, его смесей, дымовых, углекислого газа и смеси кислых газов).

В 1970–х годах прошлого века наибольшую популярность приобретала закачка азота, дымовых и кислых газов. Открытие на территории Прикаспийской впадины уникальных по запасам газоконденсатных месторождений с высоким содержанием в газе одновременно ценных высокомолекулярных углеводородных компонентов и неуглеводородных компонентов (сероводорода, углекислого газа), побудило вновь обратиться к проблеме разработки ГКМ с поддержанием пластового давления путем обратной закачки части добываемого сырья в пласт. Примером могут служить крупнейшие карбонатные нефтегазоконденсатные месторождения Казахстана (Тенгиз, Карачаганак, Кашаган), отличающиеся неоднородным строением продуктивной залежи, наличием в пластовом сырье кислых примесей – CO_2 и H_2S , а также азота и других элементов, на которых сегодня опробована и реализуется система разработки с применением сайклинг–процесса [5].

1.1 Анализ геолого–промысловых условий газоконденсатных месторождений

Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, которая выделяется из газа при снижении давления. Как правило, в пластовых условиях конденсат весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. При стандартных условиях он состоит из жидких углеводородов ($\text{C}_{5+\text{высшие}}$), в которых содержится некоторое количество газообразного бутана, пропана и этана, а также H_2S и других газов.

Стабильный конденсат состоит, в основном, из жидких углеводородов ($\text{C}_{5+\text{высшие}}$). Получают его путем дегазации сырого конденсата. Температура выкипания основных компонентов конденсата находится в диапазоне от 40 до 200 °С. Молекулярная масса конденсата изменяется от 90 до 160. Плотность

стабильного конденсата в стандартных условиях изменяется от 0,6 до 0,82 г/см³ и находится в прямой зависимости от компонентного углеводородного состава.

Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно–газовый фактор (КГФ), показывающий содержание сырого конденсата (см³) в 1 м³ сепарированного газа.

На практике используется также характеристика, которая называется газоконденсатным фактором – это количество газа (м³), из которого добывается 1 м³ конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для разных месторождений от 1500 до 25000 м³/м³ и более.

Газы газоконденсатных месторождений делятся на газы с низким содержанием конденсата (до 50 см³/м³), средним (50–300 см³/м³), высоким (300–600 см³/м³) и очень высоким (более 600 см³/м³) [6].

В пластовых условиях в массообменных процессах в значительной степени проявляет себя селективность, обусловленная сложным составом углеводородных смесей. Одним из следствий сложного многокомпонентного состава природных углеводородных смесей на стадии формирования месторождений газоконденсатного типа является гравитационное разделение углеводородов, особенно заметное при значительных толщинах продуктивных отложений. Так, например, в пределах продуктивного пласта Карадагского газоконденсатного месторождения начальное содержание фракции C₅₊ в пластовом газе изменялось от 145 г/м³ в своде до 214 г/м³ в приконтурных частях пласта. Аналогичным было начальное распределение углеводородов по толщине пласта и в других газоконденсатных месторождениях (Вуктыльском, Карачаганакском, Астраханском).

Состав углеводородной смеси влияет на распределение компонентов не только в одной фазе вследствие наличия гравитационного поля, но и между фазами в двухфазной системе вследствие изменения давления перехода системы из однофазного в двухфазное состояние. Результаты обширных экспериментальных исследований по динамике констант фазового равновесия индивидуальных углеводородов позволяют судить об особенностях конкретных

смесей углеводородов. Так, например, чем больше высокомолекулярных компонентов содержится в системе, тем ниже константы фазового равновесия фракции C_{7+} , т.е. тем меньше потенциальное содержание конденсата в пластовой газовой фазе. Константы фазового равновесия углеводородных компонентов при прочих равных условиях зависят от характеристического фактора. Особенно значительна разница в константах равновесия между углеводородами метанового ряда, с одной стороны, и углеводородами нафтенового и ароматического ряда, с другой стороны. Повышение содержания в газоконденсатной системе промежуточных углеводородных компонентов метанового ряда (этана, пропана, бутанов) сверх равновесного для газовой фазы при определенных термобарических условиях приводит к смещению фазового равновесия в пластовой системе в сторону либо газовой, либо жидкой фазы. Это можно использовать для создания технологических процессов воздействия на пласт с целью повышения компонентоотдачи.

Термодинамические особенности газоконденсатных смесей хорошо иллюстрируются графиками поведения двухкомпонентной метан–гептановой ($C_1H_{4+n}-C_7H_{16}$) смеси при изменении давления в системе. На рисунке 2 представлены зависимости от давления содержания n -гептана при температуре 20 и 60 °С в равновесной газовой фазе. При давлениях выше 22–23 МПа смеси составов находятся в однофазном состоянии: содержание $n-C_7H_{16}$ в газовой фазе максимально и неизменно, при изменении давления жидкой фазы не образуется, изменяется лишь плотность смеси, но не фазовое состояние. Уменьшение давления до давления начала конденсации и ниже приводит к образованию жидкой фазы, состоящей из n -гептана с растворенным в нем метаном. В то время как газовая фаза состоит из метана с растворенным в нем n -гептаном. По мере снижения давления содержание n -гептана в газовой фазе уменьшается, а в жидкой фазе увеличивается. Это продолжается до тех пор, пока давление не упадет до давления максимальной конденсации n -гептана, составляющего для данных смесей около 7 МПа. При дальнейшем уменьшении давления массообменный процесс смещается в сторону испарения жидкой

фазы, а поскольку содержание в ней н-гептана выше, чем в сосуществующей газовой фазе, последняя обогащается н-гептаном, причем в той большей степени, чем ниже уровень давления; эта область давлений называется областью нормального испарения.

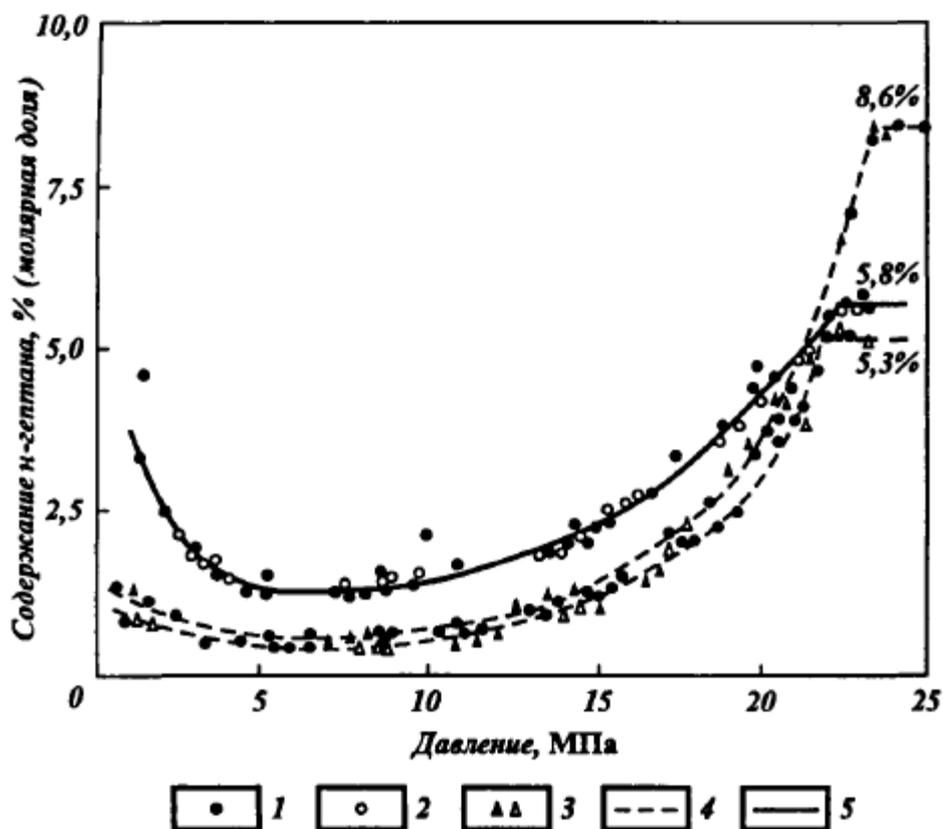


Рисунок 2 – Зависимость потенциального содержания н-гептана в продукции от пластового давления.

Проницаемость: 1 – $0,04 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, 2 – $1,49 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; 3 – сосуд РВТ-соотношений; температура: 4 – 20 °C, 5 – 60 °C

Таким образом, термодинамика газоконденсатной смеси характеризуется тремя областями давления: однофазного состояния, ретроградной конденсации, нормального испарения.

В природе достаточно часто встречаются газоконденсатные залежи, начальное пластовое давление в которых заметно превышает давление начала конденсации углеводородной смеси. К таким "недонасыщенным" относятся залежи месторождений Астраханского (недонасыщенность по давлению 14 МПа), Вуктыльского (4МПа), Восточно-Таркосалинского (8МПа), Харасавейского (4,7 МПа), Карачаганакского (10 МПа) и другие [5].

В большинстве случаев, однако, давление начала конденсации пластового газа и начальное пластовое давление совпадают. Чаще всего это обуславливается наличием в залежи свободной жидкой углеводородной фазы, что означает, что пластовое давление, будучи равным давлению начала конденсации пластового газа, ниже давления начала конденсации пластовой смеси в целом. В таблице 1 представлены основные геологические и газоконденсатные характеристики залежей Вуктыльского, Оренбургского, Астраханского и Уренгойского месторождений, которые показывают различия коллекторских свойств и технологий разработки [6].

Таблица 1 – Основные геологические и газоконденсатные характеристики залежей

Показатели	Вуктыльское	Оренбургское	Астраханское	Уренгойское
Глубина залегания, м	2150–3500	1300–1750	3870–4100	2700–3090
Пластовое давление, МПа	34,0–36,4	19,5–20,5	61,2	28,6
Пластовая температура, °С	50–64	29–32	110	82,5
Тип коллектора	Карбонатный	Карбонатный	Карбонатный	Терригенный
Запасы газа, млрд.м ³	440	1 980	3 800	12 400
Коэффициент проницаемости, 10 ⁻³ мкм ²	>1	1-100	0,78–3,62	40
Молярная доля C ₂ – C ₄ , %	14,5	7,44	3.8	11.5
Молярная доля H ₂ S/CO ₂ , %	-	2,33/1,34	25,0/13,0	-
Начальное содержание C _{5+в} , г/м ³	330	74	265	257
Плотность стабильного конденсата, г/см ³	0,745–0,747	0,698–0,715	0,795–0,825	0,736–0,760
Оценка КИК при сайклинг–процессе, %	73	81	89	83

Эффективность сайклинг–процесса и его разновидностей зависит от геологической характеристики месторождения. Наиболее благоприятные результаты применения этого процесса наблюдаются в литологически однородных, хорошо проницаемых коллекторах, где происходит равномерное вытеснение (близкое к поршневому) обогащенного пластового газа нагнетаемым сухим газом. Такое вытеснение приводит к наиболее полному извлечению конденсата, поскольку обеспечивается достаточно высокая степень охвата залежи вытеснением и более эффективное и полное замещение пластовой газоконденсатной системы сухим газом. В подобных случаях, как правило, прорывов сухого газа к забоям эксплуатационных скважин не наблюдается, и пластовая система постепенно беднеет конденсатом.

Иначе обстоит дело в неоднородных коллекторах, где эффективность вытеснения насыщенного газа нагнетаемым сухим газом значительно снижается из–за преждевременных прорывов газа по наиболее проницаемым пропласткам к забоям эксплуатационных скважин. Прорывы сухого газа здесь приводят к тому, что за фронтом вытеснения остаются отдельные зоны с высоким (близким к первоначальному) содержанием конденсата, что заметно снижает величину конденсатоизвлечения.

Существенной является разница в конденсатоизвлечении в литологически однородных и неоднородных коллекторах и в течение последующего этапа разработки, когда процесс рециркуляции газа прекращается, и эксплуатация залежи продолжается на режиме истощения. В течение этой завершающей стадии разработки наряду с извлечением запасов газа добывается и часть остаточных запасов конденсата. Однако в литологически однородных коллекторах остаточные запасы конденсата извлекаются значительно полнее, что в свою очередь значительно повышает общий коэффициент извлечения запасов конденсата при сайклинг–процессе.

В литологически однородных коллекторах в условиях смешивающегося вытеснения насыщенного газа нагнетаемым сухим газом пластовая система равномерно беднеет конденсатом. Процесс этот сопровождается постепенным

снижением значения давления начала конденсации, в то время как пластовое давление благодаря применению сайклинг–процесса сохраняется почти на первоначальном уровне. Эта важная особенность приводит к образованию весьма существенной разницы между пластовым давлением и давлением начала конденсации и позволяет в дальнейшем, при переходе от сайклинг–процесса на режим истощения, эксплуатировать залежь без ретроградных потерь конденсата. Несколько иначе обстоит дело с литологически неоднородными коллекторами, где в ходе реализации сайклинг–процесса в газоконденсатном пласте сохраняются места с первоначальным содержанием конденсата. Последующая разработка таких залежей на режиме истощения приводит к существенным потерям конденсата [7].

Практика разработки газоконденсатных месторождений показывает, что использование системы ППД является наиболее эффективным при содержании конденсата в газе не менее $250\text{--}300\text{ г/м}^3$. В США законодательно запрещено разрабатывать ГКМ с содержанием конденсата в газе свыше 250 г/м^3 без ППД [3].

1.2 Особенности разработки газоконденсатных месторождений

Для обеспечения сайклинг–процесса и увеличения коэффициента охвата пласта закачиваемым газом применяется батарейно–кольцевая система размещения скважин (рисунок 3) [2].

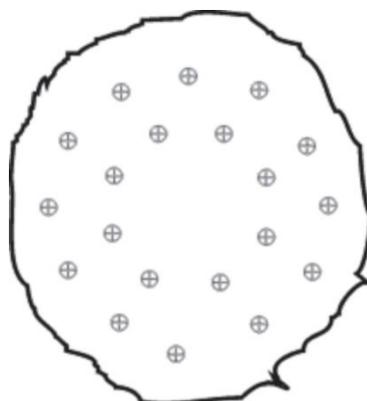


Рисунок 3 – Батарейно–кольцевая система размещения скважин

Скважины размещают на достаточно большом расстоянии, что связано с превышением приемистости нагнетательных скважин над дебитом добывающих. Количество добывающих скважин на разрабатываемом участке может быть больше нагнетательных примерно в два – три раза. Большинство реализованных сайклинг–проектов предусматривает соотношение газонагнетательных и газодобывающих скважин 1:3.

Анализ особенностей разработки газоконденсатных месторождений позволяет сделать следующие выводы [3, 8]:

1. Реализация сайклинг–проектов целесообразна вблизи индустриально развитых регионов. Это объясняется короткими путями доставки углеводородов и выгодной продажей конденсата "на выходе с промысла". Кроме этого, низкая стоимость доставки и обслуживания высокотехнологичного оборудования делает такие проекты привлекательными.

2. Проведение сайклинг–процесса целесообразно для месторождений, находящихся вблизи дешевых источников сухого газа – магистральных газопроводов или месторождений, работающих с сезонной неравномерностью поставок газа или в режиме подземного газохранилища.

3. Сайклинг–процесс и последующее истощение газового месторождения должны быть реализованы в течение основного срока службы оборудования и добывающих скважин, т. е. максимум за 40–50 лет.

4. Максимальная технико–экономическая эффективность освоения глубоких газоконденсатных залежей достигается при дополнительном компримировании газа. Использование компрессоров позволяет максимально снизить давление на устьях скважин для более полного извлечения углеводородов.

5. Для глубоких газоконденсатных залежей с начальным давлением около 600 бар реализация полного сайклинг–процесса в начале разработки технологически возможна только при соотношении газонагнетательных и газодобывающих скважин 2:1 (и более). Это происходит из–за ограничения давления на устьях нагнетательных скважин, а также из–за риска гидроразрыва

пласта. Применение таких систем разработки экономически целесообразно только для газоконденсатных залежей с содержанием конденсата в пластовом газе на уровне 2000 г/м^3 .

6. Для глубоких газоконденсатных залежей с начальным давлением около 600 бар доказана технологическая применимость частичного сайклинг–процесса в начале разработки при соотношении газонагнетательных и газодобывающих скважин 1:1 с увеличением доли обратной закачки газа от 50 до 100% в течение 20 лет. В остальные 20 лет возможно истощить залежь имеющимися скважинами.

7. Для глубоких газоконденсатных залежей с начальным давлением около 600 бар доказана технологическая применимость частичного сайклинг–процесса в середине или в конце разработки при соотношении газонагнетательных и газодобывающих скважин 1:5 с долей обратной закачки газа от 25 до 75% в течение нескольких лет.

8. Сильная литологическая неоднородность (включая слоистость) или трещиноватость пласта не являются поводом для отказа от разработки месторождения с применением сайклинг–процесса.

9. Для получения более высоких результатов и снижения пластовых потерь конденсата сайклинг–процесс рекомендуется начинать с начала разработки объекта.

10. Привлечение газа с соседних месторождений может быть экономически оправданным, а если сайклинг–процесс используется для доразработки месторождения после длительного процесса истощения, то привлечение газа является необходимым, в этом случае экономически целесообразным будет лишь вариант эксплуатации месторождения в режиме хранилища–регулятора газа.

11. Повышения эффективности сайклинг–процесса в трещиновато–пористых коллекторах можно достигнуть изменением направления фильтрационных потоков, периодическим изменением пластового давления, закачкой оторочки воды или поверхностно–активных веществ для снижения

скорости прорыва закачиваемого сухого газа к добывающим скважинам, а также комбинация данных приемов.

12. Зональное нагнетание газа является эффективной альтернативой схеме равномерно распределенного нагнетания сухого газа в пласт, которая в условиях резкой неоднородности коллекторских свойств продуктивного горизонта приводит к быстрому прорыву нагнетаемого агента к эксплуатационным скважинам.

13. При высоких начальных пластовых давлениях в залежи целесообразно в начальный период разрабатывать ее на истощении, затем при некотором значении текущего пластового давления перейти к разработке с поддержанием пластового давления, продолжительность периода которой определяется технологическими и экономическими факторами, после чего разработка залежи завершается на режиме истощения.

14. С целью осуществления ускоренного нагнетания газа в пласт, приемистость нагнетательных скважин должна быть искусственно повышена (например, проведением гидроразрыва пласта).

15. Воздействие на газоконденсатный пласт неравновесным газообразным агентом (сухой газ) в областях прямого испарения не снижает удельную компонентоотдачу (на 1 м^3 закачиваемого газа) пласта в сравнении с воздействием при более высоких пластовых давлениях. Технико-экономические показатели такого процесса могут оказаться существенно выше за счет снижения объемов консервируемого газа, возможности проведения бескомпрессорного нагнетания и более высокого коэффициента охвата.

16. Прерывистое нагнетание сухого газа эффективнее, чем непрерывное при вытеснении углеводородной смеси из неоднородного пласта примерно на 15%, при этом рекомендуемый импульс пластового давления составляет 0,8 МПа.

17. С целью повышения эффективности процесса в трещиновато-пористых коллекторах следует циклически уменьшать среднее пластовое давление до значения 0,75–0,8 от текущего при нагнетании в пласты рабочего

агента с последующим восстановлением до исходного путем периодического отключения–включения нагнетательных скважин.

1.3 Мировой опыт применения технологии поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях

В качестве примера одного из крупномасштабных проектов реализации классического варианта сайклинг–процесса (обратной закачки сухого газа) необходимо отметить опыт разработки газоконденсатного месторождения Ла–Глория в штате Техас, США.

В процессе разведки залежи и эксплуатационного бурения на месторождении было пробурено около 40 скважин, а ко времени начала закачки действовало 6 продуктивных и 2 нагнетательные скважины. В последующие годы число эксплуатационных скважин увеличилось до 8, а нагнетательных – до 4. В течение первых 4 лет из пласта в среднем отбиралось около 1500 тыс. м³/сут газа. В дальнейшем ввиду того, что нагнетаемый сухой газ стал прорываться в эксплуатационные скважины, отбор из пласта уменьшили примерно до 600 тыс. м³/сут. При этом за все время нагнетания в пласт было возвращено 97% добытого сухого газа.

Благодаря малым темпам отбора и возврату практически всего добытого сухого газа пластовое давление снизилось очень незначительно, а выпадение конденсата в пласте и его потери были предотвращены.

В процессе закачки газа, в целях контроля его передвижения в пласте, раз в три месяца отбирались пробы газа в целях определения процента содержания конденсата. В результате использования закачки, было добыто около 69,2% первоначально содержащегося конденсата. В результате последующей эксплуатации на истощение было добыто еще 21% конденсата. Всего из пласта было добыто почти 90% первоначально содержащегося конденсата [9].

Еще одним примером может послужить разработка газоконденсатного месторождения Нокс–Бромайд, которое расположено в штате Оклахома (США). При разработке данного месторождения, залегающего на большой

глубине (4600 м), с поддержанием давления путем рециркуляции газа повышалась не только конденсатоизвлечение, но и газоотдача. Поэтому затраты на организацию сайклинг–процесса были экономически оправданными, несмотря на высокую стоимость бурения скважин.

На месторождении Хидли нагнетание газа в пласт начато в 1958 году, при этом было добыто 8,4 млн. м³ конденсата и сжиженного газа, а коэффициент конденсатоизвлечения достиг 85%.

Сайклинг–процесс успешно применяется на газоконденсатных месторождениях в Северном море, примером могут служить месторождения Smorbukk и Sleipner Ost Ty [5].

Наиболее значительным опытом в России можно назвать закачку сухого газа на Вуктыльском нефтегазоконденсатном (НГКМ) месторождении.

Разработка месторождения до 1993 г. осуществлялась в режиме истощения. Форсированные отборы газа на начальных стадиях разработки привели к резкому снижению пластового давления, что вызвало интенсивное выпадение конденсата из газа. Значительно увеличилась доля трудноизвлекаемых запасов ретроградных компонентов. С целью снижения потерь жидких углеводородов на Вуктыльском НГКМ был реализован сайклинг–процесс.

Закачка сухого газа осуществлялась через нагнетательные скважины на участках комплексной подготовки газа (УКПГ) поэтапно. Первым участком, на котором было решено опробовать технологию в качестве эксперимента, стал район УКПГ–8. После оценки эффективности применяемой технологии в 1997 г. в эксперимент был вовлечен район УКПГ–1, в последующем – районы УКПГ–4 (2003 г.), УКПГ–2 (2004 г.) и УКПГ–3 (2017 г.) (рисунок 4). В настоящее время воздействием сухим газом охвачена значительная площадь месторождения, фонд нагнетательных скважин составляет 33 единиц, добывающих с поступлением закачанного сухого газа в продукцию – 89 единиц (70 %) из 127 действующего фонда. Суммарный объем закачанного газа на текущий момент составляет около 27 млрд. м³ [10].

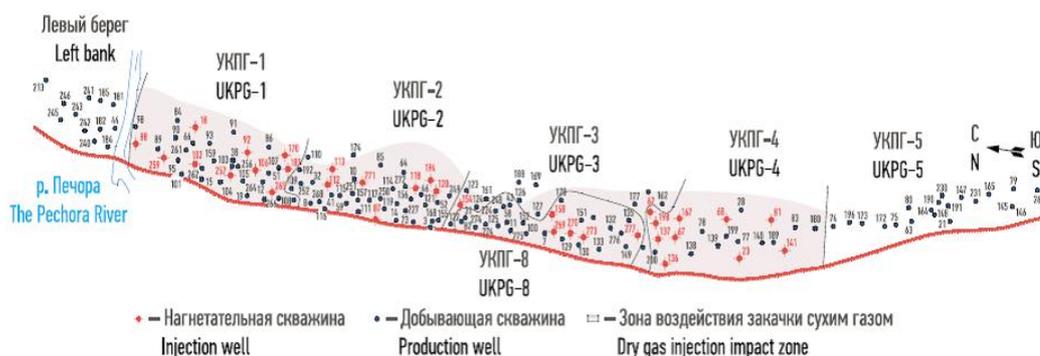


Рисунок 4 – Схема расположения скважин на Вуктыльском месторождении

В 80–е годы прошлого века удалось осуществить разработку Новотроицкого ГКМ с помощью сайклинг–процесса. Его реализация началась с задержкой во времени и при давлении в пласте меньше начального.

Месторождение введено в разработку в 1974 г. За период разработки месторождения на истощении по 1979 г. добыто 2144 млн. м³ газа и 658,2 тыс. т конденсата. При этом пластовое давление снизилось на 7,5 МПа. Содержание конденсата в пластовом газе уменьшилось с 454,5 до 317 г/м³.

Закачка сухого газа в пласт была начата в июне 1981 г. На первом этапе добыча сырого газа осуществлялась из 4 газовых скважин, а закачка – в две нагнетательные скважины. Объем закачки газа составлял 230 млн. м³ в год. Всего под закачкой газа перебивало 7 скважин. Добыча газа также осуществлялась 7 скважинами.

На 01.09.1987 г. из объекта было извлечено 3948 млн. м³ газа и 1169 тыс. т конденсата. Суммарная добыча конденсата за период реализации сайклинг–процесса составила 510,8 тыс. т, закачка сухого газа в пласт – 1443 млн. м³ [6].

До недавнего времени одной из причин отказа компаний от применения на практике сайклинг–процесса служили неблагоприятные условия в области налогообложения и отсутствие стимуляции со стороны государства. Изменение ситуации с августа 2011 г. сделало внедрение технологии экономически привлекательным мероприятием. Установлена нулевая ставка налога на добычу

полезных ископаемых в отношении объемов природного газа, закачанного в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата, при условии, что данное решение предусмотрено проектным документом.

Одним из российских месторождений, на котором началась отработка технологии сайклинг–процесса, является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Иркутской области (недропользователь – ООО «Иркутская нефтяная компания»).

Опытные работы по организации сайклинг–процесса на месторождении начались в июле 2010 года. Под закачку была переведена скважина №19, входная приемистость которой составила 550 тыс. м³/сут.

Модельная оценка реализации технологии свидетельствует об ее достаточно высокой эффективности и возможности увеличения прогнозного коэффициента извлечения конденсата в целом по месторождению на 20–25% [11].

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

2.1 Технические и технологические особенности применения газовых методов

Газовые методы позволяют сократить пластовые потери конденсата и поддерживать пластовое давление в залежи. В качестве закачиваемого в пласт газа используют сухой газ (сайклинг–процесс), иногда применяются смеси с азотом или углекислым газом. Также разновидностью сайклинг–процесса является водогазовое воздействие (ВГВ). Данные методы основаны на вытеснении выпавшего в пласте конденсата и поддержке пластового давления с целью прекращения дальнейшего выпадения ретроградных углеводородов.

2.1.1 Применение обогащенного газа для повышения конденсатоизвлечения пласта

Экспериментальные исследования ВНИИГАЗа 1970–1980–х гг. показали, что в условиях истощенного до давлений $p_{\text{МК}}^{C_2-C_4}$ максимальной конденсации фракции C_2-C_4 газоконденсатного пласта можно достаточно эффективно вытеснять ретроградный конденсат из пласта путем создания оторочки из компонентов C_2-C_4 , проталкиваемой газом.

Рассмотрим механизм вытеснения ретроградного конденсата. В механизм процесса включаются следующие этапы (рисунок 5) [5]:

– однофазная фильтрация газовой фазы, являющейся смесью пластовой газовой фазы и закачиваемого обогащенного газа. Выпавший конденсат начинает поглощать C_2-C_4 , так как концентрация этих компонентов в газовой фазе превышает равновесную. В результате насыщенность S жидкой углеводородной фазой также начинает увеличиваться, но фаза остается неподвижной: $S_{\text{кр}} > S_1 > S_{\text{в}}$ (этап 1);

– двухфазная фильтрация обогащенного газа и жидкой углеводородной фазы, являющейся смесью ранее выпавшего конденсата и компонентов C_2-C_4 , поглощенных из обогащенного газа. Насыщенность

жидкой фазой достигла критической и продолжает увеличиваться: $S_2' > S_1' > S_{кр2}$ (этап 2);

– двухфазная фильтрация газовой фазы, являющейся закачиваемым сухим газом или пластовой газовой фазой. Насыщенность жидкой углеводородной фазой, максимальная для всего процесса в начале этого этапа, снижается вплоть до критической вследствие перехода компонентов C_2-C_4 в газовую фазу: $S_3' > S_3'' \geq S_{кр3}$ (этап 3);

– однофазная фильтрация закачиваемого сухого газа или пластовой газовой фазы. Насыщенность жидкой углеводородной фазой снижается вплоть до остаточной вследствие продолжающегося перехода компонентов C_2-C_4 в газовую фазу: $S_4' > S_4'' \geq S_{ост}$.

Очевидно, что из-за изменения состава фаз при переходе от начальных к конечным этапам процесса $S_{кр.ост} \neq S_{кри} \neq S_{кр.в}$, где i – порядковый номер этапа; также очевидно, что $S_{ост} < S_в$, в чем и состоит эффект воздействия на истощенный газоконденсатный пласт путем прокачки обогащенного газа.

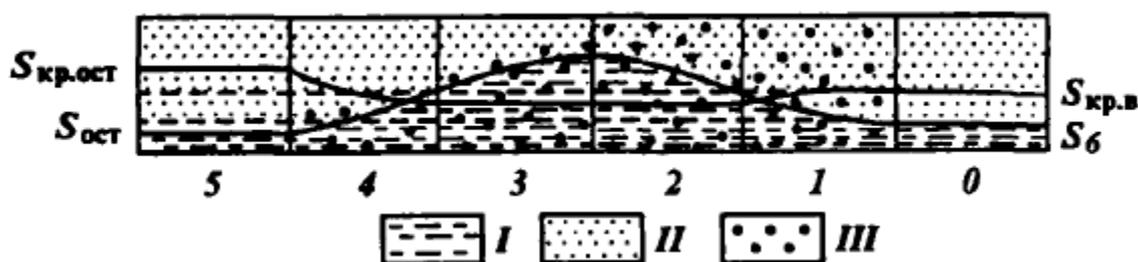


Рисунок 5 – Схема развития механизма вытеснения выпавшего конденсата при закачке обогащенного газа и последующем вытеснении смеси сухим (пластовым) газом: I – жидкий (выпавший) конденсат; II – закачиваемый сухой газ или пластовая газовая фаза; III – компоненты C_2-C_4 из обогащенного газа; 0–5 – этапы процесса; жирная линия – граница раздела фаз; тонкая линия – номинальные границы раздела фаз, соответствующие исходной насыщенности выпавшим конденсатом ($S_в$) и критической насыщенности жидкой углеводородной фазой ($S_{кр.в} \rightarrow S_{кр.i} \rightarrow S_{кр.ост}$)

На Вуктыльском НГКМ был подготовлен и реализован проект «Конденсат-1» с целью апробации технологии извлечения ретроградного конденсата из истощенного газоконденсатного пласта углеводородным растворителем.

Опытно-промышленные работы (ОПР) «Конденсат-1» по растворению углеводородов C_{5+} воздействием закачиваемого в пласт ШФЛУ (широкой фракции легких углеводородов) и затем вытеснением путем закачки сухого газа было предложено реализовать на небольшом участке месторождения на территории УКПГ-1 (рисунок 6) [12]. Данный участок залежи характеризовался сравнительно небольшими остаточными запасами углеводородов, что позволяло в короткие сроки получить промысловые результаты, необходимые для оценки эффективности воздействия закачиваемого газа на вытеснение конденсата.

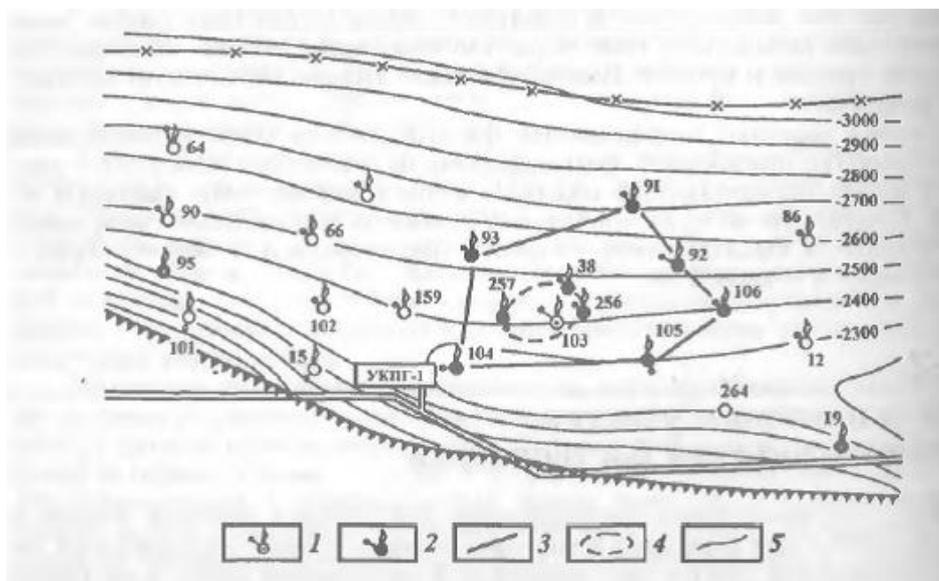


Рисунок 6 – Схема расположения опытного участка «Конденсат-1» на территории УКПГ-1 Вуктыльского НГКМ.

Скважины: 1 – нагнетательная; 2 – контрольно-эксплуатационная; контуры опытного полигона: 3 – внешний, 4 – внутренний, 5 – изогипсы по подошве кунгурского яруса

Большой объем подготовительных работ, включающий расширенный комплекс геофизических исследований позволил определить целевые интервалы закачки и объем пор опытного участка. Предполагалось создать

оторочку растворителя (ШФЛУ) минимального размера, которая совместно с последующим продавливанием сухим газом позволила бы зафиксировать на добывающих скважинах физический эффект от воздействия. Размер данной оторочки должен был составить 3–4 % газонасыщенного объема пор опытного участка. В условиях опытного полигона для создания данной оторочки необходимо было подать в пласт около 25 тыс. т ШФЛУ. Закачка ШФЛУ в нагнетательную скважину была начата в мае 1987 года и велась с перерывами до января 1988 года. Затем в марте 1988 года была начата подача отсепарированного газа для продвижения оторочки, которая осуществлялась со средним дебитом 160–180 тыс. м³/сут. По состоянию на 01.07.1989 г. было закачено около 45 млн. м³ газа из 75 млн. м³, предусмотренных программой эксперимента и составляющих в условиях пласта приблизительно один поровый объем опытного участка.

Начиная с декабря 1987 года, т.е. в период наиболее интенсивной закачки ШФЛУ, в продукции двух добывающих скважин, расположенных приблизительно в двухстах метрах от нагнетательной скважины, было отмечено влияние воздействия закачки на пласт. Первый рост выхода конденсата от исходного значения 43 г/м³ до 65 г/м³, пик которого пришелся на конец января 1988 года, сопровождался повышением плотности, молекулярной массы, утяжелением фракционного состава. На связь этого процесса с закачкой ШФЛУ однозначно указывало повышение содержания пропан–бутановой фракции в добываемом газе.

Второй период роста выхода конденсата наблюдался с первых чисел апреля 1988 года, т.е. спустя две недели после начала закачки газа для продвижения оторочки. В этот период, который продолжался до конца мая, повышение выхода конденсата было несколько меньшим (до 54 г/м³), но конденсат поступал более тяжелым по своему составу. Суммарная молярная доля фракции C₃–C₄ увеличивалась до 8,3%.

По скважинам внешнего контура опытного участка, расположенным в километре от нагнетательной скважины изменений в составе продукции

отмечено не было, из-за недостаточного объема закачки. Наблюдения в процессе проведения опытно-промышленных работ показали, что при закачке такого объема флюида, равного 60% от порового объема (V_p) опытного участка, процесс вытеснения произошел только по наиболее проницаемым интервалам. Воздействие на пласт растворителем проявилось как динамический процесс, наиболее четко наблюдавшийся при добыче продукции опытного полигона в периоды сначала интенсивного нагнетания ШФЛУ, а затем начала закачки продавливающего газа. Всего за эти два периода и позднее было дополнительно извлечено из пласта около 1 тыс. т стабильного конденсата (C_{5+}). Суммарное дополнительное поступление пропан-бутановой фракции по двум ближайшим добывающим скважинам составило около 5 тыс. т [12].

2.1.2 Технология извлечения ретроградных углеводородов путем активного воздействия на пласт сухим неравновесным газом

Механизм вытеснения выпавшего в пласте конденсата сухим неравновесным газом основан на замещении пластовой газовой фазы, богатой промежуточными углеводородами C_2-C_4 , газом закачки, состоящим практически из метана, а также на вовлечении в разработку жидкой фазы путем интенсивного испарения растворенных в ней углеводородов в прокачиваемый через пласт неравновесный газ (рисунок 7) [13]. Это позволяет не только повысить конденсатоизвлечение пласта за счет извлечения ретроградного конденсата, но и поддержать в течение длительного периода пластовое давление. На рисунке 8 показана схема воздействия закачанного сухого газа на пласт [10].

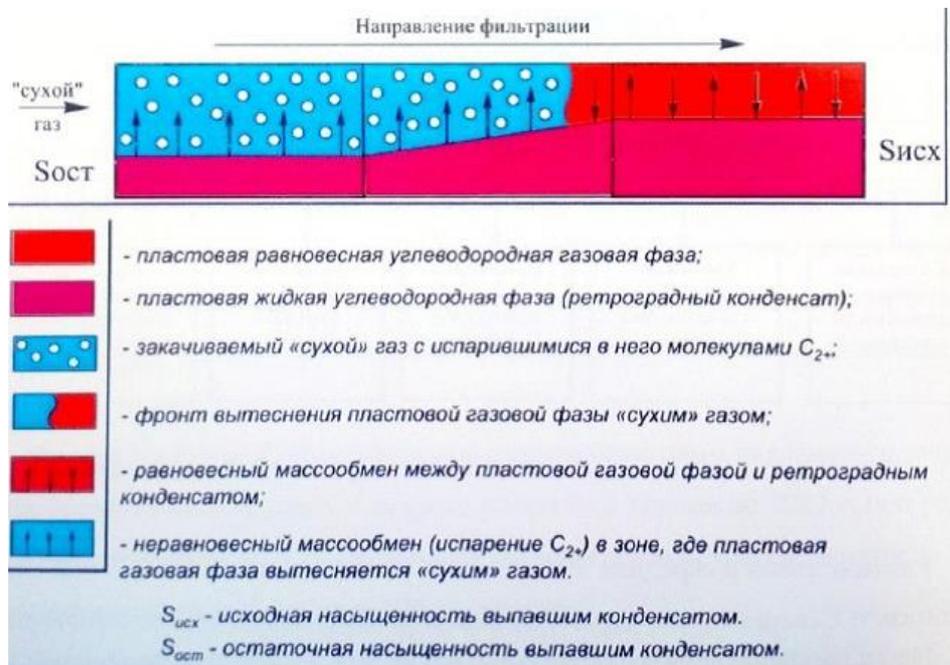


Рисунок 7 – Механизм выпавшего в пласте конденсата

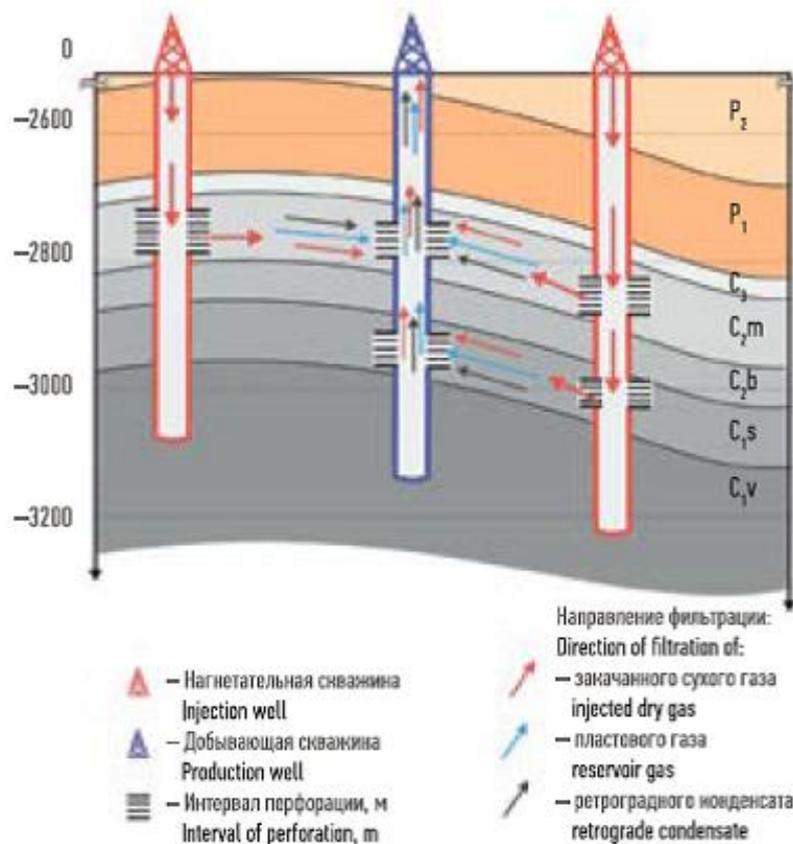


Рисунок 8 – Принципиальная схема воздействия закачанного сухого газа на пласт

На рисунке 9 показаны экспериментальные зависимости содержания в продукции углеводородов C_{2+} от приведенного объема закачки сухого газа для

давления 3,5 МПа [14]. Из приведенных кривых видно, что содержание в продукции отдельных компонентов изменяется в соответствии с их запасами и термобарическими условиями в модели пласта. Динамика извлечения компонентов определяется уровнем пластового давления, при котором производилась закачка сухого газа.

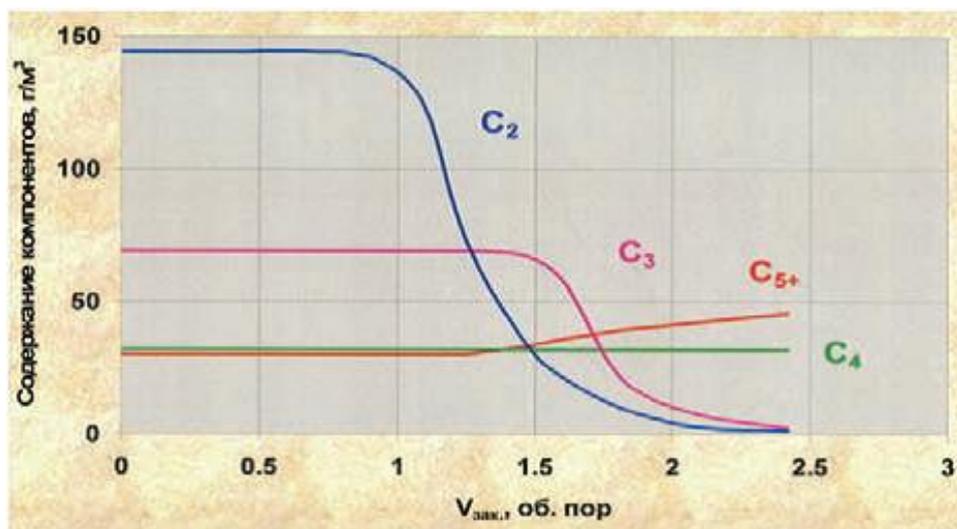


Рисунок 9 – Содержание компонентов C₂–C₅₊ в продукции при закачке сухого газа

Для испытания в промысловых условиях технологии вытеснения пластовой смеси сухим газом при пластовых давлениях ниже давления начала максимальной конденсации ($p \leq p_{МК}$) специалистами ВНИИГАЗа был выбран район УКПГ–8 Вуктыльского НГКМ (проект «Конденсат–2», рисунок 10).

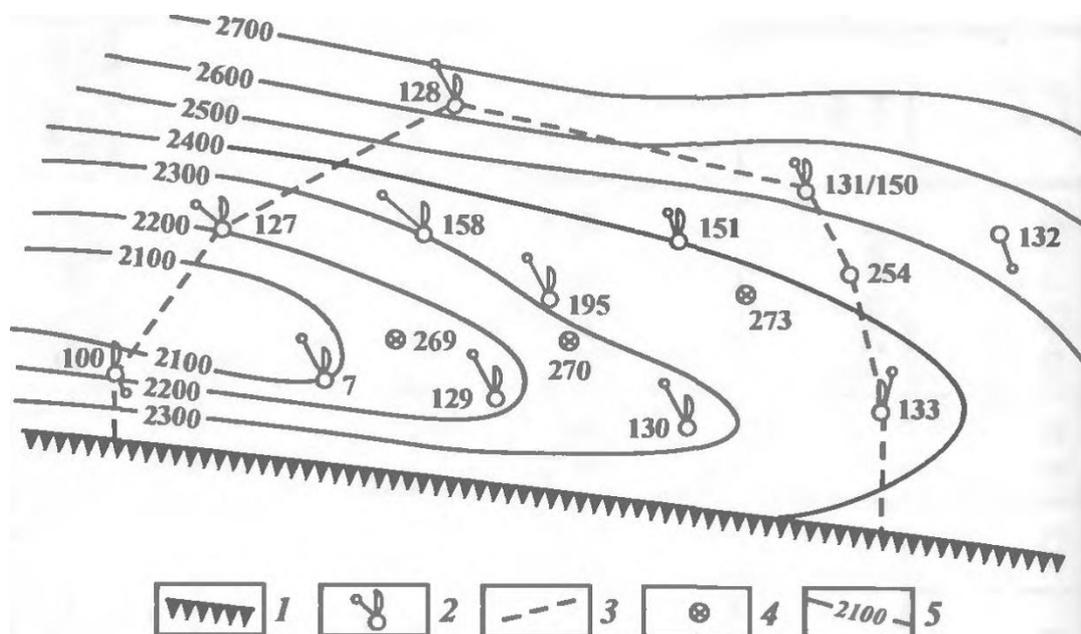


Рисунок 10 – Структурная карта опытного участка УКПГ–8:

1 – линия регионального надвига; 2 – эксплуатационные скважины; 3 – граница опытного участка; 4 – нагнетательные скважины; 5 – изогипсы подошвы кунгурского яруса нижней перми

В пределах участка закачку тюменского газа было рекомендовано проводить в 3–х скважинах с различными интервалами закачки, тем самым воздействие планировалось производить на весь продуктивный разрез, а реагирующими назначить 4 соседние скважины. Учитывая большой объем порового пространства между нагнетательными и реагирующими скважинами и низкие фильтрационные свойства коллектора, сроки опытно–промышленных работ могли быть слишком затянуты. Для их сокращения было предложено к западу от нагнетательных скважин пробурить три дополнительные эксплуатационные скважины на расстоянии соответственно 600, 700 и 800 м. При закачке тюменского газа в нагнетательные скважины из новых и реагирующих скважин должен осуществляться отбор пластового флюида. Как только состав добываемого из новых скважин газа будет близок к составу закачиваемого, новые скважины планировалось перевести под закачку газа. Таким образом, будет осуществляться система последовательного линейного воздействия по территории залежи.

Первые прорывы закачиваемого газа были зафиксированы вскоре после начала ОПР в 1993 году, а спустя три года после начала закачки тюменский газ определялся в 9 добывающих скважинах из 10. Однако это не сказалось отрицательно на процессе вытеснения ретроградного конденсата из порового пространства. Вследствие того, что метан и азот, входящие в состав закачиваемого газа, характеризуются значительными константами фазовых равновесий в термобарических условиях пласта ($\gg 1$), после подхода фронта тюменского газа к эксплуатационной скважине содержание метана и азота в продукции определяется их содержанием в тюменском газе и долей в ней тюменского газа. Компоненты фракции C_{2+} характеризуются существенно меньшими, чем у метана и азота, константами фазовых равновесий. Поэтому после прорыва тюменского газа за его фронтом остается резерв компонентов C_{2-C_4} и C_{5+} в виде раствора в ретроградном конденсате. Растворенные компоненты в процессе дальнейшей закачки газа активно вовлекаются в испарение и извлекаются из пласта в составе газовой фазы. В первую очередь извлекается самый легкий компонент фракции – этан.

На дату начала эксперимента при поровом объеме 86 млн. м³ опытный участок имел запасы конденсата в жидкой фазе 7,3 млн. м³. По состоянию на 01.01.98 г. на опытном участке на время ОПР добыто около 2,38 млрд. м³ газа, закачано в пласт более 1,71 млрд. м³ сухого тюменского газа. Доля тюменского газа в добываемой продукции в целом составляла около 35%. Коэффициент охвата пласта составил 56% [12].

Факторы эффективности технологии доизвлечения конденсата на Вуктыльском НГКМ представлены на рисунке 11 [13]. Таким образом, можно сделать вывод, что закачка сухого газа позволяет не только вытеснять и испарять ретроградный конденсат, блокировать активную воду, но и поддерживать пластовое давление.



Рисунок 11 – Факторы эффективности технологии доизвлечения конденсата на Вуктыльском НГКМ

Впоследствии масштаб реализации данной технологии достиг значительной части всей площади Вуктыльского месторождения, количество вовлеченных скважин возросло до 70 (проекты «Конденсат–3», «Конденсат–4», «Конденсат–5»). Работы продолжают и в настоящее время.

В таблице 2 представлено по состоянию на 01.01.2015 г. количество углеводородов, извлеченных из Вуктыльского НГКМ [13].

Таблица 2 – Извлеченные углеводороды Вуктыльского НГКМ

Углеводороды	Извлечено дополнительно	Ретроградные
C_1-C_4 , млн. м ³	16046	-
C_2-C_4 , тыс. т	2352	711
C_3-C_4 , тыс. т	1240	413
C_{5+} , тыс. т	645	553

Полный или частичный сайклинг–процесс может осуществляться сразу при запуске месторождения в эксплуатацию, а также после его разработки в течение некоторого времени в режиме истощения. Для получения более высоких результатов и снижения пластовых потерь конденсата сайклинг–процесс рекомендуется начинать с начала разработки объекта.

В 2010 году на Ярактинском НГКМ был реализован сайклинг–процесс. За период разработки на естественном режиме с 2005 г. до июня 2010 г. добыча газа из газовой шапки объекта составила 345 млн. м³, добыча конденсата – 80,7 тыс. т. Пластовое давление с начала разработки месторождения уменьшилось незначительно.

Под закачку была переведена скважина 19, расположенная в блоке 3 (рисунок 12) [11]. Входная приемистость скважины составила 550 тыс. м³/сут. Максимальная приемистость достигнута в июле 2012 г. (1299,1 тыс. м³/сут). Текущая приемистость находится на уровне 578,9 тыс. м³/сут.

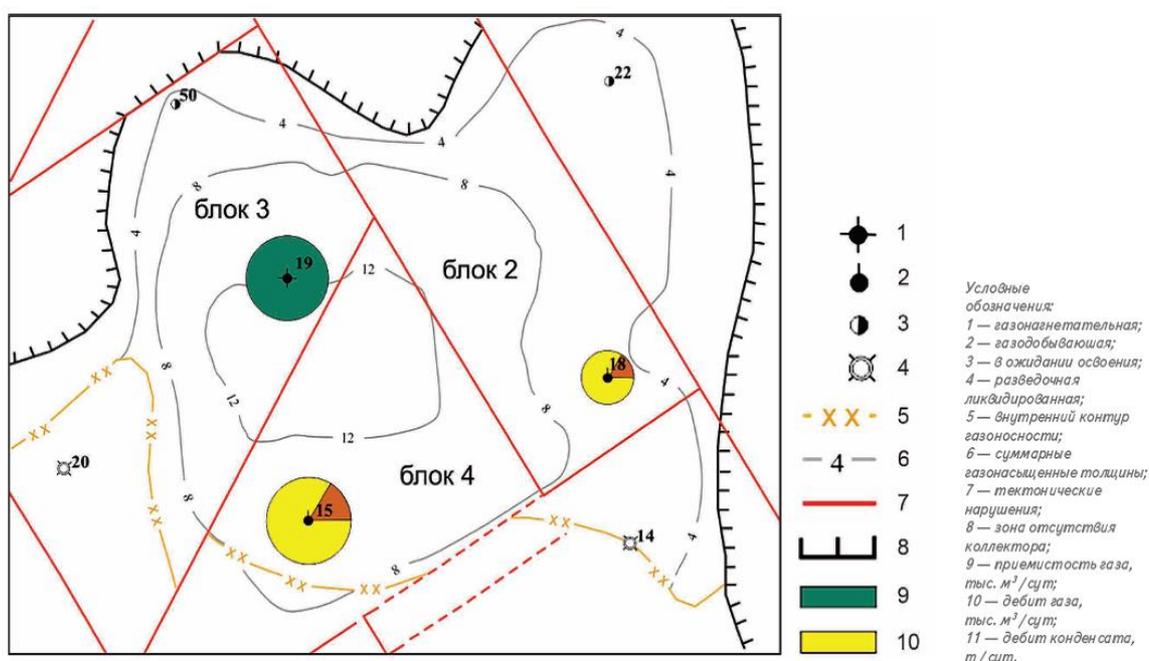


Рисунок 12 – Опытно – промышленный участок реализации сайклинг–процесса

Суммарная добыча сухого газа за период опробования сайклинг–процесса составила 412,6 млн. м³, конденсата – 81,1 тыс. т. В газовую шапку объекта закачано 305 млн. м³ газа. Соотношение добыча/закачка составило 1,35.

Проведенные исследования показали, что частичный сайклинг–процесс при низких пластовых давлениях может по своим показателям не уступать процессу при высоких, близких к начальному, давлениях. Эффективность сайклинг–процесса можно повысить, если учитывать состав пластовой смеси. Речь идет о целесообразности использования влияния промежуточных

углеводородов (этан–пропан–бутановой фракции) на испаряемость ретроградного конденсата в газовую фазу в послепрорывный период. При этом было показано, что испарение ретроградного конденсата – весьма длительный процесс, и с течение многих лет после прорыва закачанного газа к добывающим скважинам можно получать из скважин продукцию с высоким промышленным содержанием конденсата.

2.1.3 Технология водогазового воздействия на газоконденсатных месторождениях

Вытеснение в режиме полной смесимости позволяет достичь коэффициента вытеснения близкого к единице, поэтому наибольшее влияние на эффективность сайклинг–процесса, как и других методов основанных на нагнетании газообразных агентов в пласт, оказывает коэффициент охвата вытеснением. Если при нагнетании газообразных агентов не применяются технологии стабилизации фронта вытеснения, то преждевременный прорыв газа к добывающим скважинам в литологически неоднородных коллекторах приведет к очень низкому охвату пласта воздействием. Преждевременный прорыв газа при его рециркуляции на газоконденсатном месторождении существенно снижает технологическую эффективность и экономическую привлекательность процесса, а для достижения высоких показателей конденсатоизвлечения приходится удлинять сроки разработки.

Для изучения механизма взаимодействия флюидов при трехфазных течениях и уточнение применяемых в математической модели замыкающих зависимостей совместно с В.Е. Уляшевым и Ю.Г. Бураковым проводились эксперименты по вытеснению углеводородного конденсата из моделей пласта и капилляров водогазовой смесью, которые позволили установить основные элементы механизма водогазового воздействия на жидкие углеводороды содержащиеся в пористой среде [15].

Анализ экспериментальных и промысловых данных показал, что в процессе обводнения газоконденсатных залежей возможно самопроявление

механизма ВГВ в качестве основного фактора, обуславливающего извлечение части выпавшего в пласте конденсата.

Опыт различных регионов страны по разработке газоконденсатных месторождений с проявлением упруговодонапорного режима свидетельствует об образовании перед фронтом внедряющейся воды оторочки выпавшего в пласте конденсата.

Существование этого явления было подтверждено также экспериментально на моделях пласта с искусственными и естественными пористыми средами.

Основные результаты экспериментов сводятся к следующему:

– коэффициенты вытеснения конденсата β_k в опытах с использованием керновых образцов горных пород имеют значительно меньшую величину (0,16–0,36), чем для моделей пласта с искусственной пористой средой (0,65–0,85 и более);

– критическая (пороговая) величина насыщенности порового пространства, при которой углеводородная жидкость приобретает подвижность в процессе воздействия на нее водой для реальных пористых сред, оценивается выше (порядка 10%), чем для искусственных (2,5–6%).

Для выяснения механизма фильтрации жидких углеводородов в обводняющихся ГКМ с низкой конденсатонасыщенностью были проведены эксперименты на линейных моделях пласта, составленных из кернов карбонатных пород Вуктыльского месторождения, с различными коллекторскими свойствами и степенью насыщения порового пространства флюидами в диапазоне значений: коэффициент пористости от 0,109 до 0,175; коэффициент проницаемости от 0,0136 до 0,063 мкм²; начальная фазовая насыщенность конденсатом от 14,2 до, практически, 100%, водой от 0 до 24,3%, газом от 0 до 84,8%.

В каждом эксперименте конденсат из моделей пласта вытеснялся (в области автомодельности процесса) сначала водой, а затем попеременно водой и газом. Проведенные исследования показали, что во всех случаях добавка

газовой фазы к воде, вытесняющей конденсат, повышает его извлечение на 14–30% начального содержания в керне. Наибольший практический интерес для изучения исследуемого процесса представляют результаты вытеснения жидких углеводородов, полученные при низкой конденсатонасыщенности (14,2–25%), соответствующей реальным условиям ГКМ. В опытах для диапазона проницаемости моделей пласта от 0,0136 до 0,034 мкм² коэффициенты вытеснения при воздействии на жидкие углеводороды водой составили 0,06–0,14, а оторочками воды и газа 0,23–0,42.

Для сравнения эффективности воздействия на конденсат водой и водогазовой смесью по данным опытов проанализированы зависимости коэффициента вытеснения конденсата от начальной конденсатонасыщенности (рисунок 13). Исходя из общей тенденции роста коэффициента извлечения с увеличением насыщенности, характерной для обеих кривых, установлено, что пороговое значение насыщенности карбонатных пород углеводородной жидкостью S оценивается для метода заводнения $\sim 10\%$, а для водогазового воздействия $\sim 4\%$. То есть существует такая область насыщенности порового пространства жидкими углеводородами, в которой конденсат при движении в пористой среде одной из фаз (воды или газа) остается неподвижным, но вовлекается в этот процесс при их совместной фильтрации.

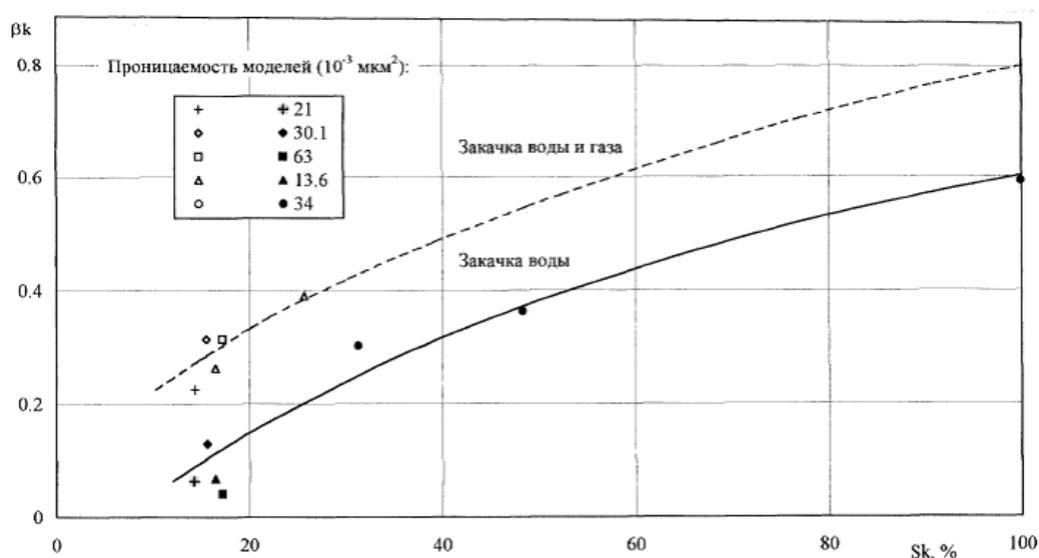


Рисунок 13 – Зависимость коэффициента вытеснения конденсата от конденсатонасыщенности

Для выяснения причин высокой вытесняющей способности водогазовой смеси были поставлены многочисленные опыты по извлечению конденсата из полых и наполненных стекляннм порошком прозрачных трубок, а также из капилляров, имитирующих фильтрационные каналы пористой среды. Как и в опытах с естественными пористыми средами, конденсат из трубок и капилляров вытеснялся сначала водой, а затем попеременным воздействием воды и газа (воздуха). Качественно аналогичны и полученные результаты воздействия. Основная доля вытесняемого конденсата была сосредоточена в потоке со стороны отступающей границы раздела "газ–вода" (мениска воды). Схема процесса движения конденсата в капилляре показана на рисунке 14.

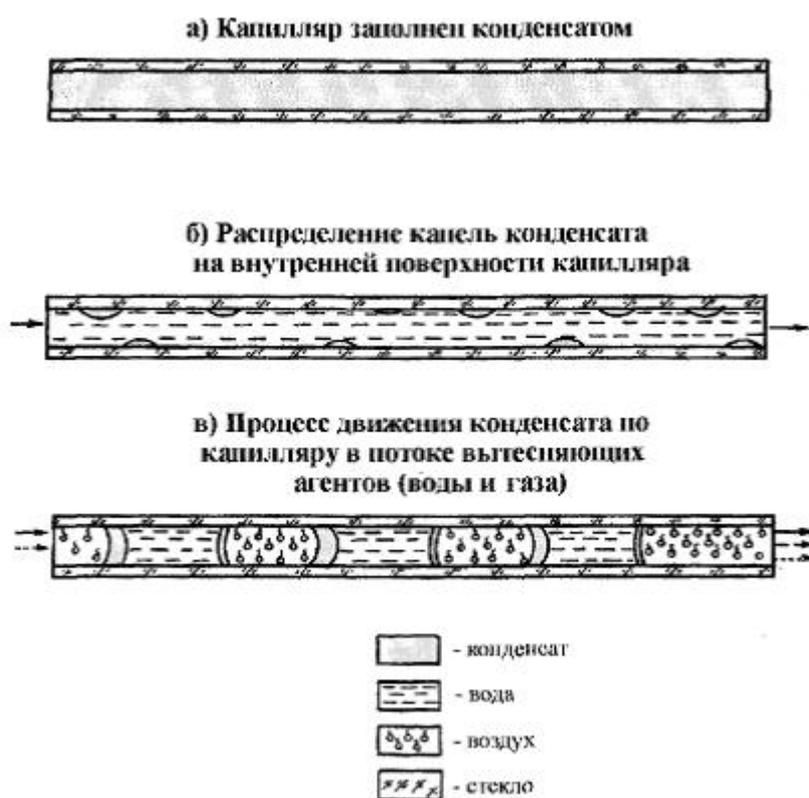


Рисунок 14 – Схема извлечение конденсата из капилляра в процессе попеременной закачки воды и газа

Визуализация трехфазного потока с помощью прозрачных моделей пористой среды позволили установить основные элементы механизма водогазового воздействия. В момент прохождения отступающего мениска воды по поверхности неподвижной капли (т. е. при ее попадании из водной среды в газовую) происходит резкое снижение поверхностного натяжения. Это

вызывает стремление углеводородной жидкости увеличить площадь контакта на границе с газом. Положительное значение коэффициента растекания углеводородной жидкости по поверхности воды, граничащей с газом, а также меньший угол смачивания породы водой для отступающего мениска (вследствие кинетического гистерезиса смачивания) создают благоприятные условия для отрыва капель конденсата и растекания их по поверхности "газ–вода".

Анализ выполненных экспериментов показывает, что наблюдаемый на газоконденсатных месторождениях эффект формирования конденсатного "вала" в условиях низкой конденсатонасыщенности порового пространства был бы невозможен без участия в этом процессе свободной газовой фазы. Этот эффект может быть объяснен самопроявлением механизма ВГВ в условиях водонапорного режима, когда часть заземленного газа при снижении давления в обводненной зоне приобретает подвижность. Масштабы протекания процесса извлечения выпавшего в пласте конденсата, как показывают промысловые данные, могут иметь промышленное значение и зависят от конкретной геолого–физической характеристики и технологии разработки ГКМ. Главными факторами в формировании механизма самопроявления ВГВ на газоконденсатных месторождениях являются микро – и макронеоднородность пористой среды, трещиноватость коллектора, степень активности законтурной области, темпы отбора газа и воды, а также неравномерность дренирования залежи [15].

В 1993 году зарубежными авторами были опубликованы результаты обширного исследования. В работе авторы исследовали чередующееся нагнетание воды и газа не только на математических моделях, но и на физической модели, состоявшей из двух видов известняков пористостью 26 и 11,3%, проницаемостью 10 и 0,3 мД [3].

По результатам работы авторами сделаны следующие выводы:

- результативность чередующегося нагнетания воды и газа чувствительна к слоистости пласта, свойствам пластового флюида, насыщенности защемленным газом и вертикальной проницаемости пласта;
- чередующееся нагнетание воды и газа позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения конденсата и улучшить экономическую привлекательность процесса путем снижения расходов на компримирование по сравнению с сайклинг–процессом;
- исследование показало, что при нагнетании воды в газоконденсатные пласты защемляется, в основном, сухой газ, а не газовый конденсат;
- в работе продемонстрировано восстановление приемистости скважин по газу после нагнетания воды в ходе реализации чередующегося нагнетания воды и газа.

2.2 Подготовка и закачка газа в пласт

Перед закачкой газа в пласт необходимо осуществить его подготовку. Для этого необходима осушка, охлаждение и компримирование газа. Рассмотрим подготовку и закачку газа для сайклинг–процесса на примере Новотроицкого месторождения (рисунок 15).

абсорбцией в потоке. В качестве абсорбента был использован тяжелый конденсат первой ступени сепарации.

Закачку газа в пласт производили тремя газомоторными компрессорами двух типов: 10ГКНА 1/100–200, 10ГКНА 1/112–275 производительностью 480–620 тыс. м³/сут каждый, работающими параллельно [6].

Для разработки ачимовских залежей с активным воздействием на пласт была предложена принципиальная схема подготовки газа и конденсата к транспорту (рисунок 16). Схема предполагает двухступенчатую сепарацию добываемой углеводородной смеси. Газ после второй ступени сепарации С–2 возвращается в теплообменник для предварительного охлаждения газа, поступающего в турбодетандер от сепаратора первой ступени С–1. Из теплообменника газ второй ступени сепарации направляется на дожимную компрессорную станцию (ДКС), после которой предусмотрена подача дожатого газа либо на переработку, либо на насосно–компрессорную станцию (НКС) для дальнейшего сжатия газа и нагнетания его в пласт. Поскольку объемы газа после ДКС относительно невелики, этот газ может, минуя узел переработки, направляться прямо в магистральный газопровод, по которому перекачивается смесь сеноманского и отбензиненного валанжинского газа.

- параметров закачки и количество закачиваемого сухого газа (рисунок 17);
- устьевых параметров;
- состава закачиваемого газа на промышленных хроматографах.



Рисунок 17 – Блок нагнетания сухого газа

- контроль по добывающим скважинам:
 - устьевых параметров, параметров сепарации, дебитов газа сепарации, конденсата и попутных вод, проводятся лабораторные исследования проб газа, конденсата и попутных вод;
 - состава газа сепарации на промышленных хроматографах.

Дополнительно, с определенной периодичностью, в скважинах проводятся газодинамические и геофизические исследования, как в рамках контроля за разработкой месторождения, так и специальные, при проведении на скважинах геолого–технических мероприятий (дополнительная перфорация, акустические методы воздействия и т.д.)

Газодинамические и геофизические исследования нагнетательных и добывающих скважин включают в себя: измерение забойных и пластовых температур и давлений, определение поглощающих/газоотдающих интервалов, приемистости/продуктивности, тип и уровни флюида (рисунок 18).

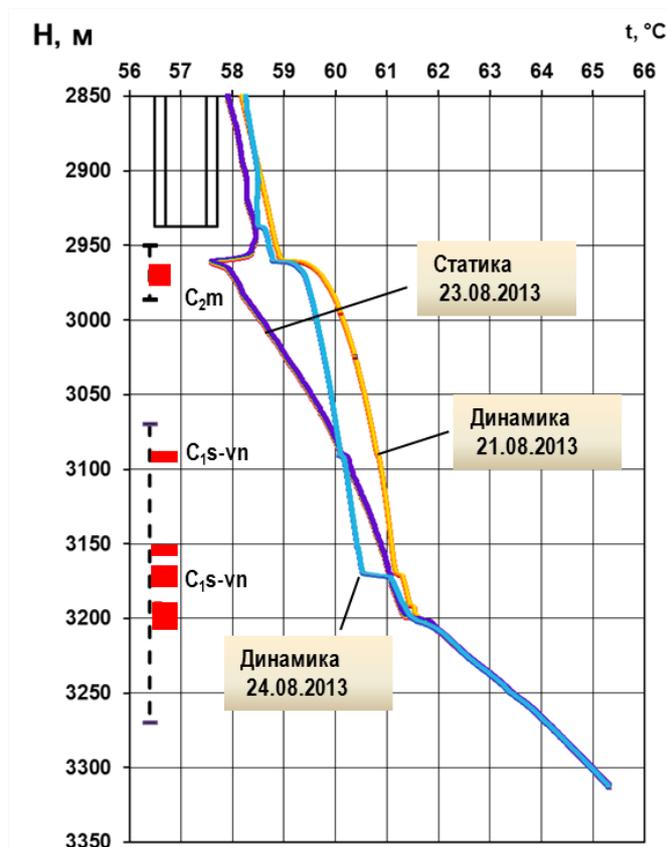


Рисунок 18 – Результаты термометрии

Результаты комплексных исследований позволяют отслеживать изменение приемистости, продуктивности, интервалов поглощения и поступления газа, составы и свойства добываемой продукции. Содержание прорвавшегося газа в составе продукции скважин определяется по доле азота, поскольку количество азота в пластовом газе почти на порядок выше, чем в закачиваемом. При расчете количества в составе продукции пластовых, закачиваемых и ретроградных компонентов используют замкнутую систему уравнений для покомпонентного расчета баланса добычи углеводородного сырья.

Основной задачей при разработке месторождения с активным воздействием на пласт является рациональное использование закачиваемого сухого газа с целью максимального доизвлечения выпавшего в пласте конденсата. В ходе проведения работ, исходя из полученных результатов балансовых расчетов, возникает необходимость определения путей поступления и продвижения закачиваемого газа по площади и разрезу залежи (рисунок 19). Четкое представление о движении сухого газа по пласту

позволяет обосновано подойти к разработке геолого–технологических мероприятий, направленных на оптимизацию параметров процесса.

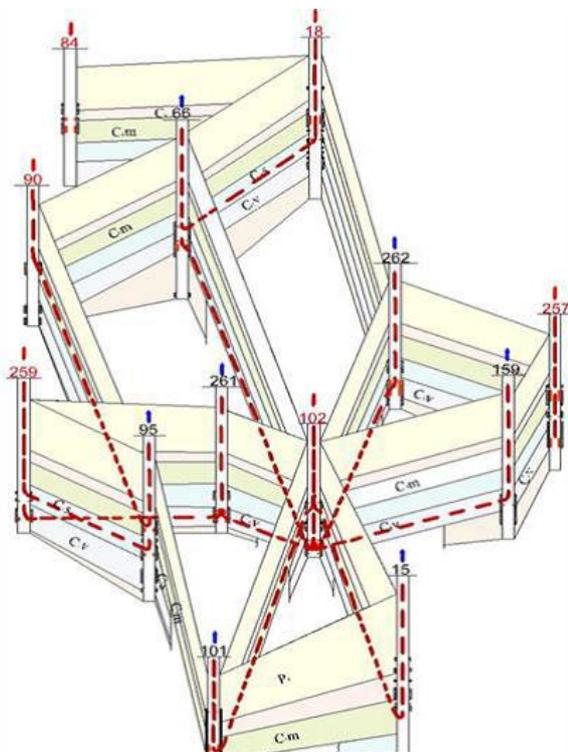


Рисунок 19 – Блок–схема продвижения сухого газа

Анализ имеющейся геолого–промысловой информации и результатов комплексных исследований скважин позволяют с высокой точностью проследить распространение закачиваемого газа по отложениям, что в свою очередь позволяет путем количественного регулирования направлять сухой газ в неохваченные им зоны, замедлять продвижение в газонасыщенную часть пластовых вод, поддерживать градиенты давления в пласте [16].

Комплексный контроль за разработкой месторождения в условиях применения методов повышения конденсатоизвлечения обеспечивает принятие научно–обоснованных решений по управлению процессами доизвлечения выпавшего в пласте конденсата и служит высоко информационным обеспечением проектов и технологических схем разработки месторождений.

2.4 Современный подход к технологиям газовых методов

Специалистами Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и ООО «Газпром добыча Краснодар» Вуктыльского газопромыслового управления в 2016 г. разработана программа опытно–промышленных работ по применению новых технологий увеличения углеводородоотдачи на шести участках месторождения. Целью программы стало перенаправление потоков закачиваемого газа и расширение зоны фильтрации по продуктивному разрезу и латерали. Всего в программе задействованы 42 скважины, в том числе семь нагнетательных (рисунок 20).

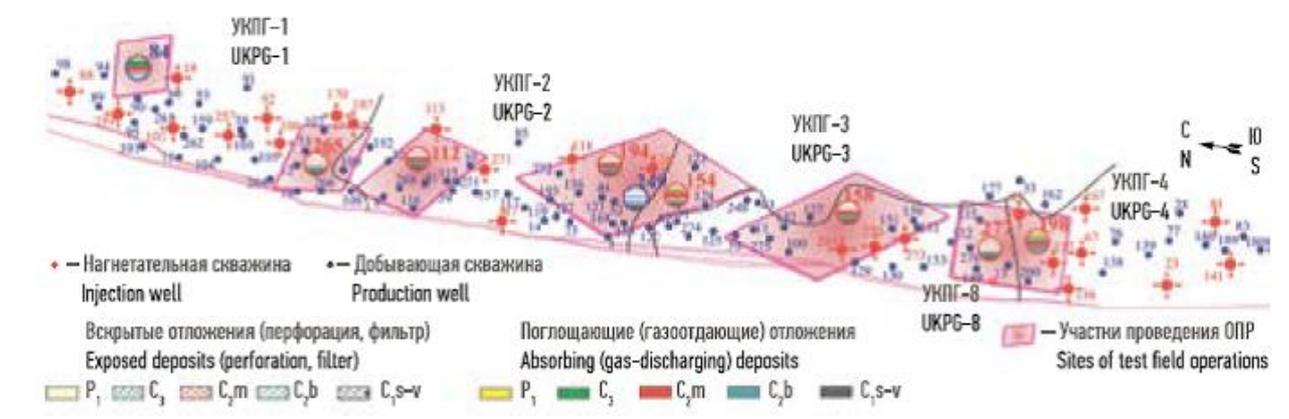


Рисунок 20 – Схема расположений скважин с участками ОПР

Реализуемые в программе мероприятия можно разделить на три основные группы.

1. *Разобшение объектов воздействия.* Впервые на месторождении были проведены работы по разобшению объектов воздействия сухим газом в нагнетательные скважины 194 (УКПГ–2) и 198 (УКПГ–4) путем установки пакера с отсечением отложений московского яруса (C_{2m}) от нижележащих башкирского, серпуховского и визейского ярусов (C_{2b}–C_{1s-v}). Это позволило осуществлять как раздельную, так и одновременную закачку газа в разновозрастные отложения для регулирования интенсивности воздействия по разрезу (рисунок 21). В ходе закачки по новым схемам было подтверждено наличие флюидоупорных пропластков в подошве отложений московского яруса. Это дает новую информацию, положительно влияющую на принятие

решений о закачке в другие нагнетательные скважины, при этом только остается учитывать наличие тектонических нарушений.

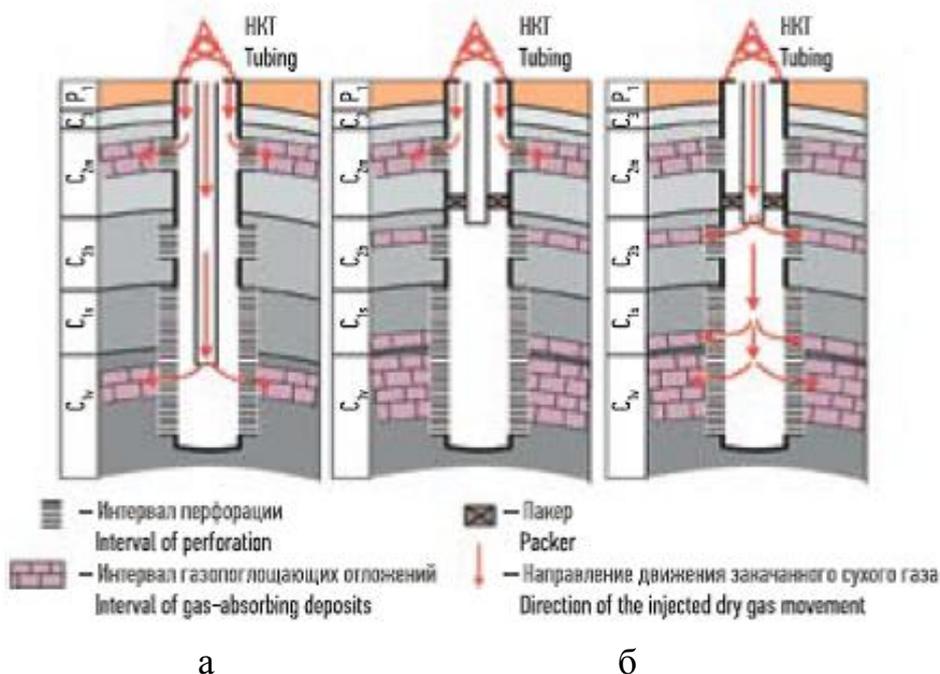


Рисунок 21 – Конструкция скважины:

а) до проведения капитального ремонта; б) после проведения капитального ремонта

2. *Перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд.* На основании результатов анализа состояния геофлюидальной обстановки для перевода в нагнетательный фонд были выбраны пять скважин (скважины 112, 154, 158, 265, 277) на разных участках месторождения. Основной целью данного мероприятия стало вовлечение в процесс участков, ранее слабо охваченных воздействием закачки сухого газа в пласт:

- для увеличения охвата отложений башкирского и серпуховского ярусов карбона ($C_{2b}-C_{1s}$) воздействием закачанным газом на участке УКПГ-1 (скважина 265) и УКПГ-8 (скважина 277);
- для поддержания зоны фильтрации отложений московского яруса (C_{2m}) и охвата воздействием сухим газом отложения башкирского, серпуховского и визейского ярусов ($C_{2b}-C_{1s}-v$) на участке УКПГ-8 (скважина 158);

- для расширения зоны фильтрации отложения московского яруса (C_{2m}) и нижезалегающие ($C_{2b}-C_1$) на участке УКПГ–2 (скважина 112);
- для изменения направления воздействия закачиваемого газа по латерали в целях вовлечения в процесс неохваченных участков месторождения (УКПГ–3, скважина 154).

3. *Перевод нагнетательных скважин в добывающий фонд.* На участке УКПГ–1 скважина 84 и УКПГ–2 скважина 249 были переведены в добывающий фонд в целях изменения потоков фильтрации закачиваемого газа, а также перенаправления объемов (40 млн. м³/год) на другие участки месторождения.

По результатам контроля установлена реакция на мероприятия по 18 из 35 добывающих скважин на разных участках ОПР. Проявление реакции по скважинам отмечается в виде [10]:

- увеличения доли сухого прорывного газа в продукции;
- стабилизации и незначительного увеличения дебита газа сепарации;
- стабилизации или снижения темпа падения пластового давления;
- увеличения добычи ретроградного конденсата (C_{5+}) и ретроградных компонентов C_2-C_4 за счет изменения интервалов воздействия по разрезу путем вовлечения в процесс фильтрации нижних интервалов продуктивной толщи ($C_{2b}-C_{1s-v}$);
- блокирования поступления пластовых вод к забоям добывающих скважин.

3 ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ГАЗОВЫХ МЕТОДАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

3.1 Коэффициент извлечения конденсата при газовых методах воздействия

В теории и практике разработки газоконденсатных месторождений по аналогии с коэффициентом газоотдачи широко применяется понятие о коэффициенте конденсатоотдачи. Наряду с ним применяют также термин коэффициент конденсатоизвлечения, или коэффициент извлечения конденсата. Однако с учетом специфических особенностей газоконденсатных залежей эти термины по своей сущности значительно отличаются друг от друга. Под термином конденсатоотдача следует понимать потенциальную способность залежи обеспечить в процессе ее естественного истощения соответствующую отдачу конденсата, а под термином коэффициент конденсатоотдачи – отношение выхода конденсата (в тех же условиях за весь период эксплуатации) к его потенциальным запасам:

$$k_{\text{ко}} = \frac{Q_{\text{п}} - R_{\text{к}}}{Q_{\text{п}}}, \quad (1)$$

где $R_{\text{к}}$ – величина ретроградных потерь конденсата в т или м^3 ; $Q_{\text{п}}$ – потенциальные запасы конденсата в тех же единицах.

Таким образом, чем меньше ретроградные потери конденсата, тем больше конденсатоотдача. Коэффициент конденсатоотдачи, как и ретроградные потери конденсата, определяется лабораторными исследованиями рекомбинированных проб газа и конденсата, или расчетным путем до начала разработки месторождения, к моменту подсчета запасов газа и конденсата.

В отличие от коэффициента конденсатоотдачи, под коэффициентом извлечения конденсата подразумевается отношение фактически извлеченного (или ожидаемого) конденсата за весь период эксплуатации залежи к величине потенциальных запасов конденсата. Таким образом, коэффициент извлечения конденсата:

$$k_{\text{ки}} = \frac{Q_{\text{с}}}{Q_{\text{п}}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{с}}$ – фактическая суммарная добыча конденсата за весь период эксплуатации залежи в т или м^3 ; $Q_{\text{п}}$ – потенциальные запасы конденсата в т или м^3 .

Если коэффициент конденсатоотдачи целиком обусловлен характеристикой залежи и величиной ретроградных потерь конденсата и в среднем составляет 0,4–0,5, то величина коэффициента конденсатоизвлечения зависит от эффективности применяемых способов разработки. В зависимости от принятого способа разработки коэффициент извлечения конденсата может быть больше или меньше, чем коэффициент конденсатоотдачи, а в некоторых случаях значения этих коэффициентов могут быть примерно одинаковыми [7].

3.1.1 Зависимость коэффициента извлечения конденсата от проницаемости при сайклинг–процессе

На коэффициент извлечения конденсата оказывает влияние проницаемость коллектора. На рисунке 22 [11] представлена зависимость КИК от коэффициента проницаемости при разработке Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения. При проницаемости, равной $0,001 \text{ мкм}^2$, КИК равен 20 %. При проницаемости, равной $0,1 \text{ мкм}^2$, КИК уже составляет 42 %. При внедрении сайклинг–процесса прирост КИК составил примерно 40 %.

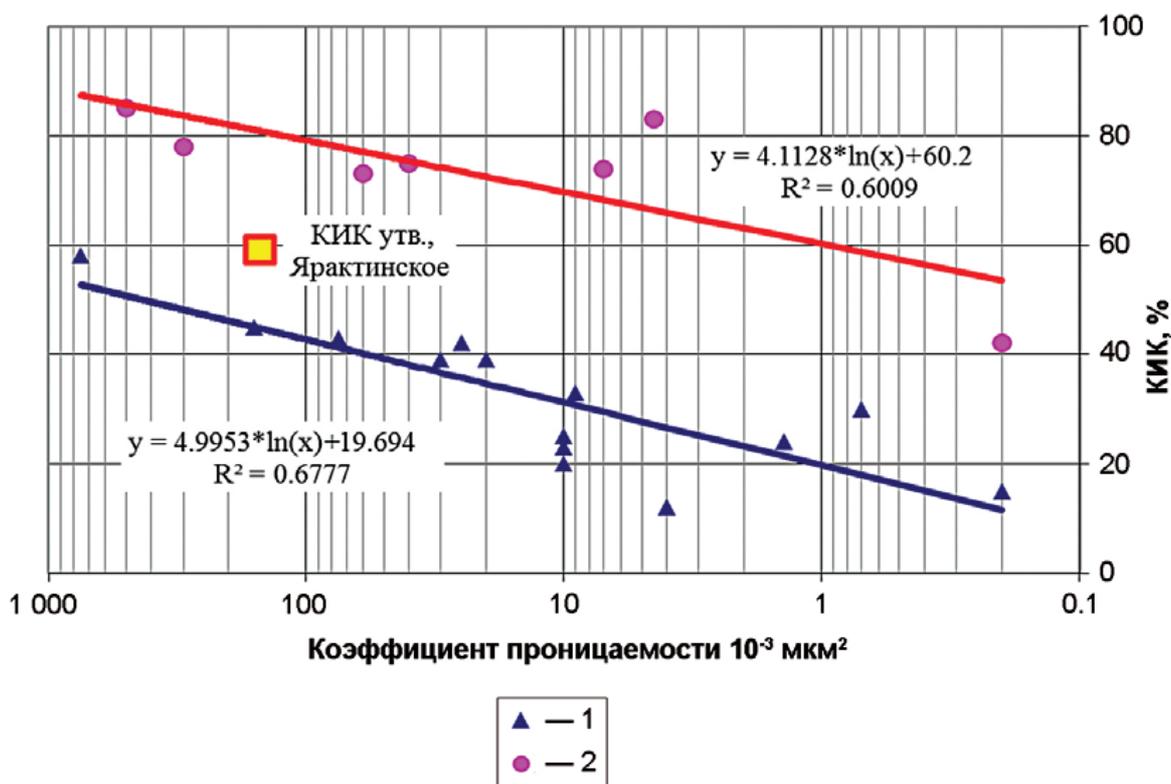


Рисунок 22 – Зависимость КИК от коэффициента проницаемости при разработке Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения: 1 – сайклинг–процесс, 2 – режим истощения

3.1.2 Исследование коэффициента извлечения конденсата при нагнетании неуглеводородного газа

С точки зрения повышения конденсатоизвлечения пласта, нагнетание неуглеводородных газов является весьма эффективным методом.

Влияние CO_2 на испаряемость конденсата изучали Сайфеев, Виноградов и Филиппов [17]. В результате проведенных исследований они отмечают, что наиболее положительное влияние оказывает диоксид углерода на испаряемость конденсата при объемном его содержании в системе 30–35%. Дальнейшее увеличение содержания диоксида углерода не приводит к должному эффекту. Снижение температуры пластовой системы, в основном, отрицательно сказывается на испаряемости конденсата. Однако в целом суммарный эффект от воздействия диоксида углерода весьма существенен как при высоких, так и

при низких пластовых давлениях, что позволяет применять закачку CO_2 и на более поздней стадии разработки.

Проведенный Абасовым и коллегами анализ работ [18] показал, что степень влияния содержания азота и углекислого газа на давление начала конденсации зависит, в основном, от их содержания в составе природного газа, а также физико–химических свойств жидких углеводородов. Изменение мольной доли азота от 0,7 до 58%, а углекислого газа от 0,7 до 78% показало, что рост количества азота приводит к росту давления начала конденсации, а увеличение количества углекислого газа – к снижению этого параметра.

Группой ученых во главе с Аббасовым в 1999 и 2001 годах обобщены результаты исследований [20] по изучению влияния не углеводородных газов в составе сухого газа на его испаряющую способность. При изменении в составе сухого газа содержания азота до 100% установлено, что с ростом процентного содержания азота в составе сухого газа количество испарившегося конденсата уменьшается. Так при молярной доле азота 20 и 100% количество испарившегося конденсата составляет соответственно 22,0 и 2,5%. Это, по мнению авторов, свидетельствует о том, что до 20% азота в составе сухого углеводородного газа почти не ухудшает его испаряющую способность. Влияние процентного содержания углекислого газа изучалось в интервале 10–30%. Показано, что с ростом содержания углекислого газа в системе, количество испарившегося конденсата возрастает и при его молярной доле около 30% это количество составляет 37,7%.

Коэффициент извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений зависит от агента вытеснения. Эксперименты по нагнетанию различного неуглеводородного газа на модели Северо–Елтышевского месторождения представлены на рисунке 23 [3].

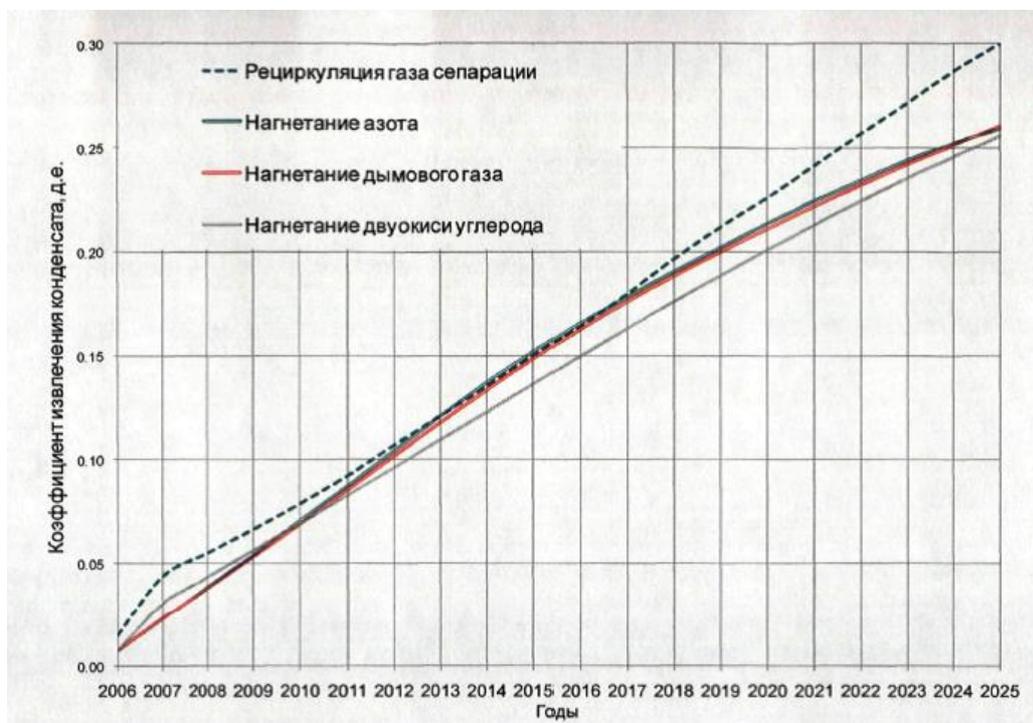


Рисунок 23 – Коэффициент извлечения конденсата при нагнетании неуглеводородного газа на Северо–Елтышевском месторождении

Объемы нагнетания для всех видов агентов в поверхностных условиях были одинаковы, но в пластовых условиях они различались, так как агенты характеризуются разной сжимаемостью.

Ввиду большей сжимаемости двуокиси углерода, её объем в пластовых условиях оказался недостаточен для поддержания пластового давления, а хорошая испаряющая способность не смогла компенсировать более низкие дебиты добывающих скважин по газу. На рисунке 24 видно, что газовый фактор при нагнетании CO_2 выше аналогичного показателя при рециркуляции добываемого газа на протяжении всего периода разработки, что обусловило средний КГФ на 6% ниже, чем при рециркуляции газа сепарации.

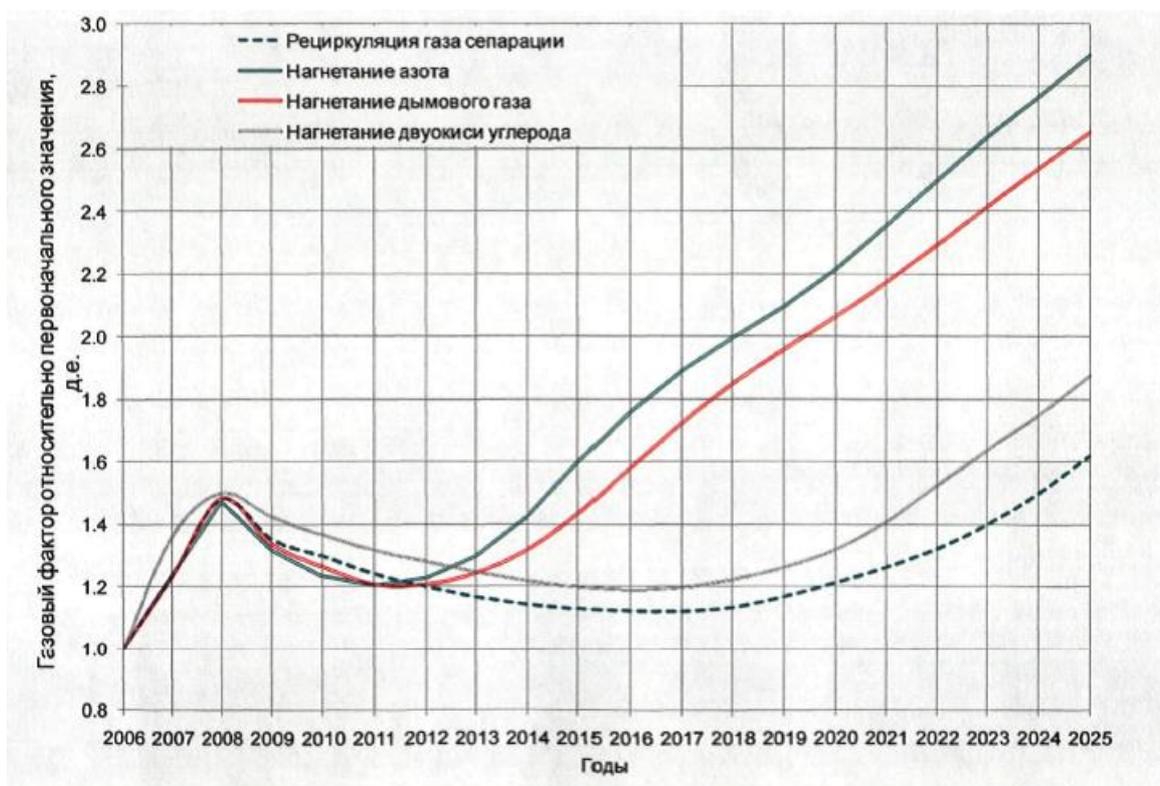


Рисунок 24 – Относительный газовый фактор при нагнетании неуглеводородного газа на Северо–Елтышевском месторождении

При нагнетании азота и дымового газа (в эксперименте состоял из 70% N_2 и 30% CO_2) получили следующее: ввиду меньшей сжимаемости они лучше поддерживают пластовое давление, чем CO_2 или газ сепарации, при сопоставимых объемах нагнетания в поверхностных условиях. Но при этом более жесткие условия разработки могут привести к преждевременным прорывам газа. На рисунке 23 видно, что степень извлечения конденсата при нагнетании азота и дымового газа на начальном этапе были сопоставимы с ее величиной при рециркуляции газа сепарации, но к концу разработки дебиты скважин по жидкости снизились ввиду раннего прорыва нагнетаемого газа, который хорошо продемонстрирован на рисунке 24.

В случае Северо–Елтышевского месторождения при нагнетании азота не удалось добиться показателей накопленной добычи, сопоставимых с рециркуляцией газа сепарации, а разница с вариантом нагнетания двуокиси углерода составила лишь 1,5%. При этом на рисунках 23 и 24 представлены данные для вариантов, в которых процесс инициализировался через 18 месяцев

после начала разработки, до этого времени разработка велась на истощении и значительная доля конденсата (до 80% первоначального содержания) успевала перейти в жидкую фазу. Испаряющая способность газа оказывала существенное влияние на эффективность процесса, что позволило в большей степени раскрыть потенциал нагнетания CO_2 и снизило эффективность нагнетания азота и дымового газа.

Следовательно, можно сделать следующие выводы:

- для поддержания пластового давления выше давления начала конденсации предпочтительно нагнетание азотом или дымового газа с повышенным содержанием азота, при этом особое внимание уделить предотвращению преждевременного прорыва агента нагнетания в добывающие скважины;

- при организации процесса рециркуляции газа в пласте, охваченном ретроградной конденсацией, в особенности при высоком КФГ и на поздних стадиях разработки, предпочтительно использование двуокиси углерода, при этом компенсация отбора закачкой должна быть обеспечена в пластовых условиях;

- существенным недостатком нагнетания неуглеводородных газов является необходимость после их прорыва очистки добываемого газа до требуемого товарного качества.

3.2 Анализ динамики улучшения показателей разработки на газоконденсатных месторождениях

Пластовое давление

Разработка газоконденсатных месторождений с помощью газовых методов позволяет поддерживать пластовое давление с целью прекращения выпадения конденсата в пласте. На рисунке 25 [14] представлен условный график очередности реализации технологий на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении за последние три десятилетия. Из данных графика видно, что с 1965 по 1983 год пластовое давление резко упало

с 36,3 МПа (1965 г.) до 8 МПа (1983 г.). В 1983 г. были проведены испытания для промышленной апробации метода воздействия обогащенным газом на пласт, содержащий выпавший конденсат, с целью вовлечения конденсата в процесс фильтрации. С 1993 года была реализована закачка сухого газа в пласт и прекращено резкое падение пластового давления.

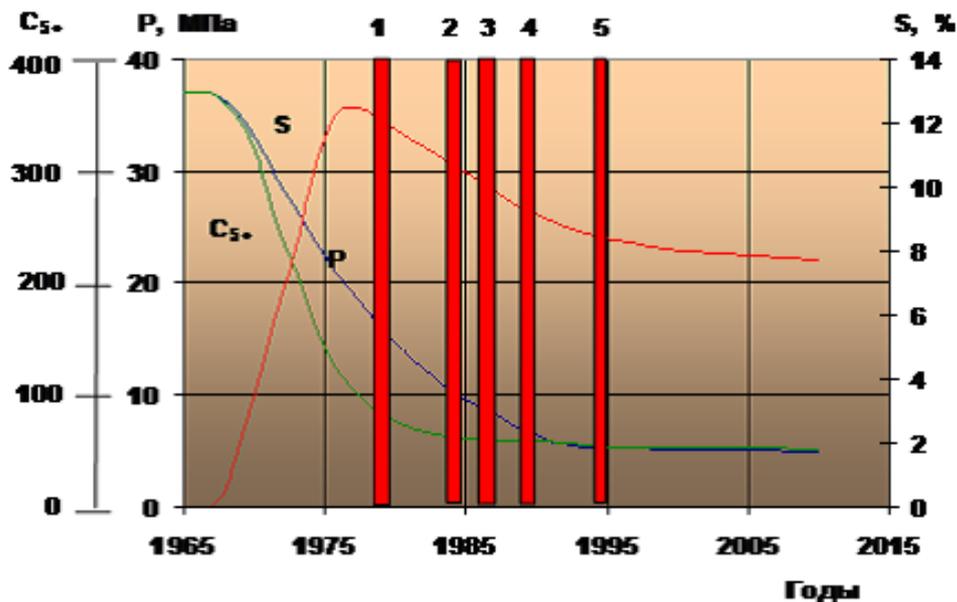


Рисунок 25 – Промысловая апробация и промышленное использование технико–технологических решений на Вуктыльском НГКМ

На рисунке 26 [13] представлен более точный график пластового давления на Вуктыльском НГКМ с 1993 года. Проанализировав данный график можно сделать вывод, что реализация сайклинг–процесса позволила поддержать пластовое давление по сравнению с разработкой пласта на истощение.

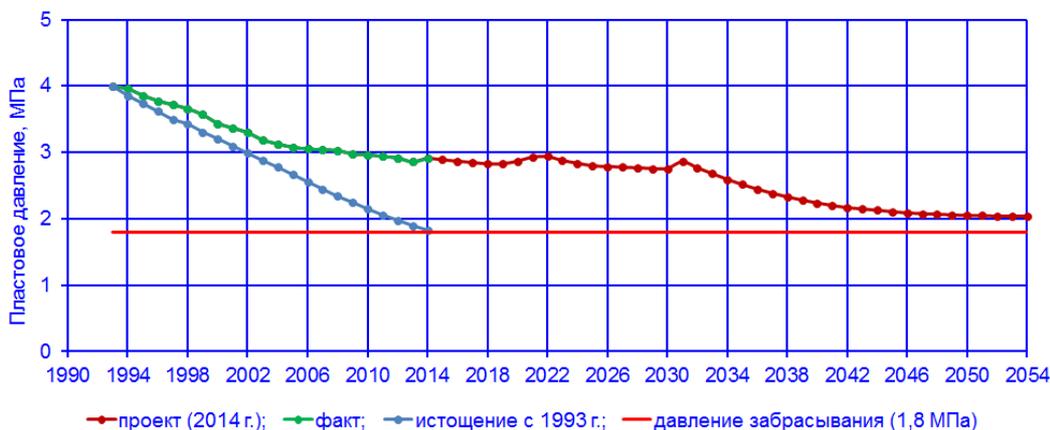


Рисунок 26 – Динамика пластового давления на Вуктыльском НГКМ

Динамика пластового давления на Ярактинском НГКМ, представленная на рисунке 27 [11], также показывает влияние сайклинг–процесса на пластовое давление. Скважина 19 в данном случае является нагнетательной, а 15 и 18 – добывающими. С начала воздействия на пласт пластовое давление в скважине 18 увеличилось до начального пластового давления (25,4 МПа), а в скважине 15 увеличилось с 24,0 МПа (2007 г.) до 24,5 МПа (2011 г.).

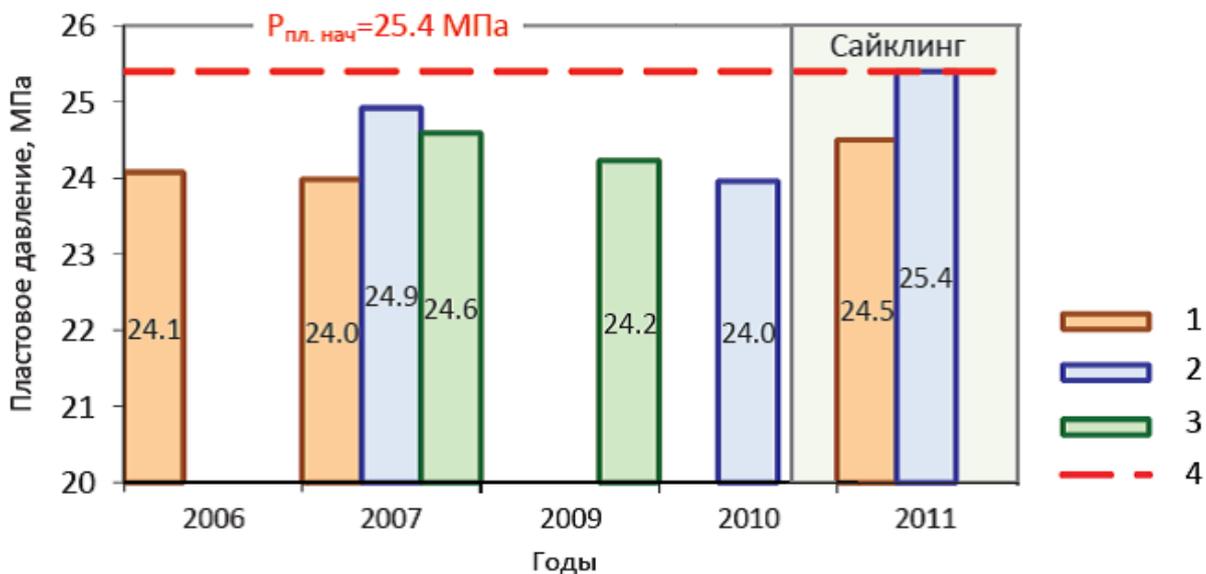


Рисунок 27 – Динамика пластового давления на Ярактинском НГКМ

Условные обозначения: 1 – скважина 15; 2 – скважина 18; 3 – скважина 19; 4 – $P_{пл.нач}$

Добыча газа и конденсата

Добыча газа, добываемая при поддержании пластового давления в сравнении с работой пласта на истощение, представлена на рисунке 28 [13]. Из данных графика видно, что отбор газа при сайклинг–процессе значительно превышает отбор газа при прогнозном истощении пласта. Коэффициент извлечения газа (КИГ) при сайклинг–процессе составил 0,899, а при истощении – 0,862.

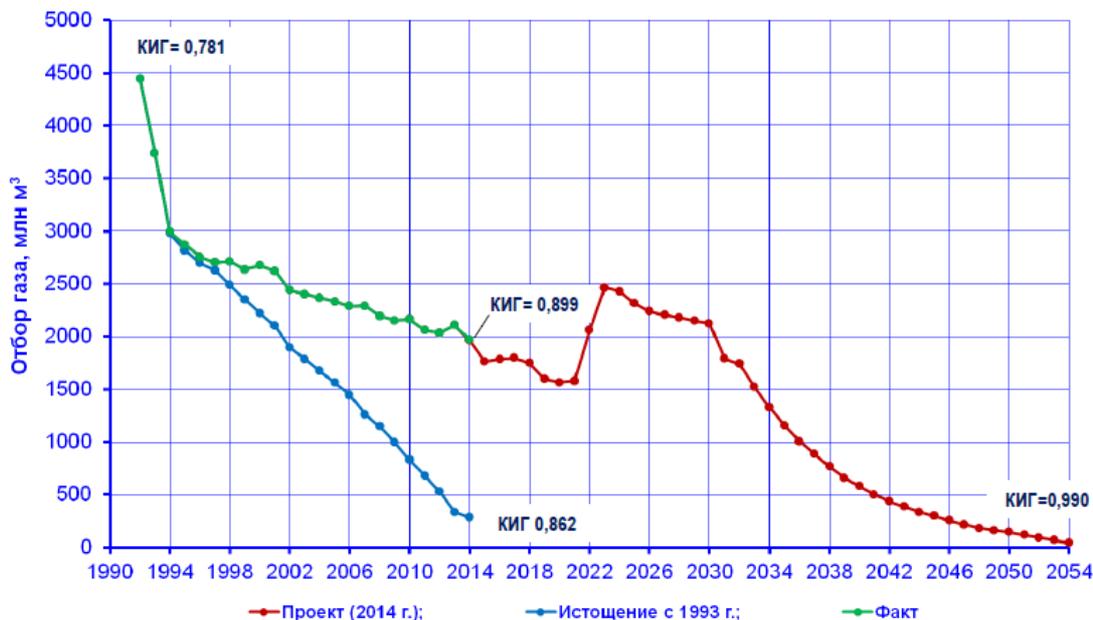


Рисунок 28 – Динамика отбора газа по годам Вуктыльского НГКМ

На рисунке 29 [11] изображена динамика дебитов газа скважин Ярактинского НГКМ. Проанализировав данный график, можно сделать вывод, что внедрение сайклинг-процесса значительно увеличило дебит газа по скважинам 15 и 18. На рисунке 30 [13] также представлена динамика увеличения дебита газа скважины №105 УКПГ-1 Вуктыльского НГКМ, показывающая эффективность системы поддержания пластового давления.



Рисунок 29 – Динамика дебитов газа скважин Ярактинского НГКМ

Условные обозначения: 1 – скважина 15 (добывающая); 2 – скважина 18 (добывающая); 3 – скважина 19 (нагнетательная)



Рисунок 30 – Увеличение дебита скважины №105 УКПГ–1 Вуктыльского
 НГКМ

Таким образом, сайклинг–процесс оказывает более положительный эффект на отбор газа и коэффициент извлечения газа, чем разработка пласта на истощение.

Добыча конденсата, добываемая при закачке сухого газа в сравнении с работой пласта на истощение, представлена на рисунке 31 [13]. Из данных графика видно, что отбор конденсата при сайклинг–процессе значительно выше отбора конденсата при истощении пласта. КИК при сайклинг–процессе составил 0,324, а при истощении – 0,319.

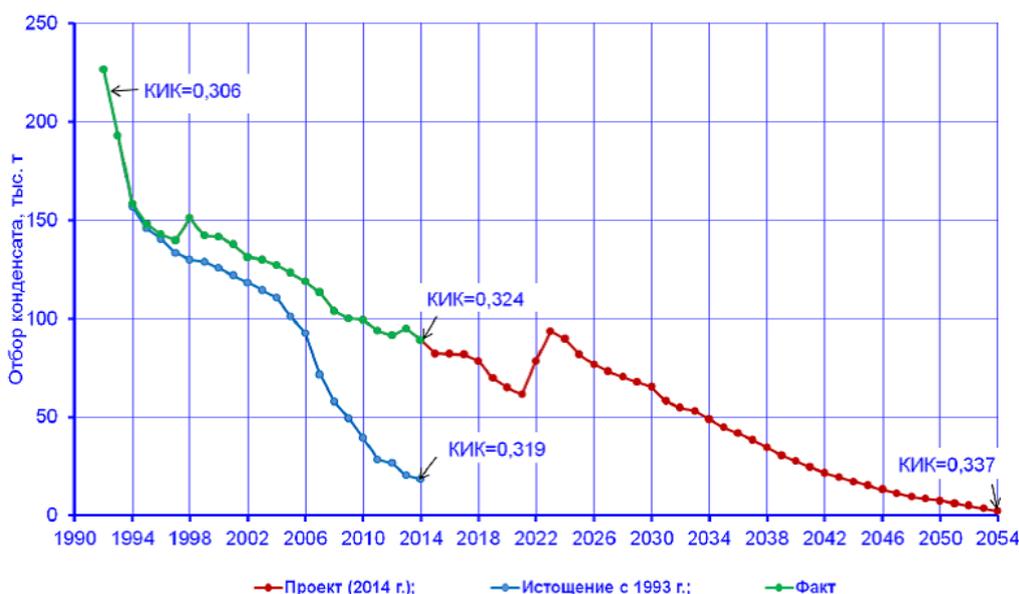


Рисунок 31 – Динамика отбора газового конденсата по годам на Вуктыльском
 НГКМ

На рисунке 32 [13] представлена дополнительная добыча ретроградных углеводородов на Вуктыльском НГКМ при реализации сайклинг–процесса. Из данных графика видно, что добыча фракций C_{5+} и C_3-C_4 значительно больше, чем при прогнозной разработке на истощение.

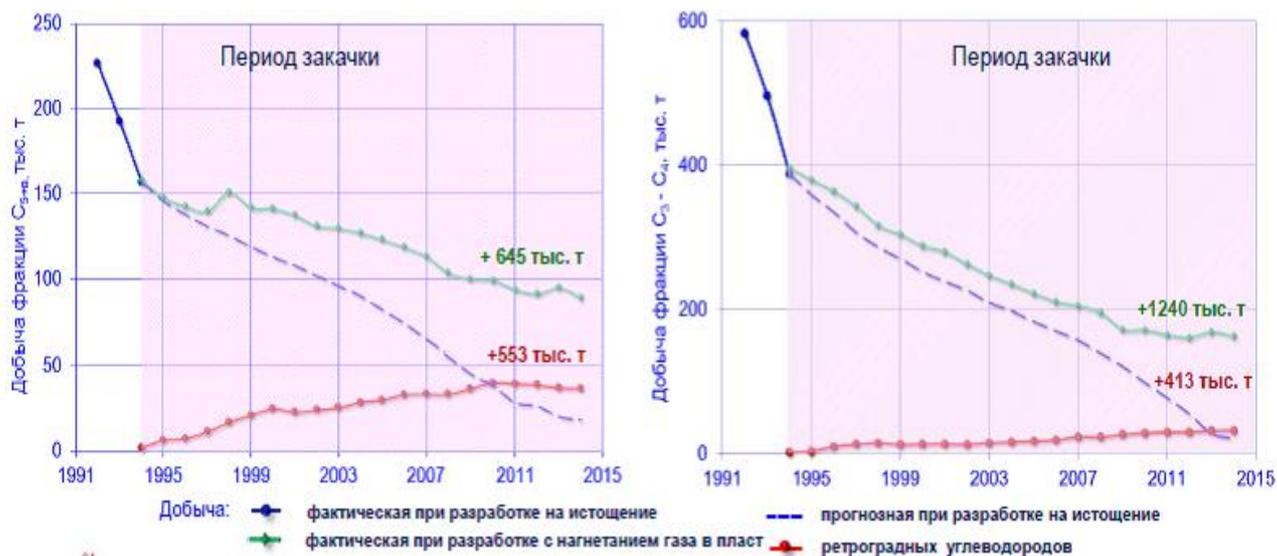


Рисунок 32 – Дополнительная добыча ретроградных углеводородов на Вуктыльском НГКМ

Следовательно, можно сделать вывод, что сайклинг–процесс оказывает более положительный эффект на отбор конденсата и коэффициент извлечения конденсата, чем разработка пласта на истощение.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Охременко Илье Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально – технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально – технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии поддержания пластового давления соответствует данным с «Х» газоконденсатного месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	– районный коэффициент – 1,3; – надбавки – 20%; – накладные расходы – 16%; – норма амортизации 10%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ с альтернативными способами исследования, выполнение SWOT – анализа
2. Планирование и формирование бюджета проводимых исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала:

1. Матрица SWOT
2. Календарный план график проведения работ
3. Бюджет проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Охременко Илье Андреевич		29.02.2020

Таблица 3 – Матрица SWOT

Сильные стороны проекта (С)	Слабые стороны проекта (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Комплексность исследования 2. Достоверность полученных данных 3. Актуальность научного исследования 4. Доступ к уникальным ресурсам 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая длительность проведения эксперимента 2. Высокая стоимость 3. Низкий спрос 4. Нехватка квалифицированного персонала
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Совершенствование технологической составляющей 2. Возможность увеличения методов исследования 3. Создание конкуренции альтернативным способом исследования 4. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокие затраты на реализацию 2. Выход на рынок нового конкурента, использующего более современные технологии исследования 3. Возможное снижение комплексности исследования

Таблица 4 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	-	+
	В3	+	+	+	+
	В4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: В1С1С2, В2С1С2С4, В3С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	В1	+	+	-	+
	В2	+	+	-	+
	В3	0	0	+	0
	В4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 5, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В1Сл1Сл2Сл4, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (3)

		Сильные стороны проекта			
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	-
	У3	+	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 6, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: У2С1, У3С1С2.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта (4)

		Слабые стороны проекта			
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	0	-
	У2	-	-	+	-
	У3	0	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 7, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл2, У2Сл3.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод, что исследование имеет высокую актуальность, так как на данный момент применение сайклинг–процесса является инновационным. Это приведет к созданию конкуренции альтернативным способам проведения исследований и повысит количество заинтересованных заказчиков, произойдет увеличение возможных методов исследования. Совершенствование технологии позволит снизить длительность исследования и увеличить достоверность результатов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

4.2 Планирование исследовательской работы в рамках ВКР

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

- построение графика проведения исследований и разработки проектной документации.

4.3 Структура работ в рамках проводимого исследования

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель
	4	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ данных ГИС, изучение состава газа и конденсата, интерпретация полученных значений.	Инженер
	6	Проведение практического расчета	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР и составление проектной документации	8	Оформление расчетов	Инженер
	9	Составление пояснительной записки	Инженер
	10	Публикация результатов исследования	Руководитель

4.4 Разработка графика проведения исследовательской работы

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта, ввиду того, что данная тематика научного–исследования является специализированной.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками,

характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

1. Организационный период. Во время организационной подготовки ставится задача на проведение исследований, производится комплектование подразделения инженерно–техническим персоналом, подбираются приборы и оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. Исследовательские работы. Этот этап работ включает анализ всей имеющейся промысловой информации. По результатам анализа составляется модель. На основании данной модели происходит подбор необходимых параметров закачиваемого газа. Далее происходит моделирование процесса ППД при помощи газовых методов. На основании результатов моделирования дается обоснование необходимости проведения технического перевооружения скважины и составляется соответствующая проектная документация.

3. Камеральные работы. Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию промысловой информации об изучаемом методе поддержания пластового давления при помощи газовых методов; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение карт; оформительские работы.

Календарный план – это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 9).

4.5.1 Расчет затрат на материалы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расxi} , \quad (3)$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно–заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены по данным, размещенным на сайте Единой информационной системы в сфере закупок.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z_m), руб.
Бумага	Пачки	10	268	2680
Чернила для принтера	Мл	10	160	1600
Ручка	Шт.	12	15	180
Суммарная стоимость				4460
Итого, с учетом транспортных расходов				5129

4.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно–измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол – во	Цена за ед., руб.	Общая стоимость оборудования, Зд, руб.
Программное обеспечение Rohar RMS	1	1200500	1200500
Программное обеспечение Tempest PVTx	1	1035850	1035850
Программное обеспечение MS Office	1	20500	20500
Итоговая стоимость специального оборудования			2256850

Общие единоразовые вложения на приобретение различного рода специального оборудования составили 2256850 руб.

4.5.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Расчет амортизационных отчислений при проведении научного исследования с целью составления проекта технического перевооружения скважины приведен в таблице 12. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$A_M = C_{\text{перв}} / \text{СПИ} / 12, \quad (4)$$

где $C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, год.

Таблица 12 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений в месяц, руб.
Программное обеспечение Roxar RMS	1200500	10	360	21748
Программное обеспечение Tempest PVTx	1035850	10	360	18765
Программное обеспечение MS Office	20500	10	360	371
Итоговая сумма амортизационных отчислений				40884

В соответствии со сроками проведения исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение экспериментальных расчетов, амортизационные отчисления будут составлять 40884 руб.

4.5.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (инженер–проектировщик) и руководителя (старший научный сотрудник) составляет 20000 руб. и 30000 руб. соответственно. Информация взята из открытых источников сети Интернет (Вакансии ОАО «ТомскНИПИнефть»).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением исследования, (включая премии,

доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (5)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12–20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6)$$

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

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

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (7)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно–технического персонала, раб. дн. (таблица 13).

Таблица 13– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	70	140
Количество нерабочих дней: выходные дни и праздничные дни	7	16
Потери рабочего времени: отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	63	124

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_d) \cdot k_p, \quad (8)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и

на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15–20% от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 14.

Таблица 14 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	кд	кp	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	30000	0,25	1,3	48750	1950	63	122850
Инженер	20000	0,25	1,3	32500	1300	124	161200
Итого $Z_{осн}$							284050

Общие затраты на основную заработную плату научно–технического персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 284050 рублей.

4.5.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22% – на пенсионное страхование; 5,1% – на медицинское страхование; 2,9% – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы (результаты вычислений в таблице 15):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (9)$$

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

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	122850	0,3	36855
Инженер	161200	0,3	48360
Итого Звнеб			85215

4.5.6 Расчет накладных расходов

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

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_{i=1}^5 Z_i, \quad (10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 * (5,129 + 40,884 + 284,050 + 85,215) = 66,44 \text{ тыс. руб.}$$

4.5.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты	5,129
Амортизационные отчисления	40,884
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	284,050

Продолжение таблицы 16

Отчисления во внебюджетные фонды	85,215
Накладные расходы	66,44
Бюджет затрат	481,718

Суммарный бюджет затрат проводимого исследования составил – 481718 рублей.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности проводимого исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному исследованию, в котором необходимые параметры рассчитываются с использованием других программных комплексов. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроков выполнения, использование более дорогостоящего программного обеспечения. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задача принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр 1}} = 1.$$

$$I_{\text{финр 2}} = 1053/842,818 = 1,25;$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (12)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (таблица 17)

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$l_m^p = 5 * (0,35 + 0,15 + 0,30 + 0,20) = 5$$

$$l_m^a = 4 * 0,35 + 3 * 0,15 + 5 * 0,30 + 4 * 0,20 = 4,15$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($l_{финр}^p$) и аналога ($l_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{финр}^p = l_m^p / l_{ф}^p = 5 / 1 = 5;$$

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_{ф}^a = 4,15 / 1,25 = 3,32.$$

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

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5 / 3,32 = 1,5.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Результаты расчетов приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	

Сравнение на основании таблицы 18 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Выводы

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Конкурентоспособность с исследованиями–аналогами основывается на инновационной методической базе экспериментального моделирования. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 481718 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить, как денежные, так и временные затраты.

При подсчёте интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчёте интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Охременко Илья Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ основных показателей разработки газоконденсатных месторождений с применением газовых методов поддержания пластового давления	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: основные показатели разработки газоконденсатных месторождений. Область применения: фонд газоконденсатных скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; – Федеральный закон "О трудовых пенсиях в Российской Федерации" от 17.12.2001; – ГОСТ 12.2.033 – 78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Анализ вредных факторов рабочей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; <p>Анализ опасных факторов рабочей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожароопасность и взрывоопасность; – движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим ток.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы, выхлопные газы; – Гидросфера: сбросы, утечка горючесмазочных материалов; – Литосфера: отходы, нарушение естественного залегания пород.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС: неконтролируемый выброс газа и газового конденсата, возгорание технологического оборудования по причине короткого замыкания.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пропуск газа и газового конденсата элементами фонтанной арматуры по причине разгерметизации соединений.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	–		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Охременко Илья Андреевич		29.02.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время в России многие газоконденсатные месторождения разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии, что приводит к потере большого количества потенциальных запасов конденсата. Самым эффективным методом поддержания пластового давления путем рециркуляции газа оказался сайклинг–процесс. С его помощью можно предотвратить потери пластового конденсата.

Объектом исследования в данной работе являются основные показатели разработки газоконденсатных месторождений.

Область применения технологии: фонд газоконденсатных скважин.

В России наиболее значительным опытом внедрения сайклинг–процесса является Вуктыльское месторождение. Внедрению сайклинг–процесса на месторождении предшествовали лабораторные исследования и серия опытно–промышленных проектов "Конденсат".

Одним из российских месторождений, на котором в 2010 г. началась отработка сайклинг–процесса, является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Иркутской области. Таким образом, можно извлечь значительные запасы конденсата, который является важнейшим сырьем в газонефтяной отрасли.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа при поддержании пластового давления имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [21]. Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности

об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом.

К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Ст. 299–302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск). Работник также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173–ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [22].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033–78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [23].

- При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

5.2 Профессиональная социальная безопасность

В процессе трудовой деятельности на организм человека оказывают неблагоприятное воздействие различные факторы производственной среды. Это воздействие является причиной возникновения у работника производственных травм и заболеваний. Для классификации возможных вредных и опасных факторов рабочей среды была создана система стандартов безопасности труда.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для ППД газовыми методами, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ) [24]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Воздействие токсического вещества на организм человека		+	Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [24].
2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды ГОСТ 15150–69 [25].
3. Превышение уровней шума	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003–83 [26].
4. Превышенный уровень вибрации	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [27].

Продолжение таблицы 19

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	Требования к освещению устанавливаются СНиП 23–05–95* [28].
6. Пожароопасность и взрывоопасность		+	Контроль взрывоопасности приведен в ГОСТ 12.1.010–76 [29].
7. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	+	+	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные ГОСТ 12.2.062–81 [30].
8. Поражение электрическим током	+	+	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности ОСТ 12.2.003–91 [31].

5.2.1 Анализ вредных факторов рабочей среды

При проведении работ по техническому перевооружению скважины и последующего обслуживания управляющего комплекса источниками вредных факторов окружающей среды являются:

– **воздействие токсического вещества на организм человека**

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом:

- на коже возникает дерматит;
- при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

– **отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Метеорологические условия являются одними из наиболее значимых факторов производственной среды. Выполняемые работы проводятся

преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45°С и скорость ветра более 2 м/с [32].

К средствам индивидуальной защиты персонала относится спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефтенепроницаемостью.

Средствами коллективной защиты являются мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

– **превышение уровней шума**

Шум на установке возникает в результате работы оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [26] постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ.

Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275–2014 [33] и 67 коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малошумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029–80 [34].

– **превышенный уровень вибрации**

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под

действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012–2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [27]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002–97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний» [35].

– **недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям, ГОСТ Р 55710–2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [36], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На установках по ППД используется естественное, искусственное и совмещенное освещение.

5.2.2 Анализ опасных факторов рабочей среды

К опасным производственным факторам при проведении работ по ППД газовыми методами относятся:

– **пожароопасность и взрывоопасность**

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4% до 17%. Самая взрывоопасная концентрация 9,5%, при концентрации более 16% метан просто

горит, без взрыва, до 5–6% — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности – четвёртый [37].

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

– **движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования**

При проведении работ по рециркуляции газа используется различное оборудование и техника, в составе которых имеются движущиеся механизмы: колтюбинговый агрегат, инжектор, барабан. Поэтому существует риск получения производственной травмы в результате воздействия на организм человека подвижных частей производственного оборудования. При работе с таким оборудованием и техникой должна производиться: плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Коллективными средствами защиты являются ограждения, выполненные в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны, выполнены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением [38].

– **поражение электрическим током**

Поражение электрическим током возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и

повреждении внутренних органов. Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности. Допуск к работе персонала имеющего группу допуска не ниже 3, до 1000 В.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

При проведении работ по ППД газовыми методами основными факторами, влияющими на загрязнение атмосферного воздуха, являются выброс выхлопных газов от движения автотранспорта и спецтехники, нарушение герметизации различных соединений и несоблюдение технологии выполнения работ.

Основными веществами, загрязняющими атмосферный воздух при выполнении работ по техническому перевооружению скважин, будут являться оксиды азота и углерода.

Чтобы предотвратить выброс загрязняющих веществ проводят планово–предупредительные ремонты автотранспорта и строительной техники, контроль токсичности выхлопных газов автотранспорта и строительной техники, регулировку и ремонт двигателей внутреннего сгорания в случае превышения нормативных величин также позволит сократить выбросы загрязняющих веществ.

С целью охраны атмосферного воздуха в местах проживания населения устанавливаются санитарно–защитные зоны. Размеры таких санитарно–защитных зон определяются на основе расчетов рассеивания выбросов вредных

(загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе и в соответствии с санитарной классификацией организации.

5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов

При проведении ППД газ, добываемый из скважины, обратно закачивают в пласт, чтобы добыть оставшийся конденсат. Для предотвращения загрязнения гидросферы данный газ необходимо как можно лучше очистить, подготовить для дальнейшего использования и закачать ее снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные для этого скважины. Газ, предназначенный для закачки в пласт, после очистки должен соответствовать определенным требованиям качества. Выброс газа без тщательной подготовки может привести к полному уничтожению флоры и фауны.

5.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира

При бурении, обустройстве газоконденсатных месторождений происходят изменения почвенной среды и ландшафта.

Негативное воздействие объектов разработки газоконденсатных месторождений на литосферу выражается в:

- вырубке леса на изымаемых под строительство землях;
- сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;
- слив отходов горюче–смазочных материалов.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву и растительность необходимо:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- слив отходов горюче–смазочных материалов (ГСМ) должен производиться в специально оборудованные ёмкости.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера, такие как: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы, метели и снежные заносы; прекращение подачи электроэнергии; пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины из-за нарушения герметичности. Причиной этого может послужить:

- нарушение герметичности уплотнительных соединений технологического оборудования;
- возникновение в технологическом оборудовании напряжений, превышающие расчетные значения;
- заводские дефекты оборудования;
- механические повреждения оборудования, которые могут возникнуть в ходе проведения работ.

При ликвидации ЧС персоналу необходимо:

- при проявлении газа или газового конденсата в процессе проведения работ необходимо предупредить всех членов бригады;
- оценить обстановку, в зависимости от степени опасности ситуации принять неотложные меры по герметизации устья скважины;
- устранить любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы;
- сообщить об аварии руководству согласно установленной очередности по списку оповещению. Вызвать специалистов для ликвидации аварии;

- определить опасную зону и остановить все работы в этой зоне. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

Выводы к разделу социальная ответственность:

Раздел «Социальная ответственность» содержит в себе важнейшие принципы в области охраны труда, промышленной и экологической безопасности, а также энергоэффективности. В разделе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на предприятии, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также основные причины возникновения аварий в процессе подготовки и добычи газа и газоконденсата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены газовые методы поддержания пластового давления на газоконденсатных месторождениях. В качестве агентов закачки наиболее часто используется сухой газ (сайклинг–процесс), иногда используют диоксид углерода или азот. Эффективность сайклинг–процесса и его разновидностей зависит от геологической характеристики месторождения. Наиболее благоприятные результаты применения этого процесса наблюдаются в литологически однородных, хорошо проницаемых коллекторах. Применение системы поддержания пластового давления наиболее эффективно при содержании конденсата в газе не менее 250–300 г/м³.

Были рассмотрены технологии по добыче газа и конденсата. В результате проведенного анализа и обобщения имеющегося опыта освоения газоконденсатных месторождений показано, что для получения более высоких результатов и снижения пластовых потерь конденсата сайклинг–процесс рекомендуется начинать с начала разработки объекта.

На основании результатов исследований основных показателей разработки газоконденсатных месторождений можно сделать вывод, что газовые методы поддержания пластового давления оказывают значительное влияние на добычу газа и конденсата. В результате закачки газа увеличивается коэффициент извлечения газа и коэффициент извлечения конденсата. Газовые методы позволяют поддерживать пластовое давление с целью прекращения потерь ретроградных углеводородов.

Таким образом, применение газовых методов является перспективным направлением при разработке газоконденсатных месторождений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Зубарев В. В. Результаты вычислительных экспериментов по повышению эффективности сайклинг – процесса //Георесурсы. – 2010. – №. 2 (34)
2. Спирина Е. В. и др. Некоторые аспекты применения сайклинг-процесса в условиях Восточно-Уренгойского месторождения //Успехи современного естествознания. – 2017. – №. 1. – С. 89-93.
3. Зубарев В. В. Совершенствование методов проектирования разработки мелких газоконденсатных месторождений при применении газовых методов поддержания пластового давления: дис. – Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти, 2010.
4. Скиба А. К., Скиба Н. К. Построение математической модели освоения газоконденсатного месторождения //Управление развитием крупномасштабных систем MLSD'2019. – 2019. – С. 628-630.
5. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – М. : Недра, 1999.
6. Мулявин С. Ф., Облеков Г. И. Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учеб. пособие //Тюмень: ТюмГНГУ. – 2015.
7. Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. – недра, 1979.
8. Юшков А. Ю., Меркушин П. В. Оценка вариантов сайклинга на ачимовских пластах Уренгойского месторождения //Нефтепромысловое дело. – 2015. – №. 4. – С. 38-53.
9. Люгай А. Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов (на примере Астраханского ГКМ). – 2016.
10. Юнусова Л. В., Панкратова Е. И., Тяжких С. В. Расширение зоны фильтрации закачиваемого газа по латерали и продуктивному разрезу в

- условиях применения методов повышения конденсатоотдачи на примере вуктыльского нгкм //Газовая промышленность. – 2018. – Т. 774. – №. 9.
11. Савченко С. И. и др. Проблемы реализации технологии сайклинг – процесса на нефтегазоконденсатном месторождении иркутской области //Горные ведомости. – 2013. – №. 10. – С. 54-65
 12. Тер-Саркисов Р. М. Разработка и добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов. – М. : Недра, 2005.
 13. Ксёэнз Т.Г. Опыт доразработки истощенной нефтегазоконденсатной залежи с реализацией ППД закачкой «сухого» газа в пласт (на примере Вуктыльского НГКМ) [Электронный ресурс] Режим доступа: http://spmi.ru/sites/default/files/imci_images/sciens/document/2017/Ксёэнз.pdf (дата обращения 20.04.2020).
 14. Тер-Саркисов Р. М., Николаев В. А., Яковенко А. В. Гидротермодинамическое моделирование активных методов разработки газоконденсатных месторождений //Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – №. 2. – С. 68-73.
 15. Гужов Н. А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт : дис. – Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий, 2000.
 16. Галкина М.В. Комплексный промысловый и аналитический контроль за разработкой газоконденсатного месторождения в условиях применения методов повышения конденсатоотдачи [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.ugtu.net/sites/default/files/users/user_212/73_galkina.pdf (дата обращения 21.04.2020).
 17. Сайфеев Т.А., Виноградов М.К., Филиппов А.Г. – Влияние аномально низкой пластовой температуры и рассеянных жидких углеводородов на динамику добычи конденсата. ГП № 10 1994 с. 30-31

18. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Абасов Ш.Д., Гамидов Н.Н. – Влияние неуглеводородных компонентов на давление конденсации природных систем. ГП№12000с. 17-18
19. Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Джалалов Г.И., Фейзуллаев Х.А.,
20. Гамидов Н.Н., Рзаева В.Г. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин на поздней, стадии разработки месторождения //Геология нефти и газа. - 2003. - № 3. -С.48-52.
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст. 297-302.
22. Федеральный закон "О трудовых пенсиях в Российской Федерации" от 17.12.2001 N 173-ФЗ
23. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»
24. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
25. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
26. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
27. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность
28. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение
29. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования
30. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные

31. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Оборудование производственное. Общие требования безопасности
32. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время
на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
33. ГОСТ 12.4.275-2014 (EN 13819-1:2002) Система стандартов безопасности
труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие
технические требования. Методы испытаний
34. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства и методы защиты от шума. Классификация
35. ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы
испытаний
36. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и
методы измерений
37. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе
рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03., 30 апреля
2003г. – 201 с.
38. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Оборудование производственное. Ограждения защитные