Министерство науки и высшего образования Российской Федерации Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Минаев Яков Денисович

Atur

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ ПРИ ОСВОЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор Двойников Михаил Владимирович

Санкт-Петербург – 2025

# оглавление

ВВЕДЕНИЕ4
ГЛАВА 1 ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ
ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО
НИЗКИХ ДАВЛЕНИИ10
1.1 Нефтегазовый потенциал Восточной Сибири 10
1.2 Аномально-низкие пластовые давления 12
<ol> <li>1.3 Причины снижения фильтрационно-емкостных свойств пластов при изоляции и глушении</li> <li>14</li> </ol>
1.4 Применение гидроразрыва пласта при аномальных пластовых давления газовых залежей. 17
1.5 Способы изоляции продуктивных пластов
1.6 Особенности изоляции горизонтальных стволов
1.7 Применение гибких насосно-компрессорных труб для изоляции продуктивных пластов 27
1.8 Проектирование гидравлической программы изоляционных работ и глушения скважин 34
1.9 Выводы по Главе 1
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДИКА
ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
2.1 Механизм разрыва потока технологической жидкостей в газовой среде
2.2 Описание экспериментальной установки и методики исследования сплошности потока 47
2.3 Математическая модель безнапорного закачивания технологической жидкости в газовую
скважину
2.4 Численное моделирование процессов изоляции и глушения продуктивных пластов 50
2.5 Условие газо- и гидродинамического равновесия при закачивании и СПО 59
2.6 Определение технологических свойств составов 60
2.7 Выводы по Главе 2
ГЛАВА З РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ
ПАРАМЕТРОВ ГЛУШЕНИЯ65
3.1 Результаты экспериментальных исследований сплошности потока
3.2 Верификация уравнения состояния потока на производственных данных

3.3 Верификация модели безнапорного закачивания
3.4 Верификация модели изоляции и глушения продуктивных пластов 74
3.5 Определение оптимальных технологических параметров
3.6 Методика проектирования изоляции продуктивных пластов
3.7 Выводы по Главе 3
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ ПРИ ОСВОЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
4.1 Особенности освоения скважин Ковыктинского ГКМ 84
4.2 Разработанная технология изоляции продуктивного пласта
4.3 Подбор технологических жидкостей и оптимальных параметров работ 92
4.4 Моделирование работ по изоляции96
4.5 Оценка влияния жидкостей на фильтрационные характеристики пласта
4.6 Выводы по Главе 4101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ102
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ105
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения115

#### введение

#### Актуальность темы исследования и степень её разработанности

Одной из основных проблем отечественной газовой отрасли на данный момент является истощение традиционных запасов газа и газового конденсата, сосредоточенных в крупных месторождениях севера Сибири. Новые месторождения, располагающиеся в Восточной Сибири и вводимые в разработку, отличаются сложными геологическими условиями, среди которых выделяются низкие естественные фильтрационно-емкостные характеристики и аномальнонизкие пластовые давления (АНПД). Для повышения проницаемости разрабатываемых залежей активно применяют многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), позволяющий создать высокопроницаемую систему трещин для извлечения углеводородов. В условиях АНПД газовых и газоконденсатных месторождений особое внимание отводится технологии изоляции продуктивных пластов при их освоении. Использование традиционных способов проведения работ в рассматриваемых условиях приводит к невыходу скважин на режим вследствие снижения фильтрационно-емкостных характеристики карактеристик пластов. Также повышается риск аварий ввиду поглощений технологической жидкости с последующими проявлениями пластовых флюидов.

Например, для продуктивных пластов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  Парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения (ГКМ) (коэффициент аномальности составляет от 0,7 до 0,9) процесс освоения предусматривает отработку скважины (отдувку газа) после проведения МГРП в течение месяца с целью удаления абразивного проппанта и остатков технологических жидкостей, а также проведения гидродинамических исследований (ГДИ). После проведения ГДИ с целью изоляции продуктивного пласта выполняется установка специализированного оборудования, представленного пакер-пробкой. Пакер-пробка спускается на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), после спуска и активации пакер-пробки производится долив жидкости глушения до устья. Операция осуществляется через техническую колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) с последующим её извлечением и спуском комплекса подземного оборудования (КПО) для ввода скважины в эксплуатацию. Проведение данных мероприятий обеспечивает стабилизацию избыточного давления в скважине, что даёт возможность безопасного проведения работ на устье.

Анализ проведённых работ с установкой пакерующих устройств показывает низкую эффективность технологии, что обусловлено сложностью в обеспечении герметичности и надёжного разобщения в наклонном участке ствола работающей скважины с дебитом от 400 до 1500 тыс. м<sup>3</sup>/сут при устьевом давлении до 27 МПа. В дальнейшем это приводит к необходимости глушения скважины с катастрофическими поглощениями технологических жидкостей до 700 м<sup>3</sup> при объеме скважины 120 м<sup>3</sup>, что снижает фильтрационно-емкостные характеристики пластов.

Установлено, что глушение скважин с применением калий-хлористых растворов приводит к ухудшению производительности скважин от 67 до 91 % относительно результатов ГДИ.

В этой связи тема диссертации, посвящённая обоснованию и разработке новой технологии изоляции газовых и газоконденсатных пластов с АНПД, основанных на создании газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт за счёт оперативного контроля и управления забойным и устьевым давлениями в процессе закачки технологических жидкостей, является актуальной.

#### Степень разработанности темы исследования

Проблемой освоения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД занимались многие отечественные и зарубежные учёные: Амиян В.А., Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Глущенко В.Н., Зозуля Г.П, Кустышев А.В., Мардашов Д.В., Нифантов В.И., Рябоконь С.А., Тагиров К.М., Телин А.Г., Al-Sharji H.H., Atkinson G., Bridges K.L., Caenn R., Chesser B.G., Dyke G.G., Jia H., Leerlooijer K., Maly G.P., Skauge A., van Velzen J.F.G., Wojtanowicz и другие. Достаточно подробно изучен механизм повреждения пласта-коллектора при глушении. Для разных горно-геологических условий специалистами разработаны и внедрены рецептуры блокирующих составов, позволяющих изолировать продуктивный пласт и обеспечить его надёжную защиту. Однако проектированию гидравлической программы, контролю давления в системе скважина-пласт и технологическим методам обеспечения надёжного глушения в условиях АНПД посвящено ограниченное число научных трудов.

**Объект исследования** - процесс освоения горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

**Предмет исследования** - одно- и двухфазные режимы течения технологических жидкостей, газа и газового конденсата в скважинах с АНПД.

**Цель диссертационной работы** - повышение качества освоения горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин за счёт применения технологии изоляции продуктивных пластов с АНПД.

**Идея работы** заключается в создании и поддержании газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт за счёт контроля сплошности закачиваемых технологических жидкостей, использовании возникающего при подъеме ГНКТ разрежения и компенсации скачков давления дросселированием на устье.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения следующих задач:

1. Проанализировать и обобщить результаты теоретических и экспериментальных исследований по теме диссертации. Выделить факторы, определяющие забойное давление в газовой скважине при глушении и методы их контроля.

2. Составить математическое описание механизма формирования забойного давления при глушении газовых и газоконденсатных скважин для поддержания газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт. Получить математические зависимости, описывающие неустановившийся режим течения технологических жидкостей при закачивании в интервал продуктивных пластов с АНПД. Разработать экспериментальный стенд для изучения сплошности потока при различных условиях. Разработать математическую модель глушения газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД.

3. Провести экспериментальные исследования. Сопоставить полученные результаты с теоретическими. Провести вычислительные эксперименты для скважинных условий. Верифицировать разработанные математические модели на промысловых данных. Определить удельное влияние факторов на эффективность глушения, их оптимальный диапазон и алгоритм вычисления в произвольный момент времени.

4. На основе выведенных теоретических положений, верифицированных на практическом опыте, разработать и обосновать технологию изоляции продуктивного пласта для освоения газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД.

#### Научная новизна:

1. Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность создания газо- и гидродинамического равновесия в системе «горизонтальный ствол скважины – призабойная зона пласта», на основе контроля сплошности прокачиваемых технологических жидкостей, позволяющего обеспечить минимальное воздействие избыточного давления при освоении скважин с АНПД.

2. Разработанный алгоритм выполнения процесса освоения скважины, основанный на контроле и управлении напорным и безнапорным режимами течения жидкостей и компенсации поршневых эффектов в процессе замещения газа с учётом термобарических условий, включает в себя математические модели, позволяющие определить режимы глушения горизонтальной скважины с АНПД.

#### Соответствие паспорту специальности:

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин по пунктам:

7. «Физико-химические процессы в объёме технологических жидкостей. Составы, свойства и технологии применения технологических жидкостей, химических реагентов для бурения и освоения скважин. Фильтрационные процессы в скважине»;

10. «Моделирование, автоматизация и роботизация процессов бурения и освоения скважин, включая ремонтно-восстановительные работы, предупреждение и ликвидацию осложнений».

#### Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Научно обоснован механизм создания газо- и гидродинамического равновесия в интервале вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом скважины с учётом термобарических условий, составлено математическое описание процесса освоения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

2. Разработана технология изоляции газовых и газоконденсатных пластов с АНПД.

3. Разработана методика определения оптимальных параметров закачки технологических жидкостей при освоении газовых скважин с АНПД на основе газо- и гидродинамического равновесия.

4. Результаты диссертационной работы внедрены в производственную деятельность ООО «ВЭЛ ИНЖИНИРИНГ» (акт внедрения от 14.03.2025, Приложение Б).

#### Методология и методы исследований

Изучение неустановившихся режимов и двухфазных течений в условиях газовых и газоконденсатных скважин с АНПД. Экспериментальное исследование и математическое моделирование изучаемых процессов, проведение вычислительных экспериментов и анализ графических и числовых результатов. Использование качественных и количественных методов, в т.ч. система теоретических, эмпирических методов с включением механистического (численного) моделирования. Оценка результатов исследований и достоверность осуществляется с использованием дисперсионного и регрессионно-корреляционного анализа.

#### Положения, выносимые на защиту:

1. Контроль и управление газо- и гидродинамическим равновесием в интервале вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом скважины обеспечиваются безнапорным режимом течения за счёт создания разрежения в нагнетательной линии ниже давления насыщенных паров технологической жидкости и позволяют избежать поглощений при освоении скважин с АНПД.

2. Разработанная технология изоляции горизонтального участка, основанная на поддержании газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт за счёт регулирования сплошности потока закачиваемой технологической жидкости, компенсации поршневых эффектов при спуске и подъеме инструмента снижением устьевого и нагнетаемого давлений, обеспечивает повышение эффективности освоения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается достаточным объемом проведенных экспериментальных исследований, их представительностью и сходимостью, оценкой полученных данных методами математической статистики; применением

современного оборудования и средств измерения, а также апробацией полученных результатов на международных и всероссийских конференциях.

**Апробация результатов** диссертации проведена на 6 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 5 международных. За последние 3 года принято участие в 5 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 4 международных:

Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (15-16 ноября 2022, г. Санкт-Петербург); Региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ООО «РН-Сервис» (14 марта 2023, г. Самара); Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии – нефтегазовому региону» (22-25 мая 2023, г. Тюмень); V Международная научно-практическая конференция «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (18-20 октября 2023 года, г. Пермь); IX Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (20 декабря 2024 года, г. Альметьевск).

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования; математическом описании механизма формирования забойного давления и получении математических зависимостей, описывающих неустановившийся поток технологических жидкостей при закачивании в скважину с АНПД; разработке экспериментального стенда; проведении лабораторных и численных экспериментов; разработке методики проектирования изоляции газовых и газоконденсатных пластов; разработке способа глушения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД.

#### Публикации

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 15, 16, 17, 40, 57), в том числе в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 2 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования. Получен 1 патент на изобретение (Приложение А).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 107 наименований, и 2 приложений. Диссертация изложена на 116 страницах машинописного текста, содержит 58 рисунков и 22 таблицы.

#### Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю, д.т.н., профессору Двойникову Михаилу Владимировичу за неоценимую помощь в работе, наставления и поддержку; к.т.н., Ламосову Михаилу Евгеньевичу, к.х.н., Камбулову Евгению Юрьевичу, к.т.н., Кузнецовой Наталье Юрьевне за помощь, консультации и ценные указания, а также коллективам кафедры Бурения скважин Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II и центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях за содействие при проведении диссертационного исследования.

# ГЛАВА 1 ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ДАВЛЕНИЙ

#### 1.1 Нефтегазовый потенциал Восточной Сибири

В последние годы нефтегазовая отрасль России сталкивается с серьёзными вызовами, связанными с истощением традиционных месторождений углеводородов. Многие из них находятся на поздних стадиях разработки, что приводит к снижению добычи и требует поиска новых решений для поддержания уровня производства. Таким образом, перед отраслью стоят задачи повышения коэффициента нефте- и газоотдачи на существующих месторождениях, а также освоение новых, сложных с точки зрения геологии и удалённости объектов.

В этом контексте Восточная Сибирь выделяется как перспективный регион для развития нефтегазовой промышленности. До недавнего времени добыча здесь была ограничена из-за суровых климатических условий, отсутствия развитой инфраструктуры и удалённости от основных рынков сбыта. Однако в последние годы внимание государства и компаний сосредоточено на комплексном освоении ресурсов этого региона, что подтверждается реализацией проектов, таких как «Сила Сибири».

С геологической точки зрения Восточная Сибирь включает Сибирскую платформу и прилегающие краевые системы, что соответствует Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилюйской нефтегазопромысловым провинциям (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 - Лено-Тунгусская НГП [4]

Суммарная площадь этих провинций составляет около 3,5 млн км<sup>2</sup>, а их потенциал оценивается в 65–69 млрд тонн нефтяного эквивалента [4]. Однако степень геологической изученности региона остаётся низкой: разведанность ресурсов по нефти составляет около 5 %, по газу — 7 %. На сегодняшний день открыто 58 нефтяных и газовых месторождений, среди которых 10 крупных и 3 уникальных. К крупнейшим месторождениям региона относятся:

*Ковыктинское ГКМ.* Расположено в Жигаловском и Казачинско-Ленском районах Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от Иркутска. Открыто в 1987 году, относится к категории уникальных месторождений. Извлекаемые запасы оцениваются в 2,7 трлн м<sup>3</sup> газа и 90,6 млн тонн газового конденсата. Газ месторождения содержит значительные объёмы гелия, что повышает его промышленную ценность. Планируемая проектная мощность добычи составляет 25 млрд м<sup>3</sup> газа в год.

**Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ).** Расположено в Ленском районе Якутии. Открытое в 1983 году, оно является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и служит ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» и Амурского газоперерабатывающего завода. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 1,2 трлн м<sup>3</sup> газа и около 61,6 млн тонн нефти и конденсата. Проектная годовая производительность составляет 25 млрд м<sup>3</sup> газа, 1,9 млн тонн нефти и 0,4 млн тонн газового конденсата.

Ванкорское нефтегазовое месторождение. Расположено в Красноярском крае. По состоянию на декабрь 2010 года, суммарные запасы нефти по категориям ABC1 и C2 составляли 3,5 млрд баррелей (около 490 млн тонн), газа — около 74 млрд м<sup>3</sup>. В 2011 году добыча нефти составила 15 млн тонн, с планами достижения проектной мощности в 25 млн тонн в год к 2014 году. Расчётный период эксплуатации месторождения — 35 лет.

*Среднеботуобинское НГКМ.* Расположено в Мирнинском районе Якутии, в 130 км от города Мирный. Открыто в 1970 году, введено в промышленную эксплуатацию в октябре 2013 года. Извлекаемые запасы составляют 166 млн тонн нефти и конденсата и 180 млрд м<sup>3</sup> газа. Проектная мощность предусматривает добычу до 5 млн тонн нефти в год.

*Верхнечонское НГКМ.* Расположено в Катангском районе на севере Иркутской области. Открыто в 1978 году, является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири. Название месторождения происходит от реки Чоны, протекающей в верховьях вблизи месторождения.

Развитие нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока сопряжено с необходимостью создания соответствующей инфраструктуры, включая транспортные и перерабатывающие мощности. Комплексное использование газовых ресурсов этих регионов обеспечит устойчивое развитие химического комплекса за счёт создания производств по

глубокой переработке природного газа, а также окажет положительный эффект на социальноэкономическое развитие регионов России[13,38,43].

Таким образом, несмотря на существующие трудности, Восточная Сибирь обладает значительным потенциалом для укрепления ресурсной базы нефтегазовой отрасли России. Комплексный подход к освоению её ресурсов, включающий развитие инфраструктуры и применение современных технологий, позволит обеспечить стабильное развитие отрасли в долгосрочной перспективе.

#### 1.2 Аномально-низкие пластовые давления

При строительстве скважин на месторождениях Восточной Сибири одной из ключевых проблем является наличие аномальных пластовых давлений, которые могут существенно осложнять процесс бурения и эксплуатации[41]. Аномальные пластовые давления подразделяются на аномально-низкие (АНПД) и аномально-высокие (АВПД).

АНПД характеризуются значениями ниже гидростатического давления для соответствующей глубины. Коэффициент аномальности давления (отношение фактического пластового давления к гидростатическому) для АНПД составляет менее 0,9. Основные причины возникновения АНПД включают:

- Уплотнение глинистых пород в процессе диагенеза глинистые породы могут терять пористость, что приводит к снижению давления в поровом пространстве;
- Процессы осмоса разность концентраций солей в пластовых водах может вызывать осмотические потоки, влияющие на распределение давления;
- *Тектонические процессы* поднятие и эрозия могут приводить к уменьшению геостатической нагрузки, что вызывает расширение порового пространства и снижение давления;
- *Катагенетические преобразования* разложение органического вещества в породах может сопровождаться изменением объёма и давления в системе.

На разрабатываемых месторождениях АНПД часто обусловлены истощением пластовой энергии вследствие длительной эксплуатации и отбора углеводородов без достаточного восполнения пластовых флюидов. Это может приводить к проседанию земной поверхности, что служит признаком снижения пластового давления.

В Восточной Сибири наблюдается чередование зон с АНПД и АВПД в разрезе. Коэффициенты аномальности давления варьируются от 0,9 до 2,0[12,35,36]. В Иркутской части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, к которой относится Ковыктинское месторождение, в верхних слоях фиксируются нормальные пластовые давления, ниже располагаются зоны АВПД, связанные с рапоносными пластами осиновского горизонта. В

нижних слоях, включающих продуктивные газовые и газоконденсатные пласты Парфеновского горизонта, отмечаются АНПД с коэффициентами аномальности от 0,7 до 0,9 (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Давления в разрезе Ковыктинского ГКМ [46]

Градиенты приведенных пластовых давлений как векторные силы ослабляют или усиливают флюидоупорные свойства покрышек, особенно при наличии гидравлической связи водоносных и продуктивных комплексов в разрезе. Такая связь осуществляется по тектоническим разломам, которых в разрезе Восточной Сибири наличествует достаточно много[45].

При бурении и капитальном ремонте в условиях АНПД наиболее часто возникают следующие осложнения:

1. Поглощения технологических жидкостей – низкое пластовое давление не позволяет работу с жидкостями обычной плотности, так как в данном случае репрессия на пласт превышает допустимые значения и вызывает поглощения, а в худшем случае гидроразрыв пласта (ГРП). В результате уровень раствора невозможно установить на устье, возникает частичная или полная потеря циркуляции, теряется контроль над скважиной и технологическими процессами[103]. При цементировании происходит недоцементаж колонны и некачественная изоляция;

2. *Межпластовые перетоки и флюидопроявления* – при одновременном проведении работ в интервалах АНПД и нормального пластового давления возможны перетоки между пластами, а также проявление из пласта с нормальным давлением, вызванное поглощением технологической жидкости в интервал с пониженным давлением;

3. Дифференциальные прихваты и обвалы – большой перепад давления между скважиной и пластом создает условия для образования прихвата. Также снижение веса бурового раствора, к примеру газированием, может понизить устойчивость стенок в интервалах с нормальным давлением и спровоцировать обвалы и осыпи;

4. *Суженное окно бурения/безопасного проведения работ* – диапазон возможных рабочих давлений между пластовым давлением и давлением начала поглощения/гидроразрыва мал, что требует тщательного контроля циркуляции и использования нестандартной гидравлической программы работ.

### 1.3 Причины снижения фильтрационно-емкостных свойств пластов при изоляции и глушении

Причины повреждения продуктивных пластов принято разделять на физические, химические и бактериальные[49]. К физическим относятся закупоривание фильтрационных каналов твердой фазой технологических жидкостей, набухание глинистых частиц в составе породы пласта-коллектора, водяные блоки и сужение объема капилляров в результате адсорбции полимеров. К химическим причинам относится несовместимость технологических жидкостей и пластовых флюидов, в результате чего образуются эмульсии, происходит выпадение солей, изменение смачиваемости и изменение минералогического состава породы, из которой состоит продуктивный пласт. К бактериальным относится выпадение в осадок продуктов жизнедеятельности бактерий, ведущее также к закупорке каналов фильтрации.

Снижение проницаемости вследствие проникновения твердых частиц, содержащихся в технологической жидкости, происходит в следующих случаях:

- Образование глинистой корки на стенках скважины при бурении;
- Закупорка фильтрационных каналов в призабойной зоне пласта вследствие фильтрации в пласт твердой фазы технологических жидкостей;
- Набухание глинистых частиц в составе породы пласта-коллектора;
- Отрыв и размещение тонкодисперсных частиц в поровых каналах.

Повреждение пласта по второму варианту происходит в случае, если благодаря высокой проницаемости пласта технологическая жидкость профильтровалась глубоко в пласт, за пределы прискважинной зоны, где произошла кольматация фильтрационных каналов тонкодисперсными частицами. Наибольший урон достигается в случае использования в качестве технологической жидкости неотфильтрованной минерализованной воды с малым содержанием твердой фазы[83]. При этом степень повреждения напрямую зависит от соотношения диаметра частиц и пор, а также от скорости фильтрации в пласте. При превышении скорости фильтрации из пласта значения 10 см/мин применяется правило «от 1/3 до 1/7»: частицы, большие диаметром одной

трети поровых каналов, не фильтруются далеко в пласт и образуют корку на поверхности вскрытого пласта, в то время как частицы диаметром от 1/3 до 1/7 диаметра каналов будут уходить глубоко в пласт, перекрывая фильтрационные каналы в удаленной зоне[63]. Таким образом контакт с пластом очень загрязненной жидкости нанесет меньший урон, нежели фильтрация слегка загрязненной.

Набухание и миграция глинистых минералов и прочих тонкодисперсных частиц в пределах песчаных пластов также способно привести к закупорке пор пласта-коллектора. Эти частицы удерживаются на поверхности породы различными силами, такими как силы Ван-дер-Ваальса, электростатические, гравитационные и т.д. При прохождении потока жидкости через пласт эти силы могут меняться, вызывая отрыв тонкодисперсных частиц[104]. Склонными к набуханию являются монтмориллонитовые и смектитовые глины, также подвержены процессу иллиты. Каолиниты напротив, являются довольно стабильными.

Водяной блок образуется вследствие естественного стремления воды смачивать полярные поверхности. Зажатая в порах вода создает капиллярный эффект, при котором сила притяжения между молекулами воды и полярными молекулами на поверхности твердого тела вызывает появление капиллярного давления, препятствующего фильтрации флюидов через поровый канал. В пластах с низкими давлением и проницаемостью капиллярный эффект вызывает необратимое ухудшение фильтрационных характеристик. Особенно опасно образование водяного блока в призабойной зоне пласта, в которой перепад давления на границе сред «нефть»-«вода» стремится к нулю. Чем больше воды в составе технологической жидкости будет поглощено пластом, тем более вероятным станет образование водяного блока[98].

Таким образом, повреждение продуктивных газовых пластов подчиняется следующим закономерностям[58]:

1) Основной причиной снижения продуктивности является проникновение в пласт, особенно в удаленную зону пласта, тонкодисперсных твердых частиц в составе технологических жидкостей;

 Поглощение чистых жидкостей малопроницаемыми пластами также приводит к серьезному повреждению пласта вследствие физико-химических взаимодействий воды с породой;

3) В скважинах, подвергнутых ГРП, установка блокирующего состава для предотвращения фильтрации технологических жидкостей должна подразумевать закупоривание поровых каналов на поверхности коллектора, для чего следует применять твердые частицы диаметра, соответствующего диаметру образованных трещин.

Подтверждением названному служат проведённые фильтрационные исследования на натурных материалах Хамакинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного

месторождения, имеющего сходные коллекторские свойства [37]. Исследования проводились на установке RPS-812 (Coretest Systems) согласно инструкции [30]. В образцы керна, предварительно насыщенные керосином, обратной закачкой в течение часа закачивают водный раствор KCl плотностью 1,02 г/см<sup>3</sup> в разном объеме: 0,26; 0,41 и 2 поровых объема соответственно. После этого моделируют освоение скважины прямым фильтрованием керосина до установления постоянного градиента давления (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 - Графики зависимости градиентов давлений фильтрации от прокачиваемого объема керосина [составлено автором]

В результате обработки полученных данных установлено, что проницаемость по керосину для 0,26 поровых объемов составила 12,33 мД, для 0,41 порового объёма – 4,79 мД, для 2 поровых объемов – 3,43 мД (таблица 1.1). Проницаемость же до прокачки жидкости глушения составляет 38,25 мД.

Параметр	Единица	Профильтровано ЖГ (поровых объемов)				
Параметр	измерения	-	0,26	0,41	2	
Градиент давления закачки по керосину	атм/м	52,95	162,89	359,74	590,02	
Подвижность по керосину	мД/(мПа∙с)	22,11	7,12	3,17	1,98	
Проницаемость по керосину	мД	38,25	12,33	4,79	3,43	

	Таблица 1.1 - Рез	ультаты проведенных	фильтрационных эк	спериментов (	составлено авто	ром)
--	-------------------	---------------------	-------------------	---------------	-----------------	------

Продолжение таблицы 1.1

Параматр	Единица	Профильтровано ЖГ (поровых объемов)				
Параметр	измерения	-	0,26	0,41	2	
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки ЖГ	атм/м	-	167,32	370,99	601,44	
$\overline{k}_{ ext{dp}}$	%	-	-67,7	-87,47	-91	

Как видно из полученных результатов, объем попавшей в керн жидкости глушения прямо влияет на его фильтрационные свойства: снижение проницаемости в зависимости от количества жидкости составляет от 67,7 до 91 %. Таким образом для случая малопроницаемых газовых и газоконденсатных залежей проблема проникновения ЖГ в пласт при глушении является крайне актуальной.

# 1.4 Применение гидроразрыва пласта при аномальных пластовых давления газовых залежей

Зачастую продуктивные газовые и газоконденсатные пласты месторождений Восточной Сибири характеризуются низкими фильтрационно-емкостными характеристиками и высокой глинистостью, наблюдается АНПД и низкое значение градиента гидроразрыва[28]. В связи с этим после проведения ГРП давление начала поглощения становится почти равным пластовому давлению, поглощение технологических жидкостей пластом начинается сразу после превышения забойного давления над пластовым. При этом проникновение технологических жидкостей на водной основе ведет к снижению проницаемости коллектора ввиду набухания глинистых частиц.

Повышение проницаемости вследствие проведения ГРП в дальнейшем усложняет изоляцию продуктивных пластов ввиду их повышенной склонности к поглощению технологических жидкостей и возникновения неопределенности при оценке приемистости пласта после интенсификации[24]. Для рассматриваемого случая газовых и газоконденсатных скважин с АНПД, как изначальными, так и просаженными в ходе разработки, ошибка в определении параметров глушения и проектировании работ ведет к снижению, а в ряде случаев нивелированию достигнутого повышения продуктивности.

Рассмотрим результаты интенсификации притока методом ГРП на Восточно-Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. Текущее пластовое давление составляет в среднем 0,68-0,76 от начального, коэффициент аномальности по разрабатываемым пластам составляет 0,7—0,8. Приведены данные по 14 скважинам, на которых ГДИ были проведены до и после работ по интенсификации. Представлен только кратковременный эффект, то есть повышение дебита скважины сразу после освоения. Сравнение продуктивности скважин до и после ГРП приведена на рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Продуктивность скважин до/после ГРП [55]

Как видно из графика, в половине случаев ГРП не привел к росту продуктивности, а в некоторых случаях даже снизил продуктивность скважины. Более подробные данные представлены в таблице 1.2:

Таблица 1.2 – Данные	о режимах	работы скважин	до и после	ГРП	[55]
----------------------	-----------	----------------	------------	-----	------

Сир	Рабочи	ие парамет проведе	гры скважи ния ГРП	ины до	Рабочие	параметр проведе	Доп.	Тмес		
Chill.	<i>Р<sub>у</sub>,</i> Па	<i>Т<sub>у</sub></i> , °С	<i>Q</i> <sub>г</sub> , тыс. м3/сут	<i>Q</i> <sub>г/к</sub> , т/сут	<i>Р<sub>у</sub>,</i> Па	<i>Т<sub>у</sub></i> , °С	<i>Q</i> <sub>г</sub> , тыс. м3/сут	<i>Q</i> <sub>г/к</sub> , т/сут	дооы и, млн. м <sup>3</sup>	T, Mee
2100	-	-	-	-	217	43	286	51,6	643,2	94
2101	124	-	23,7	4,4	103	24	33,4	6,2	не осв	оена
2103	-	-	-	-	132	40	123,2	22,8	113,3	31
2104	-	-	-	-	118	38	13	2,5	при испы	таниях
	-	-	-	-	155	29	99,3	11,6	при испы	таниях
406	92	25	66,9	13	164	38	55,2	10,6	28,3	17
	-	-	-	-	164	38	113,4	22	58,5	17
4011		из безд	ействия		0	-	15,6	3	не осв	оена
4012	-	-	-	-	144	-	139,7	27,2	35,5	10
4060	-	-	-	-	92	14	44,5	9	-	-
4061	95	19,8	65,1	12	120	29,4	68,7	12,7	не осв	оена
4062	105,7	27,1	70,8	13,9	125	22,7	27,8	5,3	-	-

Продолжение таблицы 1.2

4063	84	26	113	20,6	-	-	-	-	рост дав	ления,	
4005	99	22	59,7	11,3	99	16	48,1	9,1	отказ о	г ГРП	
4071	97,5	25,9	60,2	11,1	133	27,5	35,1	6,5	3,3	4	
4072	86,3	19,7	36,7	7,4	106,5	18,8	59,9	11,6	не осв	не освоена	
4073	-	-	-	-	127	26	124,3	23,3	94,3	44	
1075	-	-	-	-	117	-	49	9,1	2	2	
4074	-	-	-	-	122	37	111,1	22,4	139,4	56	
1071	-	-	-	-	122	37	47,6	9,6	61,3	56	
4093	-	-	-	-	148	29,2	23,9	4,5	3	8	
4060	92,8	17,9	33,5	6,3	112,6	24,3	54,8	9,9	-	-	
4133		ИЗ ОСЕ	воения		-	-	23,1	4	-	-	
4133	из освоения			-	-	53,8	9,4	-	-		

Таким образом, эффективность применения ГРП на газовых объектах с АНПД неоднозначна, причиной недостаточного эффекта может быть глубокое проникновение технологических жидкостей и недостаток пластовой энергии для их извлечения[55].

В свою очередь, рассмотрим результаты применения ГРП на ачимовских отложениях Уренгойского месторождения[31]. Пласты характеризуются повышенным пластовым давлением, коэффициент аномальности достигает 1,6. Технология ГРП показывает хорошие результаты, продуктивность относительно скважин аналогичной конструкции, на которых интенсификация не проводилось, ощутимо повысилась (таблица 1.3).

Таблица 1	13_	Спелние	параметрь	л работы	скважин (	с различным	типом вскрытия	[31	1
гаолица .	1.5	средние	napamerph	n paoorbi	CKDu/KIII V	passin mon	THIOM DORPDITIN	[]]	1

Тип вскрытия	Тип ГРП	Количество скважин	Средний дебит скважин, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Средняя депрессия на пласт, МПа	Средняя продуктивность, тыс. м <sup>3</sup> /сут/МПа <sup>2</sup>	Средний конденсатогазовый фактор, г/м <sup>3</sup>
Вертикальный	Без ГРП	2	257	9	0,3	458
Вертикальный	ГРП	31	751	11	0,8	395
Горизонтальный	Без ГРП	1	950	13	0,8	356
Суб-горизонтальный	Без ГРП	14	759	11	0,7	361
Суб-горизонтальный	ГРП	1	850	12	0,6	400
Суб-горизонтальный	МГРП	6	1346	5	2,7	396

Полученные результаты представлены на графиках на рисунке 1.5.



Рисунок 1.5 – Средний дебит работы скважин с различным типом вскрытия[31]

Очевидно, что высокий результат проведения операций по интенсификации притока обусловлен большими запасами пластовой энергии, позволяющими при освоении полноценно очистить призабойную зону пласта от продуктов ГРП и остатков технологических жидкостей.

#### 1.5 Способы изоляции продуктивных пластов

С целью предотвращения ГНВП и сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов при строительстве и ремонте скважин производится изоляция продуктивного пласта на время работ. Среди основных методов изоляции выделяют химические методы – закачку блокирующих составов[76,81], обеспечивающих щадящее глушение скважин, и механические методы, подразумевающие установку пакеров над продуктивным интервалом.

Среди химических методов выделяют:

• Полимерные гелеобразующие системы – растворы, образующие гель при взаимодействии со сшивающими агентами[64,65,77]. После проведения запланированных работ разрушение геля производится путем закачки в скважину водного раствора перекисного соединения, восстанавливающего проницаемость пласта[64,65];

• Кислоторастворимые системы – образуют прочный гель через заданное время после смешивания компонентов. Совместимы с буровыми растворами на водной основе и слабовосприимчивы к пластовой воде. Удаление состава после ремонта производится с помощью кислотных растворов;

• Высокомодульные силикатные композиции – химические процессы при взаимодействии компонентов обеспечивают образование прочного изолирующего слоя, предотвращающего проникновение технологических жидкостей в пласт;

• Пенные системы – технология основана на способности пены занимать поровое пространство и предотвращать фильтрацию в пласт жидкостей[90,92,93]. Пена имеет низкую плотность и легко удаляется из пласта, что относится к её преимуществам. К сожалению, она также не всегда стабильна, короткое время существования и надёжность такой изоляции не позволяют продолжительное проведение работ[59];

• Полимерсолевые растворы – обеспечивают образование изолирующего слоя в призабойной зоне пласта, предотвращая проникновение технологических жидкостей в пласт и сохраняя таким образом его проницаемость.

Под механический способами понимают установку пакеров, позволяющих произвести герметичное разделение продуктивного интервала с остальной скважиной. Выделяются следующие виды пакеров:

• *Набухающие пакеры* – производятся из эластомеров, способных увеличиваться при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью). Преимуществом таких пакеров является отсутствие подвижных частей и способность к самовосстановлению[42]. На рисунке 1.6 изображена компоновка ГРП с набухающими пакерами, используемыми для временной изоляции интервала:



Рисунок 1.6 – Применение набухающих пакеров для изоляции интервала ГРП [42]

о *Механические пакеры* – устанавливаются путем механического расширения уплотнительных элементов;

о *Гидравлические пакеры* – активируются нагнетанием избыточного давления жидкости, вследствие чего расширяется уплотнительный элемент.

Химические и механические методы могут применяться совместно с целью усиленной изоляции пласта. К примеру, в продуктивный интервал может закачиваться обратимый гель, снижающий приемистость пласта, после чего выше интервала устанавливается пакер, предотвращающий перемещение блокирующего состава. Далее поверх пакера заканчивается жидкость глушения, создающая противодавление на пласт.

К комбинированным способам также можно отнести установку двух блокирующих пачек. В таком случае первая блокирующая пачка используется для защиты коллектора от влияния технологических жидкостей, а вторая обеспечивает изоляцию продуктивного интервала от остальной скважины. Вторую блокирующую пачку в данном случае называют жидким пакером. Пример использования жидкого пакера в горизонтальных скважинах представлен на рисунке 1.7.



Рисунок 1.7 – Изоляция водопритока с использованием жидкого пакера в качестве второй блокирующей пачки[75]

• Жидкий пакер – инертная высоковязкая жидкость, закачиваемая в определенный интервал скважины и формирующая в скважинных условиях прочную перемещаемую пробку, выдерживающую перепад давления. Состав жидкого пакера подбирается таким образом, чтобы исключить его фильтрацию. Применяются следующие типы составов:

 Эмульсионные (инертные) составы – применяются обратные эмульсии нефть-вода с повышенной вязкостью и плотностью. Жидкость обладает минимальной фильтруемостью – практически не проникает в пласт и инертна к нему. Такие составы минимально ухудшают ФЕС и легко удаляются после проведения работ[75];

Полимерные гелеобразующие системы – загущаются в пластовых условиях за счёт сшивающих реагентов и способны некоторое время удерживать перепад давления. Далее разрушаются под действием температуры или добавленных реагентов. К примеру, полисахаридный гель может применяться при капитальном ремонте скажи скважин, обеспечивая изоляцию продуктивного интервала вместо надувного пакера, а через 48 часов самопроизвольно разрушаться. Среди недостатков полимерных гелей стоит выделить сложности с их удалением – они нерастворимы в воде и требуют деструкторов;

• Силикатные (неорганические) составы – тампонажные смеси и гели на основе жидкого стекла с отвердителем. После закачки в скважину/продуктивный пласт компоненты полимеризуются в нерастворимые кремениевые гели, заполняя свободное пространство – выбранный интервал или трещины/поры пласта. Полученный гель способен выдерживать большие перепады давления и не разрушаться через время. Однако для удаления требуется разбуривание интервала или химическое растворение щелочами/кислотами.

Процесс установки жидкого пакера гораздо проще, нежели механического[70]. Состав готовится непосредственной перед закачкой. Особо внимания требует регулирование времени загустевания – оно должно позволять закачку состава в необходимый интервал до начала схватывания. Закачка осуществляется как правило селективно, с применением ГНКТ. Объем смеси подбирается с запасом – в горизонтальных скважинах закачка производится от забоя до границы интервала, подлежащего изоляции. В вертикальных скважинах – выше целевого интервала, если можно опереться на текущий забой, либо же объем рассчитывают с запасом от забоя до верхней границы изолируемого интервала, чтобы за счёт вязкости и градиента плотности он удерживался в интервале, создавая «плавучую пробку» в столбце жидкости. После закачка пакера насос останавливают и ГНКТ аккуратно извлекают или поднимают.

Особо сложными случаями при изоляции являются скважины после проведения ГРП, газовые/газоконденсатные скважины и скважины с АНПД. Главная проблема пластов после ГРП заключается в наличии высокопроницаемых трещин, через которые происходит интенсивное поглощение технологических жидкостей. Таким образом, задача изоляции продуктивного пласта

заключается в блокировании трещин при сохранении матрицы пласта. Соответственно, блокирующий состав должен:

— Временно уменьшать проницаемость паста без необратимой закупорки пор;

— Не вызывать набухание породы, особенно в глинистых коллекторах;

— Легко разрушаться закачкой химических реагентов или механически;

— Сохранять стабильность в пластовых условиях (при пластовых давлении и температуре).

Проблема изоляции газовых и газоконденсатных пластов заключается в низкой вязкости и плотности газа, вследствие чего он фильтруется с большими скоростями и размывает каналы фильтрации в блокирующем составе при отклонении от программы глушения. Также газовым и газоконденсатным пластам часто свойственны высокие давления и температуры. Наиболее применимым способом механическим способом изоляции в данном случае является гидравлический извлекаемый пакер[3]. Проблемой в данном случае являются габариты пакера – выпускается сравнительно небольшое число устройств для спуска в хвостовик 114 мм. Работа с гидравлическим пакером осуществляется в следующем порядке[23]:

1) Подготовительные работы - определяется наиболее подходящий участок ствола скважины для установки пакера с учётом геометрических характеристик интервала, термо- и газодинамики и др. Далее производится подготовка интервала установки пакера – промывка, шаблонировка и т.д.;

2) Спуск пакера на бурильном инструменте или гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ). Гидравлический пакер спускается в сложенном виде, активируют его в заданном интервале подачей жидкости под избыточным давлением от 5 до 15 МПа. После установки производится тест на герметичность путем нагнетания избыточного давления;

3) Контроль герметичности пакера в процессе работ – производится с заданной периодичностью с целью оперативного определения смещения пакера и последующих утечек пластового флюида. Рекомендуется через 1-3 месяца после установки произвести акустический и температурный контроль;

4) **Извлечение гидравлического пакера** – производится стыковка с пакером, после чего открывается клапан сброса давления. После стабилизации скважины производится плавный подъем устройства из скважины.

Изоляция и глушение пластов с АНПД осложняются ограничениями в плотности применяемых растворов – закачка жидкости глушения обычной плотности и вязкости приведет к поглощению его в пласт и не допускает установления уровня на устье скважины. В случае глушения работы производятся в две стадии: на первой производится изоляция пласта полимерным гелем, на второй производят глушение скважины, желательно облегченной

жидкостью. В общем же рекомендуется минимизировать время открытого состояния пласта, сразу перекрывая его пакером или изолирующим составом.

#### 1.6 Особенности изоляции горизонтальных стволов

Временная изоляция интервалов горизонтального ствола, вскрывшего продуктивные пласты, отличается рядом сложностей, связанных с конструкцией скважины. Среди них:

• Осложнения при спуске и установке механических пакерующих устройств – большая интенсивность изменения зенитного угла, эксцентриситет, локальные сужения ствола зачастую не позволяют спустить устройство и герметично установить его в требуемом интервале (рисунок 1.8);



Рисунок 1.8 – Траектория и конструкция скважины в интервале продуктивного пласта[44]

• Идентификация интервалов притока – в случае протяженного горизонтального ствола, в который спущен фильтр-хвостовик, либо же при многостадийном ГРП, определение точных границ зон, подлежащих изоляции, является проблемой (рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 - Изоляция интервала прорыва газа[44]

• Неравномерность распределения закачиваемых технологических жидкостей – продуктивный интервал в горизонтальном стволе большой протяженности делится на зоны различной приемистости, в связи с чем блокирующий состав при закачивании от интервала подвески хвостовика может привести к поглощению части раствора в наиболее проницаемую зону, а участки с пониженной приемистостью останутся неизолированными. В горизонтальном стволе происходит гравитационное разделение флюидов по плотности, вследствие чего пластовый флюид может сформировать каналы фильтрации в блокирующем составе. Либо же под действием гравитации будет сползать изоляционный состав (к примеру гелевые композиции). Без опоры изоляционный состав растекается по нижней стенке ствола. Данный эффект необходимо предотвращать использованием буферного раствора повышенной вязкости[91];

• Повышенный риск механических повреждения ствола скважины и аварий – при работе в горизонтальном стволе инструмент испытывает большие нагрузки и сильнее воздействует на стенки скважины, поэтому при отклонениях от программы работ существует высокий риск осложнений с последующим оставлением оборудования в скважине и ловильными работами[102]. Также выше риск повреждения спускаемых устройств для механической изоляции интервалов;

• Образование каналов фильтрации в заколонном пространстве между хвостовиком и стенками скважины – в случае, если применяемый при заканчивании скважины хвостовик не был зацементирован и в нем более одного интервала перфорации, между интервалами может образоваться связь по заколонному пространству[97]. Механические пакеры в таких условиях не гарантируют разделение интервалов продуктивного ствола. Необходимо применение экспандируемых пакеров, либо закачка экранирующих составов в пласт. В случае применения щелевого/перфорированного хвостовика проблема усугубляется.

 Удаление пакерующих устройств/изоляционных составов – в случае применения разбуриваемых пакер-пробок шлам не вымывается полностью и формирует шламовую подушку, угрожая прихватами и проблемами с промывкой в последующих технологических операциях[100]. Аналогичная ситуация наблюдается с выносом остатков блокирующих составов, разрушенных деструктором.

Таким образом, в случае проведения изоляции в горизонтальных скважинах необходима четкая проработка следующих особенностей процесса:

• Контроль давлений в системе, плотности и реологических параметров закачиваемых жидкостей;

• Использование ГНКТ для спуска и активации пакерующих устройств, а также нормализации забоя и закачивания технологических жидкостей;

• Обеспечение опоры перед закачиванием изоляционных составов;

• Регулирование времени схватывания используемых для изоляции составов;

• Учёт пластовой температуры и минерализации пластового флюида;

• Обеспечение безопасного проведения работ и предотвращение аварий с инструментом.

В зависимости от типа продуктивного пласта в международной практике выработаны следующие рекомендации по выбору оборудования, составов и технологии изоляции:

1. **Трещиноватые и высокопроницаемые коллектора** – если флюид движется преимущественно по крупным каналам, химические методы изоляции более эффективны, нежели механические, так как позволяют заблокировать трещины, не затронув проницаемость матрицы. При этом чем выше адгезия геля к породе, тем больший перепад давления такой состав может выдержать. Дальнейшее освоение производится с разрушением геля закачиванием кислоты;

2. **Однородные пласты с равномерным насыщением** – в данном случае рекомендуется применять механические методы изоляции. Для временной изоляции будут оптимальны извлекаемые пакеры или мостовые пробки из растворимого материала. В случае горизонтального ствола большой протяженности рекомендуется на этапе заканчивания реализовать многосекционную пакерную систему, чтобы в дальнейшем селективно изолировать интервалы с помощью ГНКТ;

3. Заканчивание с открытым стволом – в данном случае рекомендуется комбинированный метод изоляции, включающий установку надувных пакеров и закачивание блокирующих составов в интервал между пакерами.

Также принципиально важно в выборе метода изоляции опираться на необходимую продолжительность периода изоляции и тип пластового флюида. Для кратковременной изоляции, например, для смены комплекта подземного оборудования (КПО), рекомендуется применять механические способы изоляции. Для долговременной изоляции (месяцы и годы) более актуальны химические методы. В газовых и газоконденсатных скважинах механические методы необходимо применять с осторожностью в связи с накоплением избыточного давления за пакером и резким гидродинамическим скачком при его удалении. В таких случаях лучше себя показывают гелевые пробки, накопление серьёзного избыточного давления за которыми невозможно.

# 1.7 Применение гибких насосно-компрессорных труб для изоляции продуктивных пластов

Работа в газовых скважинах с пониженным пластовым давлением и протяженным горизонтальным стволом в продуктивном горизонте требует повышенной точности при закачке технологических жидкостей, так как проницаемость по отдельным пропласткам может существенно отличаться. В случае проведения многостадийного ГРП ситуация усложняется еще

больше, так как приемистость пласта по портам МГРП может различаться на несколько порядков.

В таких условиях использование спущенных в скважину жестких насосно-компрессорных труб (НКТ) для доставки технологических жидкостей может быть нецелесообразным. Для решения проблемы путем селективной изоляции продуктивных интервалов и закачки технологических жидкостей, включая блокирующие составы, могут использоваться гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ). Эта технология позволяет выполнять спуско-подъемные и иные операции с избыточным давлением на устье и обеспечивает контроль за процессом в режиме реального времени. Преимущества использования ГНКТ для изоляции продуктивных пластов заключаются в следующем:

1. *Селективная закачка* – гибкие трубы позволяют точно размещать жидкость или гелевые составы в целевой зоне без задействования соседних пластов;

2. Возможность работы в скважине без глушения – ГНКТ вводится через лубрикатор при избыточном устьевом давлении, исключая необходимость полной остановки скважины;

3. *Гибкость и маневренность* – трубы могут достигать значительных глубин в горизонтальном стволе без риска прихвата, в отличие от жёстких бурильных труб и НКТ;

4. **Возможность мониторинга забойных параметров** – установка датчиков давления и температуры на забое позволяет оперативно корректировать процесс закачки и контролировать эффективность изоляции;

5. *Снижения риска загрязнения пласта* – операции с ГНКТ позволяют минимизировать вероятность закупорки порового пространства и сохранить проницаемость продуктивных зон.

Операции с ГНКТ производятся в работающей скважине через лубрикатор. В отечественной практике технология используется в основном для доставки и установки блокирующего состава в определенном интервале ствола скважины[26], технические аспекты работы установки гибких труб и изменения в программе глушения, связанные с используемыми техническими средствами, рассмотрены слабо.

Также важным преимуществом использования ГНКТ при внутрискважинных работах является возможность установки датчиков давления и температуры на конце инструмента. Для связи с поверхностью может использоваться как обычный кабельный канал связи, так и оптоволокно[103,106].

Использование ГНКТ для селективной изоляции продуктивных пластов применяется в международной практике. Рассмотрим несколько практических случаев.

Остров Натуна (Индонезия, 1992) – цементирование через ГНКТ

Рассматривается капитальный ремонт скважины на морском месторождении Kakap KH (блок West Natuna)[92]. Нефтяные скважины пробурены с сильным краевым водонапором, перфорация изначально выполнена в средней части нефтяной зоны для предотвращения образования конуса воды. Со временем водонефтяной контакт (ВНК) поднялся, обводнённость фонда скважин возросла.

Изоляция продуктивного пласта осуществлялась цементированием под давлением через ГНКТ. Через НКТ был спущен инструмент, установлены пакер/мостовая пробка, затем произведено закачивание цементной смеси в интервал перфорации. Далее после затвердевания цемента прострелен новый интервал перфорации выше ВНК в нефтенасыщенной части.

Объём закачанного цемента подобран с учётом заполнения перфорационных отверстий и ПЗП. Давление в нагнетательной линии контролировалось таким образом, чтобы забойное давление удерживалось между давлением поглощения и давлением гидроразрыва пласта. Работа производилась на небольших расходах, обеспечивающих контролируемое поглощение цемента в пласт. Операция проведена через лифтовую колонну без ее подъёма – диаметр оборудования ГНКТ позволил работать внутри колонны.

Ремонт был признан успешным – по итогу освоения достигнуты высокие дебиты по нефти, обводненность снизилась. Технология показала себя как экономически эффективная относительно стандартного метода изоляции с использованием буровой установки.

# Северный Кувейт (месторождение Сабрия, 2007) – изоляция водоносного слоя надувными пакерами

Скважина на месторождении Сабрия (Sabriya Field, Северный Кувейт) вскрыла одновременно несколько продуктивных пластов[69]. Один из пластов давал большой дебит по воде, резко повышая обводненность продукции скважины. Конструкция скважины представлена эксплуатационной колонной большого диаметра и лифтовой колонной (~3½").

Обводненный пласт был изолирован надувными пакерами, спущенными И активированными через ГНКТ. После установки пакеров через ГНКТ в интервал между ними закачали водоизолирующий состав (рисунок 1.10). Ключевой момент при проектировании работ – подбор диаметра пакеров: требовалось пройти через ограничение 3,5" и произвести активацию в колонне большого диаметра. Пакеры были рассчитаны на высокое пластовое давление/температуру и выдерживали значительную разницу давлений между изолированным интервалом и остальной скважиной. Закачка водоизолирующего состава осуществлялась с контролем объёма и скорости, чтобы заполнить именно целевой пласт. Расход при подаче водоизолирующего состава использовался минимальный с целью точной установки пачки без размыва.





После ремонта обводненность продукции снизилась на 70 %. Применение ГНКТ с пакерами позволило добиться селективной изоляции обводненного пласта сложного многопластового объекта, избежав длительного простоя и дорогостоящего капитального ремонта. Данный подход стал успешной альтернативой для месторождений с несколькими зонами перфорации и сложной конструкцией скважин.

#### Северный склон Аляски (около 2015) – сочетание полимерного геля и микроцемента

Рассматривается проблема подтягивания конусов воды и газа к отдельным интервалам протяженных горизонтальных скважин в районе Северного склона Аляски (HП3 Arco/ConocoPhillips). Заканчивание произведено с перфорированным хвостовиком, продуктивный пласт залегает на глубине около 3000 м и характеризуется нормальным пластовым давлением. Изоляция проблемного интервала произведена закачиванием через ГНКТ сначала полимерного геля, а затем микроцемента. Нижележащие интервалы перфорации предварительно изолированы установкой мостовой пробки.

В результате закачивания в ликвидируемом интервале перфорации создается зона почти нулевой проницаемости. Благодаря мелкому цементу и гелю, смесь заполняет поры, перекрывая приток, но не оставляя твёрдого цементного «моста» внутри трубы. После затвердевания составов пробка удаляется (либо растворяется, либо извлекается). Было обработано около 30 горизонтальных скважин; суммарно зацементировано ~13 000 футов интервалов перфорации. Закачка геля и цемента велась непрерывно друг за другом, чтобы цемент следовал сразу за гелем. Расходы жидкости тщательно контролировались, чтобы достичь необходимого проникновения ~2 фута в пласт. Давление закачки выдерживалось достаточным для продавливания смеси в трещины/поры, но с предотвращением гидроразрыва или возврата цемента в ствол скважины. Закачивание производилось с небольшим расходом цемента, чтобы избежать разбавления геля и обеспечить синхронное размещение цемента за гелем.

По данным контрольных геофизических исследований, через 1–2 года после обработки нефте-/газоприток из изолированных интервалов отсутствовал. Добыча нефти стабилизировалась. Важный результат – минимальное вмешательство в скважину: после операции не осталось цементных пробок, не потребовалось затем разбуривать или фрезеровать цемент внутри НКТ. Метод доказал высокую эффективность профилирования: нежелательные интервалы отключены, а остальные зоны продолжают выдавать высокий дебит.

### Практический кейс компании Schlumberger: комбинированная изоляция с пакерами CoilFLATE на месторождении в Западной Африке

Кейс рассмотрен в публикации[95]. Рассматриваются ремонтно-изоляционные работы с применением ГНКТ на двух горизонтальных скважинах, остановленных по причине высокой обводненности. Скважина А имеет горизонтальный профиль, заканчивание произведено с установкой щелевого фильтра в продуктивном интервале. Приток воды зафиксирован в средней части горизонтального ствола, ориентировочная длина обводненного интервала составляет 43 метра. Скважина Б имеет сложную извилистую траекторию в продуктивном пласте, обводненный интервал расположен в нижней его части, его длина составляет 170 м. Продуктивные пласты характеризуются неоднородностью по проницаемости – выделяются высокопроницаемые зоны.

Изоляция в скважине А производилась установкой двух набухающих пакеров, после чего в заколонное пространство через щели фильтра был закачан органический сшитый гель. В скважине Б нижний интервал был изолирован пакером, произведена нормализация забоя, после чего был закачан цементный раствор для изоляции обводненной зоны. Пакера устанавливались в зоне без перфорации, максимально близко к изолируемому интервалу. Объем составов рассчитывался с запасом, цель заключалась в заполнении заколонного пространства и ПЗП для скважины А и в заполнении затрубного объёма до пакера для скважины Б. Закачка производилась

на умеренном давлении нагнетания и низких расходах с целью недопущения прорыва за изолируемую зону.

По итогу проведения работ обводненность продукции снизилась на 70-90 %, при этом проникновения составов выше ВНК не произошло и дебиты по нефти не снизились.

## Цементирование с целью изоляции обводненной зоны под эксплуатационным пакером и повторная перфорация через ГНКТ в горизонтальной скважине на шельфе

Рассматривается капитальный ремонт горизонтальной скважины[48] со сложным заканчивание: используются 2 колонны НКТ, разделенные эксплуатационным пакером. В процессе эксплуатации произошло истощение и обводнение нижнего интервала. Эксплуатационный пакер оказался негерметичным – поступающая в нижний интервал вода далее просачивалась выше. Изоляция произведена цементированием через ГНКТ с последующим освоением (рисунок 1.11).



Рисунок 1.11 - Схема конструкции продуктивной зоны скважины до и после изоляции [48] Работы производились в следующем порядке:

1) Спуск ГНКТ в верхнюю колонну НКТ, проведение гамма-каротажа и привязки глубин (GR/CCL/температура) для точного позиционирования;

2) Установка двух мостовых пробок для отсечения горизонтального ствола;

 Перфорация НКТ в интервале 6095–6105 ft, для обеспечения сообщения между затрубом и НКТ, циркуляция и промывка скважины ингибированной морской водой с ПАВ для очистки;

4) По НКТ спущен стопор выше проперфорированного интервала;

ГНКТ заведена в стопор, закачана цементная суспензия в затрубное пространство (между 3<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" лифтовой колонной и 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" эксплуатационной колонной) для формирования "цементного пакера" в затрубе. Закачивание производилось на умеренном расходе, обеспечивающем

установку и продавку цемента ранее начала схватывания, но исключающем превышение давления гидроразрыва пласта;

- 5) Ожидание затвердевания цемента и подъем ГНКТ;
- 6) Перфорация ранее не затронутого вышележащего продуктивного пласта;

7) Освоение скважины.

Итогом проведения работ стала изоляция водонасыщенной зоны и включение в разработку новой залежи, что позволило вернуться к проектным дебитам. Данный кейс продемонстрировал возможность сложных многостадийных работ через ГНКТ (изоляция + перфорация + освоение) в горизонтальных скважинах со сложным заканчиванием на шельфе.

Помимо рассмотренных технологий изоляции, ГНКТ может эффективно использоваться для ликвидации газонефтеводопроявлений и глушения скважин[47]. Среди типовых операций можно выделить:

— Селективное закачивание технологических жидкостей через ГНКТ, в т.ч. с аэрацией;

— Контроль скважины – стабилизация бурового раствора через ГНКТ с оттеснением газа и восстановление циркуляции.

Проектирование работ по глушению скважин с использованием ГНКТ подробно рассмотрено в работе[94]. Ключевые принципы заключаются в следующем:

• Качественное проектирование работ имеет повышенную важность. Должны быть определены: средняя плотность жидкости глушения, уравновешивающая пластовое давление; необходимый объем емкостей; максимальное устьевое давление; состав наземного оборудования и компоновки бурильной колонны; выбор диаметра гибких труб; моделирование циркуляции;

• Должно быть учтено влияние давления и температуры на свойства жидкости глушения и циркулирующего в кольцевом пространстве флюида;

• Необходимо обеспечить наличие на площадке необходимого объема технологических жидкостей с запасом;

• Наземное оборудование выбирается по максимальным допустимым устьевым параметрам в соответствии с нормативными требованиями (АРІ RP 5C7 или НБНГП).

Таким образом, ГНКТ представляет собой эффективный инструмент для сложных изоляционных работ, особенно в ситуациях, когда традиционные методы неэффективны или опасны. Хотя технология имеет ограничения (в основном связанные с малым диаметром и спецификой работы с некоторыми типами жидкостей), её преимущества в манёвренности, безопасности и экономической эффективности делают её полезным инструментом при решении нестандартных задач в продуктивных интервалах.

### 1.8 Проектирование гидравлической программы изоляционных работ и глушения

#### скважин

Проектирование гидравлической программы подразумевает под собой проведение гидравлических расчётов, позволяющих определить режимные параметры подачи технологических жидкостей с учётом их реологических характеристик, объемов и последовательности закачивания пачек, установить предельно допускаемые значения режимных параметров, а также получить распределение давления, температуры и других величин по скважинным пространствам в любой момент времени. При проектировании должны быть учтены:

• Давление (для необсаженной части ствола) и температура пластов в разрезе – при закачивании давление в скважине должно превышать пластовое с целью недопущения ГНВП и быть менее давления гидроразрыва самого слабого пласта. Также должно быть учтено влияние температуры на свойства используемых жидкостей;

• Фильтрационно-емкостные характеристики пластов – проведение изоляции не должно снижать продуктивность скважины, при этом необходимо предотвратить неконтролируемое поглощение закачиваемых жидкостей в интервалы с высокой приемистостью;

• Конструкция скважины – объемы пачек закачиваемых жидкостей должны соответствовать объемам скважинных пространств с учётом поглощения в пласт и ухода жидкости в заколонное пространство, если продуктивный интервал не зацементирован. Также важно оценить кольцевой зазор – если он недостаточен, в затрубном пространстве будут возникать излишние фильтрационные сопротивления, а инструмент может не дойти до забоя;

• Свойства и реологическая характеристика закачиваемых жидкостей – помимо всего прочего, должно учитываться соотношения вязкостей между закачиваемыми пачками – необходимо поддерживать ровный фронт вытеснения между пачками, а значит разница вязкостей должна быть невысокой;

• Режим работы оборудования – при закачивании жидкостей и спускоподъемных операциях нагрузки на скважинное и устьевое оборудование не должны превышать предельно допускаемые.

В случае работы с продуктивными пластами без предварительного глушения скважин необходимо также учесть свойства пластового флюида и приток из продуктивного пласта. Изоляции в данном случае будет предшествовать замещение пластового флюида, либо же процессы будут происходить одновременно.

Для наиболее распространённых типов скважинных работ разработана и зафиксирована на уровне отраслевых стандартов методология проектирования гидравлической программы. По направлению ликвидации ГНВП и глушения скважин выделяются следующие подходы к формированию программы закачивания:

*Метод бурильщика* – производится в две стадии. На первой исходным раствором с плотностью, не обеспечивающей противодавление на пласт в статическом состоянии, производят вымыв/замещение пластового флюида в стволе скважины. На второй закачивают раствор повышенной плотности;

*Метод ожидания и утяжеления* – вымыв пластового флюида и замещение на раствор повышенной плотности, создающий необходимое противодавление, осуществляются одновременно в одну стадию;

*Метод непрерывного глушения* – вымыв пластового флюида и закачивание утяжеленного раствора происходят одновременно, однако плотность раствора повышается постепенно, по мере снижения избыточного давления в скважине;

*Объемный метод* – подразумевает контролируемые подъем и стравливание газовой пачки без циркуляции с поддержанием избыточного давления в системе, а далее замещение на раствор повышенной плотности;

*Динамическое глушение* – вымыв пластового флюида в данном способе осуществляется на растворе пониженной плотности, без закрытия скважины и ожидания стабилизации избыточного давления – забойное давление повышается за счёт увеличения циркуляционного давления повышением расхода бурового раствора. Далее производится замещение на раствор повышенной плотности.

Рассмотрим метод подробнее как наиболее сложный и инновационный с точки зрения проектирования гидравлической программы работ. Впервые технология была применена компанией Mobil Oil Corporation в 1978 году при выбросе на месторождении Арун в Индонезии. Использование технологии позволило сократить время на глушение скважины и устранение последствий выброса в 4,5 раза. В дальнейшем технология широко применялась на шельфовых месторождениях Мексиканского залива и в Норвежском секторе Северного моря[52,82].

В оригинальной технологии закачка в зависимости от интенсивности выброса осуществляется либо через бурильную колонну, либо через вспомогательную скважину. Основной проблемой при закачке через технологическую колонну являются повышенные потери давления на трение при закачке, в связи с чем использование технологии для скважин с повышенным пластовым давлением в данной вариации невозможно.

Поэтапно динамическое глушение реализуется через следующие этапы (рисунок 1.12):



Рисунок 1.12 – Стадии динамического глушения [53]

• Динамическое глушение – закачка технологической жидкости на максимальном расходе для повышения потерь на трение, увеличения удельной плотности циркулирующего флюида в кольцевом пространстве и последующей остановки притока;

• Снижение расхода – после остановки притока производится снижение расхода для стабилизации давления в скважине и недопущения поглощения/гидроразрыва;

• Циркуляция – на этой стадии производится вымывание остатков пластового флюида из скважины и полное замещение на жидкость глушения;

• Остановка циркуляции – насосы останавливаются и в скважине достигаются заданные программой работ параметры глушения.

В процессе работ непрерывно должен происходить контроль распределения давления по глубине скважины (рисунок 1.13).



Рисунок 1.13 – Распределение давления в кольцевом пространстве по глубине при динамическом глушении скважины [71]
Как видно из графика, плотность используемой жидкости глушения при динамическом глушении не подразумевает остановку притока только за счет гидростатической составляющей. Данный аспект накладывает повышенные требования к контролю процесса и увеличивает риски. Однако при этом в жидкости глушения не обязательно использование утяжелителя, а в продуктивный пласт попадает меньший объем жидкости глушения.

Для проведения динамического глушения требуется предварительное вычисление ряда параметров, описанных в работе[71,105]:

1. Плотность жидкости глушения – должна обеспечивать необходимые потери давления на трение при закачке и противодавление на забой для предотвращения проявления в статике. Обязательно необходимо учесть снижение потерь давления на трение и гидростатической составляющей при циркуляции в кольцевом пространстве ввиду появления второй фазы – пластового газа;

2. Расход жидкости глушения – подбирается исходя из необходимых потерь давления на трение. Процесс динамического глушения контролируется в первую очередь данным параметром. При наличии негерметичности обсадной колонны или поглощающих пластов выше продуктивного также необходимо учесть утечки закачиваемой жидкости. Расход жидкости глушения также может быть определен графически (рисунок 1.14). Для этого в координатах расход (приток) – забойное давление строится серия кривых закачки и индикаторная кривая. Необходимый расход находится выше индикаторной кривой. Для случая, рассмотренного на графике, минимальным допустимым расходом будет 85 баррелей в минуту;



Рисунок 1.14 – Графическое определение необходимого расхода на примере глушения скважины на месторождении Арун [71]

3. Диаметр технологических труб – определяется минимальный диаметр, при котором потери давления на трение в трубах позволят обеспечить необходимую скорость потока в затрубном пространстве;

4. Мощность насоса – определяется исходя из необходимого давления нагнетания для остановки скважины на этапе динамического глушения с коэффициентом запаса;

5. Максимальное допустимое забойное давление – при глушении скважин с высокой продуктивностью определяется исходя из условия удержания технологических труб в скважине при закачке.

Сложные скважинные работы не будут соответствовать какому-то конкретному способу, гидравлическая программа в данном случае будет составляться комбинированием различных подходов.

Замещение пластового флюида в горизонтальном стволе большой протяженности является довольно сложной задачей, так как ствол идеально не выровнен и в нем в локальных возвышениях могут образовываться карманы с защемленным газом. Обеспечить полноценное вытеснение газа из горизонтального ствола можно за счет одновременного подъема ГНКТ и правильного подбора режима закачки. При вытеснении газа закачиваемой жидкостью происходят следующие процессы:

• Гравитационное разделение фаз – газ поднимается вверх, жидкость стекает вниз;

- Инерция потока жидкости создает давление на неподвижный газ;
- На границе фаз возникает трение, зависящее от соотношения вязкостей флюидов.

Для полноценного вытеснения режим закачки должен соответствовать следующим критериям:

1) Для полноценного выноса газовой фазы потоком без образования карманов инерционная составляющая должна преобладать над гравитационной. Данное соотношение определяется числом Фруда, вычисляемым следующим образом (1.1):

$$Fr = \frac{v^2}{gd} \tag{1.1}$$

где *v* – скорость потока технологической жидкости, м/с;

g – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

*d* – гидравлический диаметр, м.

В зависимости от значения критерия, выделяются два характерных случая:

• *Fr* > 1 – газ эффективно выносится потоком без сегрегации по вертикали;

• *Fr* < 1 – газовая фаза всплывает в потоке жидкости, образовывая каналы фильтрации и карманы в возвышенных полостях.

38

2) Более полное вытеснение обеспечивается при турбулентном режиме потока за счёт перемешивания. В случае ламинарного и переходного потока у жидкости остается способность обтекать наиболее крупные пузыри. Соответственно, для потока закачиваемой жидкости число Рейнольдса *Re* > 4000.

3) Величина трения на границе фаз определяется числом Вебера, вычисляемым по следующей формуле (1.2):

$$We = \frac{\rho v^2 d}{\sigma} \tag{1.2}$$

где  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

 $\sigma$  – поверхностное натяжение, Н/м.

Показатель характеризует соотношение между действующими инерционными силами и межфазным взаимодействием. Возможны следующие характерные случаи:

We > 1 – фронт вытеснения устойчив;

■ *We* < 1 – жидкость не может эффективно выносить газ, возможны разрывы и сегрегация пузырьков.

Установлено, что наиболее эффективное вытеснение газа происходит при We > 10.

Согласно производственным стандартам по расчёту гидравлической программы, при закачивании в трубы жидкости поток является непрерывным и установившимся. Таким образом по давлению в нагнетательной линии контролируют забойное давление при закачивании. Однако для газовых скважин с АНПД это предположение требует корректировки. В ходе закачивания поток жидкости в трубах разрывается вследствие недостатка избыточного давления, которое оказывает столб пластового газа.

Рассмотрим данный эффект на примере газовой скважины Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [57]. Скважина имеет вертикальный профиль, конструкция представлена в таблице 1.4.

Колонна	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Цементирование	Толщина стенки колонны, мм	
кондуктор	324	545		не указано	
техническая	245	1362	До устья		
эксплуатационная	168	2324		10,59 (0-560,1 м) 8,94 (560,1-2324 м)	
НКТ	73	2118	-	5,5	

Таблица 1.4 - Конструкция скважины (составлено автором)

Скважина находится в бездействии по причине низких устьевых параметров. Пластовые условия и устьевые параметры представлены в таблице 1.5.

40	

таблица 1.5 - Пластовые условия и уствевые параметры скважины (составлено автором			
Параметр	Значение		
Пластовое давление	95,53 атм		
Пластовая температура	59 °C		
Устьевое давление	77 атм		
Устьевая температура	21 °C		
Интервал перфорации	2240-2265 м		

Таблица 1.5 - Пластовые условия и устьевые параметры скважины (составлено автором)

Конструкция, профиль и термобарические характеристики скважины представлены на

рисунке 1.15.



Рисунок 1.15 - Конструкция, профиль и термобарические характеристики скважины (составлено автором)

Глушение производится по следующему алгоритму:

Стравливание давления до минимального значения (по давлению в нагнетательной линии от P<sub>ct</sub> = 72 атм до P<sub>ct</sub> = 38 атм).

2. Последовательная закачка при закрытом на факельную линию трубном пространстве:

– Водометанольный раствор (ВМР) (при температуре 30-35 градусов) - 7 м<sup>3</sup> (начальное  $P_{\rm ct} = 50$  атм; конечное  $P_{\rm ct} = 10$  атм);

- BMP - 8 м<sup>3</sup> (давление в ходе закачки  $P_{ct} = 10$  атм).

3. При открытом на факельную линию затрубном пространстве:

– ВМР - 28,5 м<sup>3</sup> (начальное  $P_{\rm ct} = 10$  атм; конечное  $P_{\rm ct} = 0$  атм);

– Блокирующий состав с наполнителем - 3 м<sup>3</sup> (давление в ходе закачки  $P_{ct} = 0$  атм);

– BMP – 5,2 м<sup>3</sup> (давление в ходе закачки  $P_{ct} = 0$  атм).

4. При закрытом на факельную линию затрубном пространстве:

– Закачка блокирующего состава с наполнителем - 2 м<sup>3</sup> и ВМР - 1 м<sup>3</sup> (начальное  $P_{\rm CT} = 0$  атм; конечное  $P_{\rm CT} = 48$  атм).

5. Технологический отстой.

- 6. Стравливание газовых шапок до выхода жидкости ( $P_{CT} = 20$  атм).
- 7. Долив скважины 5 м<sup>3</sup>, промывка с целью дегазации жидкости глушения ( $P_{ct} = 20$  атм).

8. Замер уровня жидкости после тех. отстоя 700/800 м.

В результате отсутствия учёта явления разрыва потока жидкости блокирующая пачка устанавливается при забойном давлении, превышающем допустимое, блокирующий состав поглощается в пласт. Принимаются меры для обеспечения надёжного глушения скважины – производится закачка дополнительного объёма блокирующего состава и жидкости глушения при закрытом устье. После закачки ПЗП изолируется, и скважина оставляется на технологический отстой.

Процесс глушения с сопоставлением прогнозируемого (рассчитанного по IWCF) давления в нагнетательной линии и фактического представлен на графике (рисунок 1.16):



Рисунок 1.16 – Изменение давления в нагнетательной линии в процессе глушения (составлено

автором)

На рисунке 1.17 представлен ход закачки технологических жидкостей:



Рисунок 1.17 – График закачивания технологических жидкостей в процессе глушения (составлено автором)

Из рисунка 1.16 видно, что в период закачивания жидкости от 10 до 30 минут происходит падение давления в нагнетательной линии. Однако результаты расчёта (пунктирная линия) показывают отсутствие изменения давления. Расхождения между расчетными и фактическими значениями объясняются отсутствием напорного движения жидкости в скважине. При расчёте закачки жидкости по стандарту IWCF принимается, что (1.3):

$$P_{\rm cT} = P_{\mu_{36}} + \Delta P_{\rm Tp} \tag{1.3}$$

где *P*<sub>ст</sub> – давление в нагнетательной линии, Па;

 $P_{\mu_{36}}$  – избыточное давление в системе, Па;

 $\Delta P_{\rm Tp}$  – потери давления на трение со стенкой скважины столба жидкости, возникающие при закачке, Па.

Данный эффект не рассматривался применительно к промывочным и блокирующим жидкостям, однако с ним часто сталкиваются при цементировании скважин. Под разрывом потока в этом случае понимается потеря сплошности цементного раствора при движении в заливочных трубах, кольцевом или заколонном пространстве (в зависимости от технологии цементирования), при которой движение раствора прекращается ИЛИ становится неустановившимся и прерывистым вследствие нарушения гидродинамического баланса в системе. Явление сопровождается падением давления в нагнетательной линии с образованием в ней разрешения и далее приводит к смешению фаз, поглощению цемента и нарушению целостности цементного кольца. Среди причин данного явления выделяют:

42

Большая разница в плотностях между скважинной жидкостью и цементом – в таком случае при недостаточной для компенсации явления подаче возникает гравитационная сегрегация и разделение потока[19];

*Недостаточное гидростатическое давление закачиваемого цементного раствора* – в таком случае на устье скважины возникает отрицательный градиент давления, провоцирующий самопроизвольное стекание раствора вниз, особенно в интервалах открытого ствола[25];

*Недостаток избыточного давления на устье* – при цементировании с открытым устьем или дросселированием давление может упасть ниже критического и раствор перестанет поступать в затруб;

Поглощение цемента в пласт – в зонах с АНПД цемент может уходить в пласт вместо выхода через затруб, вследствие чего возникает отрыв столба цемента в нагнетательной линии[18];

*Некорректная гидравлическая программа* – при недостаточной подаче не достигается установившийся режим закачки, при чрезмерной подаче – возможно разуплотнение цемента и его разрыв[9].

Для предотвращения разрыва потока рекомендуется производить закачивание цемента на пробковом или ламинарном режиме течения, при которых сохраняется однородность потока. На завершающей стадии закачивания подачу необходимо снижать. На устье необходимо поддерживать постоянное противодавление, величина которого корректируется с учётом ожидаемой высоты отрыва и момента начала замедления закачивания. Высота точки отрыва может быть определена как (1.4):

$$h_{\rm orp} = \frac{(P_{\rm u} - P_{\rm p}) + (\Delta P_{\rm rp} + \Delta P_{\rm KI})}{g(\gamma_{\rm u} - \gamma_{\rm p})} \tag{1.4}$$

где  $P_{\rm q}$  - давление цемента, Па;  $P_{\rm p}$  - давление буферной/буровой жидкости, Па;  $\gamma_{\rm q}$  и  $\gamma_{\rm p}$  - удельный вес растворов,  $\frac{\kappa r}{M^3}$ .

Таким образом, эффект разрыва потока свойственен работам на скважинах с АНПД, его механика в случае с закачиванием жидкости глушения и блокирующих составов, в особенности в газовую среду, нуждается в уточнении.

#### 1.9 Выводы по Главе 1

1. Рассмотрены проблемы, характерные для газовых и газоконденсатных скважин, вскрывающих продуктивные пласты с АНПД. Проанализированы технологии изоляции продуктивных интервалов, применяемые в отечественной и международной практике, а также специфика работы в горизонтальных стволах. Для разных горно-геологических условий специалистами разработаны и внедрены пакерующие устройства и рецептуры блокирующих

43

составов, позволяющих изолировать продуктивный пласт и обеспечить его надёжную защиту на время работ;

2. Описаны процессы, характерные для закачки технологических жидкостей в скважины с недостатком пластовой энергии. Выделены факторы, определяющие забойное давление в газовой скважине при глушении и методы их контроля. Исходя из результатов проведенного анализа, определено, что проектированию гидравлической программы, контролю давления в системе скважина-пласт и технологическим методам обеспечения надёжного глушения в условиях АНПД посвящено ограниченное число научных трудов;

3. В этой связи актуальной задачей является формирование нового, теоретически обоснованного, подхода к проектированию гидравлической программы изоляции в условиях АНПД, а также разработка технологии изоляции продуктивных газовых и газоконденсатных пластов, вскрытых горизонтальными стволами[17].

## ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

#### 2.1 Механизм разрыва потока технологической жидкостей в газовой среде

Как было определено ранее, при закачивании технологических жидкостей через трубное пространство поток разрывается, исчезают потери давления на трение. В нагнетательной линии остается избыточное давление газа, а жидкость идет на забой самотеком под действием силы тяжести. При этом расход жидкости в произвольном сечении не изменяется, так как увеличивается скорость жидкости и уменьшается её сечение – заполнения всего сечения трубы не происходит [27]. Данные допущения позволяют нам перейти к рассмотрению безнапорной закачки жидкости при глушении газовых скважин с АНПД.

Рассмотрим подробнее и опишем наблюдаемое явление[57]. Разрыв имеет следующую механику[84,85,99]. При закачке жидкости столб над избыточным давлением  $H_{\rm w}$  в какой-то момент достигает критической высоты  $H_{\rm kp}$ , при которой в нижней его точке давление равно избыточному давлению в скважине  $P_{\rm из6}$ , а в верхней, на выходе из насоса, падает ниже давления насыщенных паров для технологической жидкости  $P_{\rm нас.пар.}$ , вследствие чего начинается интенсивное парообразование – кавитационное расширение [89]. Таким образом сплошность потока в трубном пространстве нарушается. В идеальных условиях при 20 градусах Цельсия давление насыщенных паров воды составляет 2,34 кПа, однако это значение в реальности больше ввиду наличия в технологической жидкости примесей и растворенного газа[86]. Установление точного значения даже в лабораторных условиях является сложной задачей. Схема разрыва потока в трубах и распределение давления в момент разрыва представлены на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Схема разрыва потока закачиваемой жидкости (составлено автором)

Основной причиной снижения давления в потоке является воздействие на него силы тяжести, которую не в состоянии скомпенсировать пластовый газ ввиду низкой плотности  $\rho_{ras}$ . В размерности давления снижающий давление в потоке эффект будет выражаться как  $(\rho - \rho_{ras})gH_{\pi}$ . Однако использовать переменную в зависимости от термобарических условий плотность газа для расчётов неудобно, поэтому заменим газовую составляющую избыточным давлением газа (2.1):

$$(\rho - \rho_{\rm ras})gH_{\rm m} = \rho gH_{\rm m} - P_{\rm M36} \tag{2.1}$$

где  $\rho$  – плотность закачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Условие разрыва потока в трубах выразим следующим образом (2.2):

$$P_{\mu_{36}} = \rho g H_{\pi} - \Delta P_{\rm TP} + P_{\rm Hac. nap.} \tag{2.2}$$

где  $\Delta P_{\rm Tp}$  – суммарные потери давления на трение, Па.

Ускорение потока в данном выражении учитывать не будем, так как инерционные потери давления при существенном усложнении вычислений будут относиться лишь к первым десяткам метров потока от устья и составлять в сумме менее погрешности в определении величины *P*<sub>нас.пар.</sub> для используемой жидкости, возникающей вследствие наличия примесей и растворенного газа [20].

Физический смысл, заложенный в выражение 2.2, формулируется следующим образом. Падение давления внутри потока ниже давления насыщенных паров жидкости происходит ввиду превышения гидростатической составляющей, а следовательно силы тяжести, обоснованной разностью плотностей жидкости и газа, и действующей на жидкость, над суммой избыточного давления газа, удерживающего столб жидкости от разрыва и свободного падения, и потерь давления на трение, характеризующих сцепление жидкости с поверхностью трубы.

Соответственно, высота столба жидкости, при которой произойдёт разрыв потока на устье, определяется как (2.3):

$$H_{\rm Kp} = \frac{P_{\rm H36} + \Delta P_{\rm Tp} + P_{\rm Hac. \pi ap.}}{\rho g}$$
(2.3)

Выведенное теоретическое выражение для расчёта высоты точки отрыва потока технологической жидкости в газовой среде отличается от выражения 1.4 наличием слагаемого  $P_{\rm hac.nap.}$ , не играющего существенной роли для отрыва потока цемента в менее плотной жидкости. Если значение данной величины на заданном режиме закачки достигает глубины забоя, глушение скважины будет происходить напорным способом. В противном случае, при достижении установленного значения произойдёт разрыв потока, и закачка будет осуществляться безнапорным способом.

### **2.2 Описание экспериментальной установки и методики исследования сплошности потока** С целью экспериментального подтверждения выведенной теории была разработана экспериментальная установка следующей конструкции (схема представлена на рисунке 2.2(а)).



Рисунок 2.2 – Схема (а) и внешний вид (б) экспериментальной установки (составлено автором)

Через насос 1 подаётся вода с максимальным расходом 19,7 литров в минуту под давлением 3.2 бар. Текущий расход в нагнетательной линии замеряется расходомером 2. Ниже расходомера на небольшом отдалении, выполненном из прозрачной трубы диаметром 20 мм, расположен кран 3, позволяющий регулировать расход в установке. За краном расположен манометр 4. Нагнетательная линия от манометра до приёмной ёмкости-баллона 9 соединена прозрачной трубой диаметром 20 мм и длиной 1,8 м. В верхнюю часть приёмной емкости-баллона подаётся воздух под давлением 8 бар от компрессора 6. Для регулирования подачи газа на линии установлен кран 5. Замер избыточного давления газа в приёмной ёмкости-баллоне замеряется манометром 7. Для спуска избыточного давления газа установлен кран 8. Отведение воды с установки осуществляется через сливную линию 10 с установленным на ней краном.

Условия проведения эксперимента приведены в таблице 2.1:

N⁰	Параметр	Значение
1.	Максимальный расход насоса, л/мин	19,7
2.	Рабочее давление в нагнетательной линии, бар	3,2
3.	Температура воздуха, °С	19
4.	Температура воды, °С	4
5.	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000
6.	Давление насыщенных паров воды при температуре	7851
	4 °С, Па	
7.	Внутренний диаметр прозрачной трубы, мм	17
8.	Длина участка трубы от крана до выхода в ёмкость, м	1,8

Таблица 2.1 – Условия проведения эксперимента (составлено автором)

Для проведения верификации установленного ранее условия разрыва потока разработана следующая методика проведения эксперимента:

 Создать фиксированное давление в системе. После этого постепенным открытием крана создать поток с постоянным расходом;

 Выждать немного до установления стационарного течения, зафиксировать расход и произвести фотосъёмку потока в подсвеченной части трубы;

3) Характер течения – напорный, либо безнапорный – определяется визуально по степени заполненности сечения;

 Продолжать далее изменять расход до определения критического значения, при котором происходит переход от безнапорного режима к напорному. Провести ряд контрольных замеров в неопределенной области;

 Повторить шаги 1-4 для разных давлений в системе в рабочем диапазоне установки.
 Для атмосферного давления более подробно зафиксировать процесс формирования напорного течения в трубе;

6) Произвести обработку полученных результатов и сравнить фактические критические расходы со значениями, вычисленными по зависимости 2.2.

Формирование условий разрыва потока на экспериментальной установке с целью фиксации корректности описания его физического механизма предлагается производить следующим образом:

1. Установить при атмосферном давлении в системе напорный режим течения. Визуально зафиксировать однородность потока;

2. Снизить расход ниже критического, значение критического расхода для атмосферного давления должно быть определено ранее;

3. Производить наблюдение за структурой потока и давлениями в системе. Вследствие разрежения поток должен переходить в безнапорное состояние. Фиксировать время процесса и производить фото/видеосъемку.

# 2.3 Математическая модель безнапорного закачивания технологической жидкости в газовую скважину

Сложность в случае безнапорного режима заключается в контроле забойного давления  $P_{3ab}$ . Однако в упрощённом случае изоляции/глушения газовых скважин через спущенные в скважину НКТ, либо через ГНКТ, если спуск инструмента производился без промывки, можно сделать допущение, что в исходном состоянии вся скважина заполнена газом, а при закачивании технологических жидкостей газ поршневым способом вытесняется к устью скважины, оставаясь всегда выше и вне жидкости. В таком случае устьевое давление  $P_v$  будет увеличиваться только за

счёт сжатия газа при постепенном заполнении жидкостью кольцевого пространства от забоя. Количество газа же в кольцевом пространстве не меняется, если не происходит стравливание (дросселирование). Поэтому для контроля забойного давления можно использовать показания манометра на устье.

Для расчёта распределения давления столба газа в рассматриваемой модели[57] будем использовать аналитическое решение Г.А. Адамова [1], базирующееся на следующих предположениях:

1) Переменная температура вдоль ствола скважины заменяется постоянным осредненным по длине L значением  $T_{cp}$ . Так как движение газа отсутствует, температуру газа примем равной температуре горных пород в разрезе [67];

Переменный вдоль ствола коэффициент сверхсжимаемости газа заменяется постоянным средним по длине L скважины значением z<sub>cp</sub>;

Выражение для случая неподвижного столба газа по Адамову определяется как (2.4):

$$P_{3a6}{}^2 = P_y{}^2 e^{2S}$$
(2.4)

где  $S = \alpha \frac{\overline{\rho}L}{T_{\rm cp} z_{\rm cp}};$ 

*α* – постоянный множитель, в системе СИ равен 0,0341091;

 $\bar{\rho}$  – относительная плотность газа по воздуху.

Принимая, что изменение забойного давления за время *t* происходит только за счёт повышения столба жидкости на  $\Delta H_{\text{ж}} = \frac{\rho_{\text{ж}}gQt}{\pi R^2}$  (при этом для столба газа  $L_{i+1} = L_i - \Delta H_{\text{ж}}$ ), выведем систему для расчёта давления при закачке жидкости без дросселирования, где индексы *i* и *i*+1 обозначают моменты времени до и после изменения (2.5):

$$\begin{pmatrix}
P_{3a6i+1} = P_{3a6i} + \frac{\rho_{\pi}gQt}{\pi R^2} \\
P_{yi+1}^2 = P_{3a6i}^2/e^{2S}
\end{cases}$$
(2.5)

где Q – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

*R* – радиус труб, м.

Для случая дросселирования применим известную формулу расхода через дроссель [11], заменив объемный расход газа на массовый *W* (2.6):

$$W = \rho_{\rm ras} \mu A_{\rm dp} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho_{\rm ras}}}$$
(2.6)

где *µ* – коэффициент расхода дросселя;

 $A_{\rm дp}$  – площадь сечения дросселя, м<sup>2</sup>;

 $\Delta P$  – перепад давления через дроссель, Па;

 $\rho_{ra3}$  – плотность газа в устьевых условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Для расчета плотности газа в зависимости от давления и температуры используется уравнение состояния (2.7):

$$\rho_{\rm ras} = \frac{P_y M}{z R T} \tag{2.7}$$

где *М* – молярная масса газа, г/моль;

*z* – коэффициент сверхсжимаемости;

*R* – универсальная газовая постоянная, равна 8,314 Дж/(моль·К);

Т – температура газа, К.

Коэффициент сверхсжимаемости определяется по формуле В.В. Латонова и Г.Р. Гуревича, являющееся аппроксимацией графиков Брауна (2.8):

$$z = (0.4lgT_{\rm np} + 0.73)^{P_{\rm np}} + 0.1P_{\rm np}$$
(2.8)

где  $P_{\rm пp}$  - приведенное давление,  $P_{\rm пp} = \frac{P}{P_{\rm Kp}};$  $T_{\rm пp}$  - приведённая температура,  $T_{\rm пp} = \frac{T}{T_{\rm Kp}};$ 

*P*<sub>кр</sub> - критическое давление Па;

*T*<sub>кр</sub> - критическая температура, К.

Принимая, что при дросселировании падение давление на устье происходит за счёт выхода количества газа Wt, выведем систему для определения давления при закачке жидкости с дросселированием (2.9):

$$\begin{cases}
P_{yi+1} = P_{yi} - \frac{Wtg}{\pi R^2} \\
P_{3a6i+1} = \rho_{\mathfrak{K}}gH_{\mathfrak{K}} + \sqrt{P_{yi+1}}^2 e^{2S}
\end{cases}$$
(2.9)

Данная модель справедлива для заполнения скважины жидкостью глушения под действием гравитационных сил. Следует помнить, что как только в НКТ будет достигнуто минимальное избыточное давление, обеспечивающее напорное движение жидкости, поток станет напорным и установившимся. Передача давления на забой будет происходить в полном объёме. В случае же образования на каком-либо из этапов закачивания газожидкостной смеси, что будет характерно для СПО с промывкой или процесса динамического глушения, аналитического решения не существует и при математическом моделировании необходимо прибегать к численным методам.

#### 2.4 Численное моделирование процессов изоляции и глушения продуктивных пластов

Для проектирования сложных работ по изоляции и глушению продуктивных газовых и газоконденсатных пластов необходима математическая модель, позволяющая последовательно моделировать следующие процессы:

• Стравливание избыточного давления газа на устье скважины;

• Закачивание технологических жидкостей через трубное пространство/ГНКТ на напорном и безнапорном режимах потока;

• Гидравлические эффекты, возникающие при СПО – поршневание/свабирование;

• Динамическая остановка притока закачиванием жидкости глушения в работающую скважину;

• Температура потока жидкости/газа/ГЖС в трубном и затрубном пространстве при циркуляции.

Выход жидкости глушения и пластовых флюидов на поверхность при динамическом глушении производится через затрубное пространство. Для потока в затрубном пространстве наиболее важной характеристикой является гидравлический диаметр, для случая «кольца» вычисляемый как (2.10):

$$d = D_{\rm BH.OK} - d_{\rm BHEIIH.I/HCTP}$$
(2.10)

где  $D_{\text{вн.OK}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $d_{\text{внешн ИНСТР}}$  – внешний диаметр инструмента, м.

Основой для математического моделирования потока являются законы сохранения массы, импульса и энергии[50]. На их основе составляются уравнения для расчета характеристик потоков жидкости, газа и их смеси, в частности распределение давления и температуры.

Закон сохранения массы говорит о том, что в фиксированном объеме без утечек вовне разность масс на входе и на выходе равна нулю. Для установившегося потока уравнение имеет вид (2.11):

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial L} = 0 \tag{2.11}$$

где *L* - глубина по стволу, м.

Из уравнения очевидно, что в установившемся потоке значение  $\rho v = const.$ 

Закон сохранения импульса разность импульсов на входе и на выходе из рассматриваемого участка равна сумме всех действующих сил и импульса накопления. Для трубы фиксированного сечения закон записывается как (2.12):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial L}(\rho v^2) = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g sin\theta \qquad (2.12)$$

где т – динамическое напряжение сдвига, Па;

A – площадь сечения потока, м<sup>2</sup>;

θ - зенитный угол, градусы.

Закон сохранения энергии говорит о том, что на рассматриваемом участке потока фиксированного сечения количество энергии на входе участка минус количество энергии на выходе из этого участка равняется и плюс поступившая или поглощенная извне энергия равна скорости накопления энергии. Закон записывается как (2.13):

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho e) = \frac{\partial}{\partial L} \left[ \rho v \left( e + \frac{p}{\rho g_c J} \right) \right] + \frac{Q \pi d}{A}$$
(2.13)

Принимая поток установившимся и разрешая полученное уравнение давления, преобразуем закон сохранения импульса в уравнение градиента давления (2.14):

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin\theta - \rho v \frac{dv}{dL}$$
(2.14)

Градиент давления исходя из закона определяется суммой трех составляющих – трением на стенке трубы, гидростатическим давлением и изменением скорости. В большинстве задач составляющей по ускорению можно пренебречь.

Потери давления на трение в трубах оцениваются по формуле Дарси-Вейсбаха (2.15):

$$\Delta P_{\rm rp} = \frac{f\rho v^2}{2d} \tag{2.15}$$

где *f* – коэффициент трения.

Таким образом, уравнение градиента давления имеет вид (2.16):

$$\frac{dp}{dL} = \frac{f\rho v^2}{2d} + \rho g sin\theta \tag{2.16}$$

Коэффициент трения определяется в зависимости от режима потока. Для установления типа потока необходимо вычислить критерий Рейнольдса (2.17):

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu} \tag{2.17}$$

где µ – динамическая вязкость, Па·с.

Для вычисления критерия для неньютоновских жидкостей используется универсальный закон Рейнольдса. В нем динамическая вязкость задается следующим образом (2.18):

$$\mu = \frac{\tau d}{8\nu} \tag{2.18}$$

Коэффициент трения для ньютоновских жидкостей – в зависимости от режима потока рассчитывается по следующим зависимостям (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Коэффициенты трения для ньютоновских жидкостей (составлено автором)

Режим потока	<b>Re</b> <sub>кр</sub>	Формула				
Вывод из закон	Вывод из закона Пуазейля и зависимости Дарси-Вейсбаха					
Ламинарный	<=2000	$\frac{64}{Re}$				
	Формул	а Блазиуса				
Турбулентный	>2000	$\frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}}$				
Формула Коубрука	(аппроксима	ация Зигранга и Сильвестера)[107]				
Переходный / Турбулентный (общая зависимость с учётом шероховатости E, подходящая для всех однофазных флюидов)	>2000	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2\log[2\frac{\varepsilon/d}{3.7} - \frac{5.02}{Re}\log(\frac{2\varepsilon/d}{3.7} + \frac{13}{Re})]$				

Продолжение таблицы 2.2

Метод Мецнера и Рида[78]					
Ламинарный (вязкопластичный флюид) <=2000 $\frac{16}{Re}$					
Метод Говьера и Азиза[61]					
Турбулентный (вязкопластичный)	>2000	$\sqrt{\frac{1}{f}} = 4.06 \log d / 2\epsilon + 6 - \frac{2.65}{\acute{n}}$			

При расчёте сопротивлений в ГНКТ необходимо также учитывать явление вторичного потока, образующееся на барабане [8]. Данный эффект возникает при движении жидкости в трубах, согнутых в спираль, и выражается в возникновении повышенных гидравлических сопротивлений. На рисунке 2.3, показывающем линии тока в сечении барабана колтюбинга, точка О<sub>бар</sub> обозначает центр барабана, а  $D_w$  – радиус барабана.



Рисунок 2.3 - Эффект вторичного потока в барабане колтюбинга[8]

Увеличение потерь давления при проходе через барабан колтюбинга учитывается через корреляцию Sas-Jaworsky и Reed, изложенную в [87] и выраженную следующим выражением для коэффициента трения (2.19):

$$f_{CT} = f + 0.03 \sqrt{\frac{D}{D_w}}$$
(2.19)

Распределение давления в **однофазном потоке газа** рассчитывается в соответствии с теми же принципами, но с учетом сжимаемости флюида. Для расчета плотности газа в зависимости от давления и температуры используется уравнение состояния и коэффициент сверхсжимаемости определяется по формуле В.В. Латонова и Г.Р. Гуревича, представленные выше в выражениях 2.7 и 2.8.

Продуктивность горизонтальной скважины (в интервалах перфорации) определяется по формуле Joshi[66] (2.20):

$$Q = \frac{2\pi k_{\rm r}h}{\mu_{\rm \phi}} \frac{\frac{P_{\rm III} - P_{\rm 3AG}}{\ln a + \frac{\sqrt{a - (\frac{L_{\rm CI}}{2})}}{\frac{L_{\rm CI}}{2}} + \frac{\beta h}{L_{\rm CI}} \ln \frac{\beta h}{r_c}}$$
(2.20)

где  $k_{\rm r}$  и  $k_{\rm B}$  – проницаемость пласта в горизонтальном и вертикальном направлениях, мкм<sup>2</sup>;

*h* - толщина продуктивного пласта, м;

 $\mu_{\Phi}$  – вязкость пластового флюида, Па·с;

*Р*<sub>пл</sub> – пластовое давление, Па;

a – большая полуось эллипса,  $a = \frac{L_{\text{ст}}}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L_{\text{ст}}}\right)^4}\right]^{1/2};$ 

L<sub>ст</sub> – длина продуктивного интервала горизонтального ствола, м;

*R<sub>k</sub>* – радиус контура питания, м;

 $\beta = \sqrt{k_{\rm r}/k_{\rm B}}$  – коэффициент анизотропии;

 $r_c$  – радиус скважины, м.

При закачке в работающую скважину жидкости глушения и притоке газа из пласта в кольцевом пространстве движется двухфазная газожидкостная смесь. Для расчета двухфазных потоков также используются уравнения однофазной гидравлики, однако перед этим они модифицируются с учетом наличия второй фазы. Ключевыми переменными в этих выражениях становятся приведенные скорости и объемный весовой коэффициент  $\lambda_L$ , из которых далее получают выражения для скоростей и свойств флюидов смеси.

Приведенные скорости жидкости  $v_{SL}$  и газа  $v_{Sg}$  рассчитываются на единицу приведенного сечения трубы (2.21).:

$$\begin{cases} v_{SL} = \frac{q_L}{A} \\ v_{Sg} = \frac{q_g}{A} \end{cases}$$
(2.21)

Общая скорость смеси равна (2.22):

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{SL} + v_{Sg} \tag{2.22}$$

где  $q_L$  и  $q_g$  – расходы жидкости и газа соответственно, м<sup>3</sup>/с.

Вязкость смеси вычисляется как (2.23):

$$\mu_m = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \tag{2.23}$$

где  $\mu_L$  и  $\mu_g$  вязкость жидкости и вязкость газа соответственно, Па·с.

Плотность смеси определяется как (2.24):

$$\rho_m = \rho_L \lambda_L + \rho_{\text{ras}} (1 - \lambda_L) \tag{2.24}$$

На сегодняшний день принято выделять 4 режима течения газожидкостных смесей:

• *Пузырьковый* – характеризуется равномерным распределением газовой фазы в виде отдельных пузырьков в непрерывной жидкой фазе. В зависимости от наличия или отсутствия проскальзывания между фазами выделяются аэрированный или рассеянный пузырьковый режимы;

• *Пробковый* – в потоке присутствует несколько блоков пробки, в каждом наличествует газовый пузырь, занимающий все сечение и называемый пузырьком Тейлора;

• *Эмульсионный* – в данном режиме потока газ и жидкость движутся хаотично, ни одна из фаз не является непрерывной;

• *Кольцевой* – в центральном ядре газовая фаза является непрерывной, жидкость представлена тонким слоем на стенках трубы и рассеянными в ядре капельками жидкости.

Схематично режимы изображены на рисунке 2.4.



Рисунок 2.4 – Режимы восходящего газожидкостного потока [50]

Для прогнозирования многофазного потока используется механистическая модель Хасана и Кабира [54,68]. В данной модели поток жидкости и газа принадлежит к одному из 4 режимов: пузырьковый, пробковый, рассеянный пузырьковый и кольцевой. Принадлежность к режиму определяется соотношением приведенных скоростей жидкой и газовой фаз [51] (рисунок 2.5). Переход между режимами устанавливается через следующие критерии:



Рисунок 2.5 - Режимы течения газожидкостного потока [51]

#### 1) Из пузырькового в пробковый

Переход наблюдается, когда приведённая скорость газа превышает предельную скорость подъёма небольших пузырьков, вычисляемую по формуле (2.25):

$$v_{sg_{\rm пред}} = \frac{\sin\theta}{4 - C_0} \left( C_0 v_{sl} + v_s \right)$$
(2.25)

где  $C_0$  – коэффициент расхода, принимает значения 1,2, если диаметр трубы менее 0,12 и приведённая скорость жидкости  $v_{sl}$  менее 0,02 м/с, и 2 в иных случаях;

 $v_s$  - скорость проскальзывания между фазами,  $v_s = 1.53 [\frac{g\sigma(\rho - \rho_{ra3})}{\rho^2}]^{0.25}$ .

#### 2) Переход в рассеянный пузырьковый режим потока

Осуществляется при выполнении равенства (2.26):

$$v_m^{1.12} = 4.68d^{0.48} \left[ \frac{g(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \right]^{0.5} \left( \frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{0.6} \left( \frac{\rho_L}{\mu_L} \right)^{0.08}$$
(2.26)

#### 3) Переход из пробкового в кольцевой

Критерием является приведённая скорость газа, от которой зависит поведение захваченных капель жидкости (2.27):

$$v_{sg_{\text{пред}}} = 3.1 \left[ \frac{g\sigma(\rho - \rho_{\text{газ}})}{\rho_g^2} \right]^{0.25}$$
(2.27)

#### 4) Пробковый режим

В рамках модели считается, что любой режим потока, не удовлетворяющий критериям выше, считается пробковым.

Для каждого из рассматриваемых режимов определение основных характеристик потока производится по-разному. Для пузырькового и рассеянного пузырькового режимов определяется объемное содержание жидкости (2.28):

$$H_L = 1 - \frac{v_{sg}}{c_0 v_m + v_s} \tag{2.28}$$

Число Рейнольдса считается равным (2.29):

$$Re_m = \frac{\rho_L v_m d}{\mu_L} \tag{2.29}$$

Коэффициент трения определяется по диаграмме Муди [50].

Для пробкового режима составляющая по трению определяется следующим образом (2.30):

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f\rho v_m^2 H_L}{2d} \tag{2.30}$$

Для кольцевого режима потока определяется параметр X, введенный Локхартом и Мартинелли [73] и выражаемый через массовую долю газа x<sub>g</sub> (2.32):

$$X = \left(\frac{1 - x_g}{x_g}\right)^{0.9} \sqrt{\frac{\rho_{\text{ras}}}{\rho}} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g}\right)^{0.1}$$
(2.31)

Объемное содержание жидкости в газовом ядре [101] выражается следующим образом (2.32):

$$\lambda_{LC} = (1 + X^{0.8})^{-0.378} \tag{2.32}$$

Интенсивность захвата газом капелек жидкости (2.33):

$$F_E = \begin{cases} 0.0055 v_{\rm kp}^{2,86} , \text{если } v_{\rm kp} < 4\\ 0.857 lg v_{\rm kp} - 0.2 , \text{если } v_{\rm kp} > 4 \end{cases}$$
(2.33)

Плотность смеси (2.34):

$$\rho_{\rm C} = \frac{\nu_{sg}\rho_L + \nu_{SL}\rho_L F_E}{\nu_{sg} + \nu_{SL} F_E} \tag{2.34}$$

Коэффициент трения (2.35):

$$f_c = 0.046 \left(\frac{\rho_g v_{sg} d}{\mu_g}\right)^{-0.2} (1 + 75\lambda_{LC})$$
(2.35)

Потери давления на трение при кольцевом режиме (2.36):

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_f = \frac{f_c \rho_C}{2d} \left(\frac{v_{sg}}{1 - \lambda_{LC}}\right)^2 \tag{2.36}$$

Перенос тепла трубах и в кольцевом пространстве [67] может быть выражен следующим образом (2.37):

$$dq = -C_F dT = \frac{2\pi R_{\Pi} h_1 (T_1 - T_2)}{W_1} dL$$
(2.37)

где *dq* – количество перенесенного тепла;

 $C_F$  – удельная теплоемкость газожидкостной смеси;

*h*<sub>1</sub> – коэффициент тепловой конвекции, который описывается в работе;

 $W_1$  – массовый расход.

Таким образом, распределение температуры в трубах описывается следующим образом (2.38):

$$\frac{dT}{dL} = \frac{2\pi R_{\Pi} h_1 (T_1 - T_2)}{C_F W_1} \tag{2.38}$$

Далее рассматривается перенос тепла в кольцевом пространстве (2.39):

$$dq = \frac{2\pi}{W_2} \frac{\lambda R_{\Pi} h_2}{\lambda + \lambda R_{ci} h_2 f(t)} \left[ T_2 - \left( T_0 + \frac{Gz}{100} \right) \right] dL$$
(2.39)

где *λ* – коэффициент теплопроводности породы;

f(t) – безразмерная функция времени.

Численное решение математической модели двухфазного потока в затрубном пространстве газовой скважины при закачке технологической жидкости через ГНКТ производится следующим образом[16]:

#### Порядок расчёта:

1. Профиль скважины разбивается на *n*-ное количество прямолинейных участков от устья до точки спуска трубы колтюбинга. Для каждого участка определяется его длина L и зенитный угол *α*;

2. Вводится расход технологической жидкости через ГНКТ. По уравнению 2.16 рассчитывается циркуляция через ГНКТ при данном расходе. Определяется давление на выходе из ГНКТ;

3. Принимается начальное давление и температура потока в точке спуска колтюбинга, равное давлению на выходе из ГНКТ *P*<sub>заб</sub>. Характеристики присваиваются первому участку;

4. Массовый дебит для участка в случае наличия интервалов перфорации рассчитывается по формуле 2.20 с учётом депрессии  $\Delta P = P_{\Pi\Pi} - P_{3ab}$  (суммарный дебит скважины складывается из суммы дебитов участков);

5. Определяются характеристики двухфазного потока на рассматриваемом участке, исходя из предположения, что давление, температура и поток на данном участке неизменны;

6. Рассчитываются изменения давления и температуры по длине первого участка. Определяются давление и температура для следующего участка. Шаги 4-5 повторяются для всех *n*-участков от забоя до устья;

7. После завершения расчёта всех участков обновляется значение забойного давления и температуры. Повторяются шаги с 1 по 7 до тех пор, пока давление на устье не станет

соответствовать давлению на дросселе. Это давление задаётся на основе выражения 2.9. При полном открытии дросселя давление на устье должно соответствовать атмосферному.

Результатами расчёта являются эпюры давления и температуры, а также других параметров в скважине при изоляционных работах с использованием колтюбинга.

#### 2.5 Условие газо- и гидродинамического равновесия при закачивании и СПО

Прочность блокирующего экрана, создаваемого в ПЗП и препятствующего проникновению жидкости глушения в пласт и последующему снижению проницаемости, должна учитывать три составляющих забойного давления [15] – гидростатическое давление на забой скважины, превышающее пластовое на 5-12 % в зависимости от глубины залегания пласта, потерь давления между забоем и устьем при циркуляции технологической жидкости для учёта динамического давления на забой, а также поршневого эффекта, создаваемого компоновкой подземного оборудования при спуске (2.40):

$$P = kP_{\Pi\Pi} + \Delta P_{3}_{3} + P_{\Pi 0}_{\Pi 0} \tag{2.40}$$

где *k* – коэффициент превышения забойного давления над пластовым;

Δ*P*<sub>затр</sub> – потери давления, возникающие при циркуляции в обсадной колонне, МПа;

Р<sub>порш</sub> – поршневой эффект, возникающий при спуске подземного оборудования, МПа.

Плотность жидкости глушения определяется исходя из величины необходимого гидростатического давления.

Допустимый расход жидкости глушения и блокирующего раствора определяется из:

• Необходимости доставки блокирующего раствора на забой до начала его сшивания

• Минимизации динамической составляющей забойного давления и поршневого эффекта

Поршневой эффект [2] может быть определён из формулы (2.41):

$$P_{\text{порш}} = \left(\frac{12 \cdot 10^3 v}{d_{\text{OK}} - d_{\text{H}}} \cdot \frac{2n+1}{3n}\right)^n \cdot \left(\frac{2 \cdot 10^{-3} KL}{d_{\text{OK}} - d_{\text{H}}}\right)$$
(2.41)

где *v* – максимальная скорость спуска оборудования, м/с;

*d*<sub>н</sub> – наружный диаметр спускаемого оборудования, м;

K – коэффициент консистенции, Па·с;

n – показатель нелинейности;

*L* – длина спускаемого оборудования, м.

Общее условие газо- и гидродинамического равновесия в скважине при закачивании технологических жидкостей на безнапорном режиме определено как (2.42) и (2.43):

$$\Delta P_{\rm rc}(t) - \Delta P_{\rm CH0}(t) - \Delta P_{\rm dp}(t) = 0 \tag{2.42}$$

где  $\Delta P_{\rm rc}(t)$  – изменение давления при закачке технологических жидкостей, Па;

 $\Delta P_{\text{СПО}}(t)$  – дополнительное давление, возникающее при поршневании/свабировании, Па;  $\Delta P_{\text{др}}(t)$  – изменение давления при дросселировании, Па.

$$\begin{cases} \frac{dP_{\rm rc}}{dt} = Q \frac{4\rho_{\rm x}g}{\pi(d_{\rm 0K}-d_{\rm H})^2} \\ \frac{dP_{\rm C\Pi0}}{dt} = (\frac{12\cdot10^3v}{d_{\rm 0K}-d_{\rm H}} \cdot \frac{2n+1}{3n})^n \cdot (\frac{2\cdot10^{-3}Kv}{d_{\rm 0K}-d_{\rm H}}) \\ \frac{dP_{\rm Ap}}{dt} = \rho_{\rm ra3}\mu A_{\rm Ap} \sqrt{\frac{2(P_{\rm y}-P_{\rm aTM})}{\rho_{\rm ra3}}} \frac{4g}{\pi(d_{\rm 0K}-d_{\rm H})^2} \end{cases}$$
(2.43)

где  $d_{\rm H}$  – внешний диаметр ГНКТ, м;

*v* – скорость спуска/подъёма ГНКТ, м/с;

 $\mu$  – коэффициент расхода дросселя;

 $A_{\rm дp}$  – площадь сечения дросселя, м<sup>2</sup>;

*P*<sub>v</sub> – устьевое давление, Па;

Р<sub>атм</sub> – атмосферное давление, Па.

Проверка выполнения условия должна производиться для всех проектируемых операций. Если условие газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт в ходе проведения работ выполняется, блокирование продуктивного пласта будет осуществлено без поглощений технологических жидкостей, а также ГНВП и, соответственно, прошивания блокирующей пачки газом с образованием каналов фильтрации.

#### 2.6 Определение технологических свойств составов

Определение технологических свойств составов «жидкого» пакера производится в соответствии с установленным отраслевым стандартом [68]. В соответствии с программой испытаний определяются следующие физико-химические свойства:

#### 1) Плотность

Плотность ньютоновских жидкостей определяется на плотномере Mettler Toledo DE 40. Замеры производятся при стандартной температуре. Для замера несколько миллилитров жидкости помещают в измерительную трубку прибора, после чего прибор анализирует частоту колебаний трубки и автоматически измеряет по ней плотность испытуемой жидкости. Прибор представлен на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Плотномер DE 40 (Mettler Toledo) [7]

Замер плотности неньютоновских жидкостей, в том числе в загелированном виде, производят пикнометрическим методом в следующей последовательности:

- 1. Прибор калибруется через замер массы пустого пикнометра
- 2. В пикнометр заливают дистиллированную воду и повторно замеряют его массу
- 3. В прибор помещают блокирующий состав и определяют его массу
- 4. Рассчитывают плотность блокирующего состава по следующей зависимости (2.44):

$$\rho_{\mathcal{K}\Gamma} = \frac{m_2 - m}{m_1 - m} \rho_{\mathcal{A}\mathcal{B}} \tag{2.44}$$

где *m* – масса пикнометра, г;

 $m_1$  – масса пикнометра с водой, г;

 $m_2$  – масса пикнометра с исследуемой ЖГС, г;

*ρ*<sub>ДВ</sub> – плотность дистиллированной воды.

#### 2) Термостабильность

Параметр определяется при выдержке состава в термошкафу в течение 10 суток при пластовой температуре рассматриваемого месторождения Восточной Сибири, составляющей 56,3 °C. Каждые сутки пробу визуально оценивают. Параллельно в шкафу размещается контрольная проба, с которой манипуляций не производится.

Термостабильным считается состав, не подвергшийся в течении 10 суток разделению фаз, помутнению, выпадению осадка. Такой состав допускается к дальнейшей проработке.

#### 3) Реологические характеристики

Реологические свойства суспензии определялись на вискозиметре FANN 35 при скоростях вращения ротора 3, 6, 100, 200, 300 об/мин. Вискозиметр позволяет определить вязкость раствора, пластическую вязкость и статическую прочность геля при различных скоростях сдвига. Эти параметры важны для определения реологического поведения раствора, что в свою очередь влияет на его способность перемещаться внутри скважины, заполнять скважинное пространство, в конечном итоге обеспечивать надежное цементирование.

Ротационный вискозиметр работает на основе принципа вращающегося цилиндра, состоящего из двух цилиндров – внутреннего (ротора) и внешнего (статора). Цементный раствор помещается между цилиндрами, и при вращении внутреннего цилиндра ротор создает сдвиговое напряжение в растворе. Сопротивление сдвигу, которое оказывает раствор, измеряется с помощью датчиков деформации, и на основе полученных данных вычисляются реологические параметры. В расчетах представлены средние значения показаний, снятые с увеличением и уменьшением скорости сдвига.

Как буровые, так и тампонажные растворы, могут быть описаны различными реологическими моделями. Большое количество реологических моделей доступно для прогнозирования реологического поведения современных систем бурения в широком диапазоне

скорости сдвига. Наиболее часто используемыми реологическими моделями тампонажных растворов являются модель Шведова-Бингама, Оствальда-де-Валя (степенного закона), Гершеля-Балкли (закона потока при наличии предела текучести) и Шульмана - Кассона.

На основе полученных данных рассчитывается пластическая вязкость (PV) и динамическое напряжение сдвига (YP), используя формулы (2.45) и (2.46):

$$PV = (\theta_{300} - \theta_{100}) \cdot 1,5 \tag{2.45}$$

$$YP = (\theta_{300} - PV) \cdot 0,48 \tag{2.46}$$

где  $\theta_{300}$ ,  $\theta_{100}$  – значения углов на шкале вискозиметра при скорости вращения ротора, равные 300 и 100 об/мин.

Статическое напряжение сдвига (СНС) на ротационном вискозиметре получают со скоростью 3 об/мин через 10 с и 10 минут.

Значения п и К определяют по формулам (2.47) и (2.48):

$$n = 3.32 \cdot \log_{10} \frac{\theta_{300}}{\theta_{100}}$$
(2.47)

$$K = \frac{N_x \cdot \theta_{300} \cdot 1,066}{100 \cdot 511^n}$$
(2.48)

#### 4) Прочность жидкого пакера

Механические свойства жидкого пакера являются важным параметром для разработки подходящей рецептуры состава, предназначенного для изоляции горизонтального ствола, вскрывшего газовые или газоконденсатные пласты. Одним из главных свойств состава статическая прочность геля. Лабораторная установка MACS II® (Multiple Analysis Cement System II) (рисунок 2.6) предназначена для оценки статической прочности гелей и цементных растворов в условиях, имитирующих реальные скважины.



Рисунок 2.6 - Лабораторная установка MACS II® с открытой дверцей [79]

Установка позволяет определить время перехода (Transition Time) цементного раствора из жидкого состояния в твердое, что критично для предотвращения газовой миграции и обеспечения герметичности цементного камня. Также она воспроизводит высокие температуры и давления, позволяя оценить поведение цементного раствора в реальных условиях эксплуатации. Измерение статической прочности геля - MACS II® отслеживает развитие статической прочности геля во времени, определяя ключевые параметры, такие как время достижения 100 фунтов/100 фут<sup>2</sup> (Zero Gel Time) и время перехода от 100 до 500 фунтов/100 фут<sup>2</sup> (Transition Time).

Система полностью автоматизирована и управляется через компьютер, обеспечивая точность и повторяемость испытаний. Конструкция включает гидравлический подъемник для удобного обращения с испытательной ячейкой и магнитный привод, изолированный от тестовой камеры, что снижает риск загрязнения и упрощает обслуживание.

5) Методика проведения фильтрационных исследований влияния продавленной в пласт блок-пачкой жидкости глушения

Исследования проводятся на керне стандартной длины, насыщенном под вакуумом керосином. Работы производятся на фильтрационной установке RPS-812 (Coretest Systems, США). Схема установки представлена на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Принципиальная схема фильтрационной установки [22], где: 1 – кернодержатель; 2 – двухцилиндровая насосная система; 3 – емкость с гидравлической жидкостью; 4 – поршневой насос для давления обжима; 5 – поршневой насос для порового давления (противодавления); 6 – датчик перепада давления; 7 – регулятор противодавления; 8 – измерительный цилиндр; 9 – датчик давления; 10-11 – поршневые жидкостные цилиндры; 12 – газовый генератор

При проведении экспериментов моделируются термобарические условия рассматриваемого месторождения. Замеряется изменение проницаемости керна вследствие

фильтрации через него жидкости глушения. Также определяется влияние давления и температуры на блокирующие составы, установленные в моделируемый пласт-коллектор. Определяются дополнительные фильтрационные сопротивления, пересчитываемые далее в ухудшение проницаемости.

Фильтрационная установка состоит из двухцилиндровой насосной системы, функционирующей на постоянных режимных параметрах. Технологические жидкости содержатся в накопительных цилиндрах. Установка автоматически управляет накопителями и создает давление обжима на керн, моделирующее горное давление.

#### 2.7 Выводы по Главе 2

1. Составлено математическое описание физического механизма формирования забойного давления для процесса изоляции газовых и газоконденсатных пластов. Научно обоснован механизм создания газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт с учётом термобарических условий. Получены математические зависимости, описывающие неустановившийся поток технологических жидкостей при закачивании в скважину с АНПД.

2. Разработана лабораторная установка для изучения сплошности потока при различных параметрах избыточного давления и расхода жидкости, позволяющая исследовать процесс формирования напорного потока, условия возникновения разрыва потока, а также зависимость критического расхода от избыточного давления.

3. Составлена математическая модель глушения газовых и газоконденсатных скважин, решаемая численными методами и позволяющая учесть двухфазные потоки в системе скважина-пласт.

## ГЛАВА З РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЛУШЕНИЯ

#### 3.1 Результаты экспериментальных исследований сплошности потока

С помощью экспериментальной установки изучен процесс формирования напорного потока при атмосферное давлении в системе в соответствии с ранее разработанной методикой проведения исследования. Процесс формирования напорного потока при увеличении расхода выглядит следующим образом (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Характер потока в трубе при разных расходах (составлено автором)

Первоначально, при минимальном фиксируемом расходе Q = 0, 9 (л/мин), поток занимает лишь небольшую часть сечения и идет вдоль стенки с небольшим закручиванием. В потоке наблюдается захваченные пузырьки воздуха – на низких расходах наблюдается неоднородность смачиваемого сечения.

С увеличением расхода происходит увеличение сечения потока и исчезновение из него пузырьков воздуха. Поток при Q = 4, 2 (л/мин) характеризуется однородностью и имеет с воздухом четкую границу раздела. При приближении к критическому значению Q = 5, 5 (л/мин) поток перекрывает большую часть сечения. При достижении критического значения Q = 5, 6 (л/мин) начинается формирование сплошного потока по направлению снизуверх. Оставшиеся каверны дробятся на пузыри поменьше и либо схлопываются, либо уносятся потоком. В последнюю очередь схлопывается каверна у крана. В этом случае поток мгновенно ускоряется, повышается его внутреннее давление, остатки воздуха выносятся вниз.

Определение критического значения расхода, при котором происходит переход между режимами течения, производилось на экспериментальной установке следующим образом:

1) При фиксированных значениях избыточного давления газа в баллоне открывался кран нагнетательной линии;

 Через небольшой промежуток времени, необходимый на стабилизацию расхода, записывалось значение на расходомере и производилась фотосъёмка верхнего участка прозрачной трубы;

3) Визуально определялся характер течения – напорный (при полном заполнении сечения), либо безнапорный;

4) Для каждого фиксированного значения избыточного давления газа в баллоне определялся критический расход, при котором происходит переход от безнапорного режима к напорному. При этом наблюдается постепенное формирование сплошного потока в трубе со схлопыванием пузырей газа/вытеснением газового кармана вниз из трубы потоком жидкости;

5) Для атмосферного давления был подробно замерен и отснят процесс формирования напорного течения в трубе;

После определения критического расхода для избыточного давления в диапазоне
 0-2 бар производится обработка полученных результатов и сравнения с расчетными значениями
 по выведенному уравнению (выражение 2.2).

Установлено, что при увеличении избыточного давления газа в приёмной ёмкостибаллоне критический расход снижается. Зафиксированные критические граничные значения расхода, при которых визуально виден переход в напорный режим потока, представлены ниже (рисунок 3.2).

66

<i>Q</i> = 5,1 л/мин	<i>Q</i> = 4,8 л/мин	<i>Q</i> = 4,2 л/мин	<i>Q</i> = 3,7 л/мин
Р <sub>изб</sub> = 0,6 бар	<i>Р</i> <sub>изб</sub> = 1 бар	<i>Р</i> <sub>изб</sub> = 1,6 бар	<i>Р<sub>изб</sub></i> = 2 бар

Рисунок 3.2 – Характер потока в трубе при разных расходах (составлено автором)

По выражению 2.2 рассчитаем критические расходы для заданных фиксированных значений давления и нанесем разграничивающую режимы потока линию на график. Нанесем на этот график полученные в эксперименте результаты, представленные в таблице 2. Таблица 3.1 – Результаты экспериментальных исследований (составлено автором)

№	<i>Р<sub>изб</sub>,</i> бар	<i>Р</i> <sub>ст</sub> , бар	<i>Q</i> ,л/мин	Характер потока
1.	0	0	19,7	напорный
2.	0	0	0,9	безнапорный
3.	0	0	2,8	безнапорный
4.	0	0	5,1	безнапорный
5.	0	0	7	напорный
6.	0	0	8	напорный
7.	0	0	17,4	напорный
8.	0	0	0,9	безнапорный
9.	0	0	1,4	безнапорный
10.	0	0	2,3	безнапорный

67

N⁰	<i>Р<sub>изб</sub>,</i> бар	<i>Р</i> <sub>ст</sub> , бар	<i>Q</i> ,л/мин	Характер потока
11.	0	0	3	безнапорный
12.	0	0	4,2	безнапорный
13.	0	0	5,5	безнапорный
14.	0	0	6	переход в напорный
15.	0	0	4,7	безнапорный
16.	0	0	5,6	переход в напорный
17.	2	2	4,7	напорный
18.	1	1	4,2	переход в напорный
19.	1	1	4,8	переход в напорный
20.	1	1	4,2	переход в напорный
21.	1	1	2,8	безнапорный
22.	1	1	3,2	безнапорный
23.	1	1	4,2	безнапорный
24.	2	2	2,3	безнапорный
25.	2	2	3,2	безнапорный
26.	2	2	3,8	переход в напорный
27.	2	2	4,2	напорный
28.	2	2	3,7	переход в напорный
29.	2	2	4	переход в напорный
30.	1,6	1,6	4,2	переход в напорный
31.	1,6	1,6	4,2	переход в напорный
32.	1,6	1,6	3,2	безнапорный
33.	0,6	0,6	5,1	переход в напорный
34.	0,6	0,6	5,1	переход в напорный

Продолжение таблицы 3.1

Сравнение расчётных и экспериментальных данных представлено на рисунке 3.3.





Как видно из графика, расчётная граница корректно разделяет режимы потока в зависимости от расхода.

Для качественного определения механизма был проведён эксперимент по разрыву потока жидкости. Необходимые условия в экспериментальной установке формировались следующим образом:

1. При атмосферном давлении установлен режим закачки с расходом  $Q = 8 \pi / Muh;$ 

2. После установления напорного режима визуально проконтролирована однородность потока;

3. Расход снижен до Q = 0,9 л/мин при атмосферном давлении;

4. Вследствие формирования разрежения в верхней точке потока наблюдается его замедленный разрыв. Процесс разрыва потока фиксируется в разные временные моменты фотосъемкой.

Процесс разрыва происходит следующим образом (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Разрыв потока (составлено автором)

При снижении расхода в начальный момент времени (рисунок 3.4А) наблюдается произвольное образование маленьких пузырьков по трубе. В жидкости образуются отдельные каверны, всплывающие в верхнюю часть трубы (под кран), в которой наблюдается максимальное разрежение. Маленькие пузырьки в большом количестве наблюдаются по всем стенкам (рисунок 3.4Б). Происходит их постепенное объединение и всплытие наверх.

После этого в верхнем сечении под краном формируется обширное скопление пузырьков (рисунок 3.4В-Г). Воздух вытесняет жидкость от крана и формирует сплошную каверну. Под каверной собираются пузыри большого размера, постепенно переходящие в каверну и увеличивающие её объем (рисунок 3.4.Г-Д).

На последнем этапе перед разрывом отчётливо прослеживается раздел газовой и жидкой фазы (рисунок 3.4E). После этого появившаяся граница раздела формирует устойчивое сечение и окончательно отходит от крана (рисунок 3.4Ж-3).

Таким образом, экспериментально установлено соответствие реального механизма разрыва потока представленному в начале раздела теоретическому описанию.

#### 3.2 Верификация уравнения состояния потока на производственных данных

Верификация разработанного уравнения для определения глубины разрыва потока (2.2) и (2.3) также производится на производственных данных. Определение разрыва потока происходит по резкому падению давления в нагнетательной линии (рисунок 3.5). Соответствующая разрыву высота столба жидкости вычисляется через объем закачанной жидкости на момент разрыва. Избыточное давление определяется пересчетом от устьевого с корректировкой по глубине.

В первую очередь определим глубину разрыва потока для рассматриваемого примера скважины \*\*011 Ямбургского НГКМ. Согласно замерам давления в нагнетательной линии, фактический разрыв потока произошёл после закачки 2,91 м<sup>3</sup> жидкости, что соответствует 963,87 метрам столба жидкости. Глубина разрыва потока по уравнению 4 для закачки после после стравливания избыточного давления определяется как:

$$H_{\rm kp} = \frac{5066250 + 1146193 + 23400}{1070 * 9.81} = 631,24 \,\,({\rm M})$$

Глубина разрыва потока выше забоя скважины. Таким образом, при закачке будет наблюдаться кратковременный срыв подачи с вакуумизацией потока и далее безнапорная закачка.

Полученное значение соответствует закачке первой пачки ВМР. Далее обозначим эту точку на графике замеренного давления в нагнетательной линии (рисунок 3.5). Также обозначим точку восстановления напорного потока, определенную в ходе дальнейшего моделирования процесса глушения.

70



Рисунок 3.5 - Определения разрыва потока и его восстановления на графике процесса глушения (составлено автором)

Дополнительно произведём расчёт на четырёх скважинах того же проекта Ямбургского НГКМ, имеющих расхождения с рассматриваемой в текущих пластовых условиях и режимных параметрах закачки. Результаты представим в сводной таблице (таблица 3.2). По каждому кейсу оценим абсолютную погрешность.

№скв	Внутренний диаметр НКТ, мм	Расход, л/с	<i>Р<sub>изб</sub>,</i> МПа	$ΔP_{\rm Tp}$ , Πα	<i>Н</i> <sub>кр</sub> расчёт, м	<i>Н</i> <sub>кр</sub> факт, м	Отклонение, %
**011	62	12	5,066	1 146 193	631,24	672,39	6,12 %
**009	62	15	7,6	2 842 608	1059,46	1122,86	5,65 %
**010	62	14	11	3 494 679	1469,64	1526,96	3,75 %
**410	62	10	12,9	1 992 281	1509,89	1599,83	5,62 %

Таблица 3.2 - Сравнение расчётных и фактических глубин разрыва потока (составлено автором)

Таким образом, среднее отклонение расчётных значений от фактических составляет 5,29 %. Выведенная формула для определения разрыва потока при закачке технологических жидкостей демонстрирует хорошую точность в рамках решаемой задачи.

#### 3.3 Верификация модели безнапорного закачивания

Применим разработанную модель для рассматриваемого случая глушения скважины на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Глушение характеризуется следующими режимными параметрами закачки (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Режимные параметры глушения (составлено автором)

N⁰	Параметр	Значение
1.	Расход жидкости, л/с	12
2.	Вязкость жидкости, мПа*с	1
3.	Плотность жидкости, кг/м3	1070

71

Проводится моделирование глушения по представленным зависимостям и сравним полученные результаты с замеренным устьевым давлением. Моделирование глушения по данным, отраженным в ходе работ, дает следующие результаты (рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 - Устьевое давление при глушении (составлено автором)

Указанный выше срыв подачи происходит почти сразу и чётко виден к 10 минуте. Далее на устье фиксируется только избыточное скважинное давление, уменьшающееся относительно давления в нагнетательной линии по мере стравливания давления на устье. Сравнение фактических и расчётных значений устьевого давление в характерных точках приведено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Сравнение фактических и расчётных значений устьевого давления в характерных точках (составлено автором)

Время,	Фактическое значение,	Расчетное значение, МПа	Отклонение,
МИН	МПа		%
0	7.2954	7.2954	-
3	3.85035	3.80787069	1.1 %
6	5.06625	4.787714598	5.5 %
9.72	1.01325	1.163948465	14.9 %
20.83	1.008	1.033729243	2.0 %
60.41	0	0.10677595	10.7 %
64.58	0	0.103025433	10.3 %
71.8	0	0.101837539	10.2 %
75.97	4.8636	4.933219597	1.4 %
135.97	2.0265	1.550210418	23.5 %

Среднее значение отклонения расчётных данных, полученных в модели, от фактических значений в характерных точках, составило 8,84 %. Высокое значение ошибки на последнем этапе обусловлено резким открытием дросселя при стравливании.


Забойное давление в ходе операции изменяется следующим образом (рисунок 3.7).



На графике чётко видно критическое превышение пластового давления, после которого последовало поглощение, не позволившее успешно установить блокирующую пачку и зафиксировать установление уровня в скважине.

Таким образом, разработанная модель характеризуется достаточной точностью для решения поставленных задач. Контроль забойного давления в ходе глушения по представленной

модели и учет явления разрыва потока позволяют определить выход за допустимые значения и не допустить поглощение блокирующего состава.

#### 3.4 Верификация модели изоляции и глушения продуктивных пластов

Для верификации модели течения ГЖС используются данные, представленные в paбoтe[50]. Рассматривается кейс глушения горизонтальной скважины, вскрывшей газоконденсатный пласт, методом двухстадийного глушение, остановка притока в котором осуществляется динамическим способом. Такое технологическое решение выбрано по причине узкого окна между пластовым давлением и давлением гидроразрыва. На второй стадии происходит замещение на утяжеленный раствор с одновременным снижением расхода. Мониторинг забойного давления производится PWD-датчиком в составе компоновки.

Конструкция скважины представлена на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 - Конструкция скважины [50]

Моделирование производится по следующим исходным данным (таблица 3.5).

Таблица 3.5 - Исходные данные для расчета [50]

Параметр	Значение				
Давление разрушения породы	~ 41,9 МПа				
Пластовое давление	27,51 МПа				
Интервал залегания	2621-2645 м				
продуктивного пласта					
Стадия вымыва пластового флюида и остановки притока					
Плотность жидкости глушения	1500 кг/м <sup>3</sup> (максимально допустимая без риска				
	разрушения породы)				
Расход	18,9 л/с				
Цель этапа	быстро снизить скорость притока газа и создать фронт				
	высокого давления у забоя				

Продолжение таблицы 3.5

Стадия замещения на утяжеленную жидкость				
Плотность жидкости глушения	1300 кг/м <sup>3</sup>			
Расход	7,97 л/с			
Цель этапа	завершить процесс глушения, вытеснив фронт газа вверх, без превышения давления разрыва пород у устья			

Расход технологической жидкости во время глушения представлен на рисунке 3.9.



Рисунок 3.9 - Расход при глушении (составлено автором)

Представлен фактически записанный расход и осредненные значения, взятые для расчёта в модели.

Динамика изменения записанного забойного давления и рассчитанного по модели представлена на рисунке 3.10.



Рисунок 3.10 – Записанная динамика изменения забойного давления (составлено автором)

Фактическое изменение трубного и затрубного давлений в процессе закачивания в сравнении с расчетным представлено на рисунке 3.11.



Рисунок 3.11 – Динамика изменения трубного и затрубного давлений (составлено автором)

Как видно из графиков, математическая модель показывает высокую точность на рассматриваемом кейсе, среднее отклонение по характерным точкам составляет 7,49 %. Соответственно, в дальнейшем её корректно использовать для моделирование циркуляции при проектировании работ по изоляции пластов.

#### 3.5 Определение оптимальных технологических параметров

Рассмотрим влияние технологических параметров на процесс изоляции на основе полученных экспериментальных результатов и теоретического опыта. В зависимости от особенностей выбранной технологии, закачивание в условиях АНПД следует производить на следующем режиме:

• Напорный – если контролируемое закачивание возможно без поглощения, либо если закачивание ведется на поглощение и забойное давление не превышает давление гидроразрыва;

• Безнапорный – если закачивание в условиях АНПД без поглощения или гидроразрыва невозможно.

С целью определения режима потока в конкретных технологических условиях необходимо произвести расчёт критических расходов для характерных забойных давлений, наблюдаемых при закачивании в скважину используемых технологических жидкостей (рисунок 3.12).



Рисунок 3.12 – Определение режима закачивания технологических жидкостей (составлено автором)

Также необходимо учитывать, что граница критического расхода может фактически быть выше/ниже расчётной по причине неопределённости скважинных параметров. В этой связи необходимо использовать коэффициент запаса в размере 10-15 %.

В качестве общей рекомендации можно обозначить, что в процессе изоляции и глушения скважин закачивание жидкости глушения и буферных жидкостей необходимо производить на безнапорном режиме. Закачивание блокирующих и изолирующих составов – на напорном режиме в случае необходимости контролируемой продавки в заколонное пространство и ПЗП, и на безнапорном режиме в иных случаях.

Скорость подъёма ГНКТ в зависимости от расхода подбирается исходя из обеспечения полного заполнения затрубного пространства под инструментом – оптимальные значения располагаются на характерной линии заполнения (рисунок 3.13), выше и ниже - ее недозаполнение или избыточное заполнение, провоцирующее рост забойного давления.



------ Кривая полного заполнения затрубного пространства для выбранной скорости подъема

Рисунок 3.13 – График заполнения скважинного пространства при подъеме (составлено автором)

Также, если возможно, необходимо компенсировать рост уровня жидкости в затрубе возникающим при подъеме инструмента разрежением – оптимальные значения соотношения «расход/скорость подъема» располагаются левее характерной линии (рисунок 3.14).



-----Кривая компенсации гидростатической составляющей разрежением при подъеме

Рисунок 3.14 – График компенсации роста забойного давления свабированием (составлено

автором)

78

Помимо этого, важно недопустить критического роста давления вследствие поршневания при спуске – с целью минимизации эффекта спуск рекомендуется производить со стравливанием давления на устье.

Эффективный вынос газа обеспечивается, если:

- Поток является напорным и турбулентным;
- Число Фруда и число Вебера превышают 1.

Соответственно, держа в уме условие турбулентности потока, выведем условие эффективного выноса, исходя из критериев гидродинамического подобия (3.1).

$$v_{\rm Kp} \ge \begin{cases} \sqrt{gd} \\ \sqrt{\frac{10\sigma}{\rho d}} \end{cases}$$
(3.1)

Также необходимо добавлять к итоговой избранной скорости коэффициент запаса в размере 20-30 % для учёта неопределённости пластовых условий. Далее найденное значение пересчитывается в расходы по сечениям заполняемого пространства (рисунок 3.15).



– – Критическая скорость потока для ЖГ
 — Критический расход для ЖГ

Рисунок 3.15 - Определение оптимального расхода для вытеснения газа (составлено автором)

Как видно из рисунка, наибольшее значение имеет диаметр сечения, в котором происходит вытеснение. Форма графиков определяется по большей части критерием Фруда, так как он даёт максимальное значение для критической скорости предотвращения сегрегации газа из потока. Пример расчётных данных приведён в таблице 3.6.

Ç M	a, M	кий м	la*c	Критич скорост	іеская гь, м/с	ый	ая с /с	<b>с</b>
Диаметр OK	Диаметр инструмент	Гидравличес диаметр, 1	Вязкость, мІ	по Фруду	по Веберу	Турбулентн режим	Максимальн запасом, м	Расход, л/
0.1	0.06	0.04	0.001	0.626	0.134	0.099	0.752	0.945
0.15	0.06	0.09	0.001	0.940	0.090	0.044	1.128	7.173
0.2	0.06	0.14	0.001	1.172	0.072	0.028	1.406	21.648
0.25	0.06	0.19	0.001	1.365	0.062	0.021	1.638	46.450
0.3	0.06	0.24	0.001	1.534	0.055	0.017	1.841	83.298
0.35	0.06	0.29	0.001	1.687	0.050	0.014	2.024	133.691
0.1	0.06	0.04	0.02	0.626	0.134	1.986	2.383	2.995
0.15	0.06	0.09	0.02	0.940	0.090	0.883	1.128	7.173
0.2	0.06	0.14	0.02	1.172	0.072	0.567	1.406	21.648
0.25	0.06	0.19	0.02	1.365	0.062	0.418	1.638	46.450
0.3	0.06	0.24	0.02	1.534	0.055	0.331	1.841	83.298
0.35	0.06	0.29	0.02	1.687	0.050	0.274	2.024	133.691

Таблица 3.6 – Определение оптимального расхода для вытеснения газа (составлено автором)

Вязкость жидкости превалирует при минимальных значениях гидравлического диаметра – на графике это видно в интервале от 0,04 до 0,09 м для случая закачивания блокирующего состава. Таким образом, в большинстве случаев закачивание изолирующих и блокирующих составов на безнапорном режиме и одновременное вытеснение газа как правило невозможны. Перед установкой таких составов требуется предварительное замещение пластового газа на маловязкую жидкость на режиме, обеспечивающем полноценное вытеснение флюида из горизонтального ствола без передачи гидростатического давления.

С целью совместного анализа параметров глушения и определения оптимальных характеристик процесса нанесем рассмотренные кривые на график в координатах «расход» - «скорость СПО». На графике выделим вертикальную линию, разделяющую зоны напорного и безнапорного режимов закачивания. Для процесса временной изоляции продуктивного интервала блокирующим составом рекомендуется придерживаться безнапорного режима закачивания.

Далее добавим кривую заполнения затрубного пространства. Наиболее подходящими будут значения на самой кривой, также удовлетворительными можно считать соотношения «расход»/«скорость СПО», при которых происходит перезаполнение затрубного пространства. Также добавим кривую компенсации роста гидростатической составляющей разрежением. Оптимальные значения будут располагаться ниже данной кривой.

Последним шагом добавляем вертикальную линию, показывающую расход, обеспечивающий полноценное вытеснение газовой фазы. Одновременное вытеснение и

удержание безнапорного потока могут быть невозможны при неблагоприятных значениях гидравлического диаметра или реологических параметров закачиваемого состава. В таком случае закачивание производится в 2 стадии – замещения пластового флюида на жидкость глушения и установку блокирующей пачки.

Таким образом, в результате построения для каждой рабочей жидкости и для каждой операции мы можем выделить следующую диаграмму, на которой чётко выделяется зона оптимальных параметров (рисунок 3.16).



— 😑 — Критический расход для замещения газа



#### 3.6 Методика проектирования изоляции продуктивных пластов

Таким образом, проектирование гидравлической программы для работ по временной изоляции продуктивных газовых и газоконденсатных пластов с использованием ГНКТ производится в следующей последовательности:

#### I. Подготовительный этап

На данном этапе производится оценка исходных условий для проектирования, в том числе (таблица 3.7).

Условия пласта	Конструкция скважины	Технология освоения/реконструкции/КРС
<ul> <li>Пластовое давление изолируемого пласта;</li> <li>Проницаемость,</li> </ul>	<ul> <li>Глубины спуска и диаметры обсадных колонн;</li> <li>Интервалы</li> </ul>	<ul> <li>Необходимая продолжительность изоляции;</li> <li>Перфорация/освоение и</li> </ul>
продуктивность и приемистость изолируемого пласта, степень неоднородности ФЕС;	цементирования; • Компоновки верхнего и нижнего заканчивания, наличие пакеров и иного подземное оборудование.	ожидаемая продуктивность в дальнейшем; • История строительства/ремонта скважины.
<ul> <li>Состав пластового флюида и его PVT- характеристика;</li> <li>Температурный профиль скважины.</li> </ul>		

Таблица 3.7 – Исходные условия для проектирования (составлено автором)

#### **II.** Выбор технологии и рабочих параметров

На данном этапе производится определение технологии изоляции и последовательности операций, используемого оборудования – в первую очередь исходя из доходимости рабочей компоновки до забоя с учётом диаметров сечений и профиля скважины, а также типа флюида и рабочих давлений. Выбираются типы и количество применяемых составов технологических жидкостей.

Определение диапазонов применяемых режимных параметров – расходов и скорости СПО для каждой операции (таблица 3.8).

Tuomingu 510 Onpedenennie dinunusenu nemeniemeniemeniemeniemeniemeniemenieme
--

Тип проверки	Расход технологической жидкости	Скорость СПО			
Режим закачивания для каждого	Определение ограничений по				
типа жидкости/каждого	расходу для поддержания	-			
интервала	режима закачивания				
Качество вытеснения пластового	Ограничение по				
флюида и замещения в	максимальному расходу для	-			
продуктивном интервале	каждого типа жидкости				
Заполняемость скважинного	Ограничение для соотношения скорость СПО/расход				
пространства с учётом					
конструкции и поглощений					
Эффекты	Ограничение по соотношению скорость				
поршневания/свабирования	СПО/расход				
Прочностная проверка					
инструмента с учётом	-	скорости СПО			
избыточного давления на устье		скорости СПО			
Темпы дросселирования					
Просселирование	Определение допустимых темпов дросселирования				
дросселирование	и динамики роста/падения давления				

Для каждой операции производится построение совмещенной диаграммы оптимальных параметров работ (см. пример на рисунке 3.16).

#### **III.** Моделирование операций

Производится моделирование циркуляции с целью получения эпюр давления, температуры и других параметров системы скважина-пласт в ходе работ с целью проверки корректности принятых решений.

#### IV. Формирование итоговой программы работ

В случае необходимости, если при моделировании работ были найдены ошибки в проектных решениях, производится их корректировка. После этого формируется итоговый план работ.

#### 3.7 Выводы по Главе 3

1. Проведены лабораторные и численные эксперименты, в которых подтверждена обоснованность теоретических моделей. Получено достаточное совпадение между экспериментальными данными и численным моделированием. Выделены критические диапазоны параметров, при которых происходит потеря сплошности потока, образование разрежения и неэффективное вытеснение газа.

2. Проведена верификация математической модели по данным промысловых операций на газовых и газоконденсатных скважинах с АНПД, в том числе с использованием блокирующих составов. Получены профили давления и температуры, совпадающие с данными геофизических исследований. Оценена степень влияния различных факторов на забойное давление и режим течения.

3. Разработана методика проектирования изоляции газовых и газоконденсатных пластов с АНПД, включающая подбор технологических жидкостей, режима закачивания, рекомендации по профилированию потока, дросселированию и контролю противодавления. Предложены критерии оценки режима закачивания и условий достижения гидродинамического равновесия.

## ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ ДАВЛЕНИЯМИ ПРИ ОСВОЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

#### 4.1 Особенности освоения скважин Ковыктинского ГКМ

Ковыктинское ГКМ месторождение расположено в северном Прибайкалье, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов Иркутской области. Основной сложностью в разработке этого месторождения, помимо низкой транспортной доступности и отсутствия источников технической воды, является наличие рапоносных горизонтов в разрезе. Вскрытие рапоносных горизонтов грозит колоссальными проявлениями и требует повышенного внимания. На данную тему написано большое количество и работ, исследования продолжаются и в настоящее время.

Отдельной, гораздо менее проработанной проблемой освоения Ковыктинского ГКМ являются низкие ФЕС газоносных отложений. Продуктивные отложения месторождения относятся к Парфеновскому горизонту Чорской свиты, залегающему в интервале от 3283 до 3323 метров. Продуктивные газонасыщенные пласты  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллектор относится к терригенному типу и имеет низкие ФЕС. Среднее значение пористости составляет от 6,2 до 9,7 %, проницаемость не превышает 0,0184 мкм<sup>2</sup>. Причиной является высокое содержание алевритовой фракции (30 % и более), глинистого (10 % и более) и карбонатного (7 % и более) цементов. По классификации Ханина песчаники Парфеновского горизонта относятся к V классу коллекторов с признаками IV и реже III классов [5]. Продуктивный пласт характеризуется АНПД ( $k_a = 0,82$ ) и склонен к поглощению ( $k_{rp} = 1,2$ ).

Пластовый флюид представлен газом с конденсатогазовым фактором 66,1 г/м<sup>3</sup>. Давление начала конденсации газконденсатной смеси (ГКС) почти соответствует пластовому и составляет 25,5 МПа. Начальный состав пластового флюида представлен в таблице 4.1.

Компонент	Содержание, % мол.	Температура кипения, К	Молярная масса, г/моль	Плотность при температуре 20 °С и давлении 1 атм, г/м <sup>3</sup>
CH4	90,5	111,7	16,043	0,425
$C_2H_6$	4,59	184,5	30,07	0,548
$C_3H_8$	1,08	231,1	44,097	0,582
$iC_4H_{10}$	0,24	261,3	58,124	0,557

Таблица 4.1 – Начальный состав пластового флюида Ковыктинского ГКМ [21]

Компонент	Содержание, % мол.	Температура кипения, К	Молярная масса, г/моль	Плотность при температуре 20 °С и давлении 1 атм, г/м <sup>3</sup>
$nC_4H_{10}$	0,36	272,7	58,124	0,579
<i>iC</i> <sub>5</sub> <i>H</i> <sub>12</sub>	0,22	301	72,151	0,62
$nC_{5}H_{12}$	0,16	309,2	72,151	0,626
F <sub>6</sub>	0,27	350,98	95,599	0,68
<i>F</i> <sub>7</sub>	0,18	381,69	110	0,71
F <sub>8</sub>	0,14	397,03	115	0,74
F <sub>9</sub>	0,11	420,04	125	0,77
F <sub>10</sub>	0,33	533,01	176	0,92
N <sub>2</sub>	1,55	77,4	28,013	0,804
<i>CO</i> <sub>2</sub>	0,02	194,7	44,01	0,777
Не	0,21	4,215	4	0,000178
$H_2$	0,04	20,3	2,016	0,71
Co	цержание C <sub>5+</sub> , % м	1,4		
Конденсатогазс	овый фактор, г/м <sup>3</sup> н	66,1		
Давление	е начала конденсац	25,5		
Пласт	овая температура 2	<i>Г</i> <sub>пл</sub> , °С		56

Пластовая температура  $T_{пл}$ , °С56Также в работе [21] рассчитана РVТ-характеристика ГКС рассматриваемого

месторождения. Она приведена в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – РVТ-характеристика ГКС Ковыктинского ГКМ в зависимости от забойного давления [21]

Расчетные значения параметров ГКС при Р <sub>заб</sub> = 25 МПа								
	$t_y = 56 \text{ °C}$					<i>t</i> <sub>y</sub> =	= 46 °C	
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	$ ho_{ m m}$ , г/м $^3$	Z <sub>y</sub>	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> ,см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{\mathrm{ж}}$ , г/м $^3$	Zy	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
25	640,56	0,89	0	0	639,62	0,87	0,0009	3,41
20	659,45	0,86	0,0069	33,39	657,51	0,84	0,0083	38,11
15	675,7	0,85	0,0106	67,92	671,6	0,83	0,0124	75,29
10	693,19	0,87	0,0127	125,128	687,46	0,85	0,015	140,96
		$t_y =$	36 °C		$t_y = 25 \text{ °C}$			
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	$ ho_{\mathrm{m}}$ , г/м $^3$	Z <sub>y</sub>	<i>S</i> , д. ед.	W, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{\mathrm{ж}}$ , г/м $^3$	Zy	<i>S</i> ,д.ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
25	638,03	0,85	0,0015	5,41	635,85	0,84	0,0018	6,15
20	654,63	0,82	0,0096	41,66	651,28	0,79	0,0109	44,53
15	666,4	0,8	0,0144	82,46	660,28	0,78	0,0165	88,63
10	680,59	0,83	0,0178	158,72	672,65	0,81	0,021	176,87

Продолжение таблицы 4.2

		$t_y =$	15 ℃					
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	1.3	_	6	<i>W</i> , см <sup>3</sup>				
	<i>ρ</i> <sub>ж</sub> , г/м <sup>3</sup>	$z_y$	5, д. ед.	/м <sup>3</sup>				
25	632,82	0,82	0,0015	4,81			-	
20	647,14	0,76	0,012	45,65				
15	652,75	0,74	0,019	94,4				
10	662,56	0,78	0,025	196,36				
_		Расчетн	ные значен	ия парамет	гров ГКС п	ри Р <sub>заб</sub> = 20 М	Па	
		$t_y =$	56 °C			t <sub>y</sub> =	= 46 °C	
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	$ ho_{_{\!$	$Z_y$	<i>S</i> , д. ед.	W, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{ m _{\it Ж}}$ , г/м $^3$	Zy	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
20	659,69	0,86	0	0	657,27	0,84	0,0006	2,74
15	673,99	0,85	0,003	19,8	668,55	0,83	0,0039	23,47
10	687,21	0,87	0,0047	45,97	678,12	0,85	0,0061	56,76
5	713,92	0,92	0,0053	110,1	705,97	0,91	0,007	139,76
		$t_y =$	36 °C			<i>t</i> <sub>y</sub> =	= 25 °C	•
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	<i>ρ</i> <sub>ж</sub> , г/м <sup>3</sup>	$Z_y$	<i>S</i> , д. ед.	W, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{_{\!$	Zy	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
20	654,16	0,84	0,0011	4,86	647,37	0,79	0,0016	6,43
15	661,71	0,83	0,0049	28,59	652,84	0,77	0,0062	32,68
10	667,65	0,85	0,008	72,24	655,18	0,8	0,0107	88,48
5	698,15	0,91	0,0093	180,29	689,79	0,89	0,0123	224,52
		$t_y =$	15 °C					
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	<i>ρ</i> <sub>ж</sub> , г/м <sup>3</sup>	$Z_y$	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>				
20	646,07	0,76	0,0018	6,78			-	
15	644,06	0,74	0,0074	36,26				
10	643,12	0,78	0,0137	106,18				
5	681,88	0,87	0,0154	268,17				
		Расчетн	ные значен	ия парамет	гров ГКС п	ри Р <sub>заб</sub> = 15 М	Па	
		$t_y =$	56 °C			<i>t</i> <sub>y</sub> =	= 46 °C	
<i>Р<sub>у</sub></i> , МПа	$ ho_{\!\scriptscriptstyle{\!\! m }\!$	Z <sub>y</sub>	<i>S</i> , д. ед.	W, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{ m m}$ , г/м $^3$	$Z_y$	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
15	676,67	0,85	0	0,06	670,89	0,83	0,0003	1,8
10	687,01	0,87	0,001	9,75	674,15	0,85	0,0015	13,89
7,5	694,68	0,89	0,0013	17,34	680,12	0,87	0,0021	26,74
5	709,71	0,92	0,0014	28,96	696,28	0,91	0,0024	47,68

Продолжение таблицы 4.2

		$t_y =$	: 36 °C			<i>t</i> <sub>y</sub> =	= 25 °C	
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	$ ho_{ m m}$ , г/м $^3$	Z <sub>y</sub>	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$ ho_{ m m}$ , г/м $^3$	Z <sub>y</sub>	<i>S</i> , д. ед.	<i>W</i> , см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
15	663,33	0,8	0,0006	3,39	653,17	0,77	0,0011	5,77
10	658,18	0,83	0,0025	21,9	639,94	0,8	0,0042	34,45
7,5	665,41	0,86	0,0035	42,44	651,45	0,84	0,0058	66,4
5	684,67	0,9	0,004	76,18	674,52	0,89	0,0063	114,24
		$t_y =$	15 ℃					
<i>Р<sub>у</sub>,</i> МПа	$\rho = \pi/m^3$	7	S II OII	<i>W</i> , см <sup>3</sup>				
	$\rho_{\rm x}$ , 17 M	$z_y$	з, д. ед.	/м <sup>3</sup>				
15	642,91	0,74	0,0015	7,3			-	
10	624,37	0,78	0,0064	49,14				
7,5	639,76	0,82	0,0084	90,84	1			
5	665,97	0,87	0,0088	152,13	1			

С целью повышения зоны дренирования и ФЕС продуктивных газовых пластов проектом предусмотрено вскрытие залежи горизонтальным стволом и проведение МГРП.

Конструкция скважин подразумевает вскрытие продуктивного пласта горизонтальным стволом длиной 800 м (рисунок 4.1). Эксплуатация ведется через перфорированный хвостовик диаметром 114 мм, подвеска которого располагается в потайной эксплуатационной колонне. Изоляция пяти портов МГРП обеспечивается пакерами гидромеханического типа.



Рисунок 4.1 – Типовые профиль и конструкция скважины (составлено автором)

После проведения МГРП планом работ предусмотрена нормализация забоя и освоение скважины. Далее скважину пускают на отработку в течение нескольких дней с целью очищения забоя от излишков проппанта и остатков жидкости разрыва. Находящееся в этот момент в скважине оборудование подвергается сильному абразивному износу. В связи с этим отработку проводят на технологических насосно-компрессорных трубах, а комплект подземного оборудования (КПО), включающий дорогостоящие датчики давления и температуры, спускают после отработки скважины. При этом для смены КПО необходимо остановить скважину и обеспечить противодавление на пласт в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Глушение скважины традиционными методами, подразумевающими закачку жидкости глушения (ЖГ) напрямую через технологические НКТ, является нежелательной операцией по следующим причинам:

1. Затрубное пространство изолировано подвеской хвостовика, связь с пластом осуществляется через спущенные в скважину НКТ 114 мм, соединенные через стингер с перфорированным хвостовиком. Использование затрубного пространства для стравливания давления невозможно;

2. Образовавшаяся в результате МГРП система трещин имеет огромные объем и проницаемость (скин-фактор после МГРП может достигать значения -7 и ниже), поэтому надёжное глушение скважины невозможно – в процессе работ будет требоваться постоянный долив. Также глушение требует колоссального объёма технологической жидкости (таблица 4.3). Таблица 4.3 – Затраты технологических жидкостей на глушение скважин (составлено автором)

№ скв.	Виды работ	Затраченный объем жидкости глушения, м <sup>3</sup>
**11	Глушение скважины	1382
**13	Глушение скважины	763
**41	Глушение скважины	1386
**62	Глушение скважины	800
**72	Глушение скважины	566

3. В случае, если МГРП проводится в малопроницаемых формациях, попадание в исходную пористую среду через систему образовавшихся трещин жидкости глушения ведет к серьёзному снижению проницаемости.

#### 4.2 Разработанная технология изоляции продуктивного пласта

Сохранение ФЕС коллектора может быть обеспечено щадящим глушением с использованием блокирующих составов для изоляции продуктивного пласта на время смены КПО. При этом установка блок-пачки в горизонтальном стволе длиной 800 м, разделенном на

неоднородные по проницаемости зоны (порты), прямой закачкой при закрытом устье несёт риски неравномерного распределения состава и поглощения в более проницаемую зону.

Для решения данной проблемы предлагается разработанная технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении[34]. Регулирование забойного давления производится с целью недопущения как поглощения технологических жидкостей вследствие репрессии на пласт [74,80], так и проявления при недостаточном гидростатическом давлении и прорывах газа. Для успешного проведения глушения необходимо динамическое поддержание равновесия в системе скважина-пласт [56,88].

Первоначальное достижение равновесного состояния обеспечивают за счёт самозадавливания работающей газовой скважины. Для этого в скважину до уровня подвески хвостовика спускают гибкую насосно-компрессорную трубу (ГНКТ). Закачивают жидкость глушения при открытом затрубе до достижения устьевого давления, позволяющего компенсировать увеличение давления при спуске инструмента в горизонтальный ствол и продавку блокирующей пачки.

Для работ по представленной технологии используют комплекс наземного и забойного оборудования (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 - Схема размещения оборудования при глушении (составлено автором)

Комплекс оборудования включает: колтюбинговую установку 2 для селективной закачки жидкости глушения и установки блокирующей пачки в продуктивный горизонт одновременно с подъемом ГНКТ [62]; кабельный канал связи внутри труб 12 для передачи данных с забоя, устьевой датчик давления в составе блока дросселирования 7 для контроля процесса глушения;

кориолисовый расходомер 9 для определения характеристик двухфазного потока; дроссель 8 для регулирования противодавления на пласт; станцию для обработки данных и управления процессом. Остальные обозначения на схеме: 1 – факельный отвод; 2- колтюбинговая установка; 3 – противовыбросовое оборудование; 4 – лубрикатор колтюбинга; 5 – фонтанная арматура; 6 – выходная линия; 10 – обратный клапан; 11- выход на сепаратор;; 13 – линия контроля затрубного пространства; 14 – трубная головка; 15 – манометр высокого давления; 16 - колонная головка.

Закачку жидкости глушения до установления равновесия и дальнейшую установку блокирующей пачки осуществляют следующим образом. Спускают заполненную жидкостью глушения ГНКТ [26] до интервала подвески хвостовика (рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 - Спуск ГНКТ (составлено автором)

Затем замеряют устьевое и забойное давления. По полученным данным верифицируется математическая модель процесса, при необходимости в программу глушения вносят корректировки.

Далее закачивают жидкость глушения с контролем расхода и забойного давления и постепенным поджатием дросселя. Закачку продолжают до установления равновесия в системе, при этом на дросселе держат запас по давлению для доведения до забоя блокирующей пачки и компенсации поршневых эффектов при спускоподъемных операциях (СПО).

После этого ГНКТ спускают в горизонтальный участок ствола. Одновременно подают блокирующий состав. После достижения инструментом забоя блокирующий состав устанавливают в продуктивном горизонтальном участке скважины. Вместе с этим осуществляют

постепенный подъем ГНКТ. Скорость СПО выбирается таким образом, чтобы блокирующий состав равномерно заполнял пространство внутри хвостовика и за ним (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Закачивание блокирующего состава с одновременным подъемом ГНКТ (составлено автором)

По завершении закачки блокирующего состава ГНКТ поднимают до уровня подвески хвостовика. Устанавливают разделительную вязкую пачку – «жидкий пакер», необходимую для повышения газоудерживающей способности блокирующей композиции и обеспечивания надёжности изоляции газового пласта (рисунок 4.5).



Рисунок 4.5 – Установка жидкого пакера (составлено автором)

Далее закачкой жидкости глушения создают противодавление на «жидкий пакер» в размере 1,05 от пластового. Производится технологический отстой и стравливание газовых шапок. Глушение скважины фиксируется замером уровня (рисунок 4.6).



Рисунок 4.6 – Итоговое распределение технологических жидкостей после глушения скважины (составлено автором)

#### 4.3 Подбор технологических жидкостей и оптимальных параметров работ

Расчёт оптимальных режимов закачивания для условий Ковыктинского месторождения производился для операций динамического глушения скважины с одновременным спуском ГНКТ, плавным снижением расхода до перехода на безнапорный режим по мере снижения устьевого давления и приближения к забою, а также для установки блокирующего состава в интервале продуктивного пласта с одновременным подъемом инструмента. В качестве жидкости глушения используется 2 % раствор КСІ с динамической вязкостью 1,19 мПа·с.

Для использования на Ковыктинском месторождении рассматривается блокирующая пачка на основе газового конденсата. Состав уже использовался для блокирования газовых и газоконденсатных пластов Уренгойского и Ямбургского НГКМ. Процент успешности составляет в среднем 86 %. Технические условия (ТУ) на состав приведены на рисунке 4.7.



Рисунок 4.7 – Характеристики предлагаемого блокирующего состава (составлено автором) Реологическая характеристика состава исследована на вискозиметре FANN (таблица 4.3). Таблица 4.4 – Результаты исследований пластической вязкости и напряжений сдвига блокирующей пачки при температуре 20°C и 55°C (составлено автором)

Charles and provide the second	Угол закручивания, град.			
Скорость вращения, мин	$T = 20^{\circ}C$	$T = 55^{\circ}C$		
600	92	66		
300	69	48		
200	59	38		
100	46	29		
6	21	12		
3	17	11		
СНС10с/10м	8,2/9,6 Па	4,8/5,8 Па		
ДНС	22,1 Па	14,4 Па		
ПВ	23 сПз	18 сПз		

Реологическая кривая используемого блокирующего состава представлена на рисунке 4.8.



Реологическая кривая в поверхностных условиях

Рисунок 4.8 – Реологическая кривая используемого блокирующего состава (составлено

автором)



В результате расчёта получены следующие кривые критических расходов (рисунок 4.9).



Технологией предусматривается, что закачивание жидкости глушения должно производиться на напорном режиме, а блокирующего состава – безнапорном. Таким образом, закачивание жидкости глушения должно начинаться на расходе 5 л/с и плавно снижаться до 3 л/с по мере снижения устьевого давления и приближения к забою. Блокирующий состав должен закачиваться на расходе менее 2  $\pi/c$  – в данном режиме закачивание будет происходить в безнапорном режиме и передачи гидростатического давления на забой происходить не будет. Скорость подъёма ГНКТ в зависимости от расхода (рисунок 4.10).



Рисунок 4.10 – Оптимальные параметры для установки блокирующей пачки (составлено

автором)

Скорость подъёма ГНКТ подбирается исходя из обеспечения:

94

• полного заполнения затрубного пространства под инструментом - допустимые значения располагаются ниже синей линии;

• компенсации роста уровня жидкости в затрубе возникающим при подъеме инструмента разрешением – допустимые значения располагаются левее серой линии.

В качестве «жидкого пакера» для заданных условий рассмотрено применение блокирующей композиции на основе производных полиметилцеллюлозы. Определение механических свойств жидкого пакера осуществлено в лабораторных условиях. Замеры произведены на установке MACS II согласно инструкции [79]. Смоделирована закачка состава в течение 30 минут с постепенным повышением температуры до пластовой. Гелирование состава происходит при достижении пластовой температуры 56°С. По прошествии заданного времени определено статическое напряжение сдвига жидкого пакера [72,6,39] (рисунок 4.11).





Прочность жидкого пакера как способность сохранять структуру под приложенным давлением определяется его статическим напряжением сдвига  $\tau_0$ . Среднее значение для рассматриваемой композиции составило 1871 Па. По формуле, указанной в источнике [33], рассчитаем необходимую длину интервала ствола скважины *H* диаметром d = 0,104 м, которая будет заполнена жидким пакером для сдерживания противодавления  $\Delta P$  в 1,32 МПа.

$$H = \frac{\Delta P d}{4\tau_0} = \frac{1,32 \cdot 10^6 \cdot 0,104}{4 \cdot 1871} = 18,33 \text{ (m)}$$

#### 4.4 Моделирование работ по изоляции

Технологические операции смоделированы с помощью математической модели, представленной в Главе 2, для геолого-технических условий Ковыктинского газоконденсатного месторождения [40]. Для расчёта использованы следующие исходные данные (таблица 4.5). Таблица 4.5 - Исходные данные для расчета (составлено автором)

N⁰	Параметр	Значение
1.	Пластовое давление <i>P</i> <sub>пл</sub> , МПа	26,4
2.	Забойное давление при отработке <i>Р</i> <sub>заб</sub> , МПа	24,08
3.	Устьевое давление при отработке <i>P</i> <sub>y</sub> , МПа	19,8
4.	Пластовая температура, ℃	56,3
5.	Температура закачиваемой жидкости глушения, С	30
6.	Температура на устье, °С	20
7.	Плотность жидкости глушения, кг/м3	1020
8.	Дебит газа после МГРП, тыс. м <sup>3</sup> /сут	600
9.	Внутренний диаметр технологических НКТ, мм	104
10.	Диаметр ГНКТ, мм	44
11.	Предельно допустимый расход жидкости глушения, л/с	20
12.	Вязкость газа в нормальных условиях, мПа·с	0,016

Щадящее глушение скважины по предложенной технологии начинается со спуска ГНКТ в интервал подвески хвостовика. После этого осуществляется замер величины забойного давления *P*<sub>заб</sub>, верификация модели по фактическим данным. По полученным данным строится график зависимости температуры в трубном пространстве и в ГНКТ от глубины. Смоделированные значения представлены на рисунке 4.12.



Рисунок 4.12 - Распределение температуры по стволу работающей скважины и в ГНКТ (составлено автором)

Жидкость глушения при температуре 30°С подаётся по ГНКТ на забой скважины. В интервале горизонтального ствола температуры флюидов в трубном и затрубном пространстве сходятся. Далее, по мере выноса с забоя смеси пластового флюида и жидкости глушения её температура снижается, главным образом за счёт снижения температуры вокруг скважины. На выходе из затрубного пространства температура смеси составляет 20°С.

Расчёт запаса противодавления на дросселе для продавки блок-пачки по ГНКТ и компенсации поршневого эффекта при спуске инструмента произведен по зависимостям, представленным в [15]. Результаты представлены в таблице 4.6.

Параметр	Значение		
Дополнительное гидростатическое давление, МПа	0,507		
Давление, возникающее при СПО, МПа	4,24		
Потери давления на трение при прокачке жидкости	2,304		
глушения из ГНКТ, МПа			
Суммарное необходимое давление на устье $\Delta P_3$ , МПа	7,051		

Таблица 4.6 - Необходимое противодавление на устье (составлено автором)

Результаты моделирования технологических операций щадящего глушения скважины представлены в виде графиков (рисунок 4.13).



—— Распределение давления в заглушенной скважине t=269 мин

# Рисунок 4.13 - Распределение давления по стволу скважины в ходе технологических операций (составлено автором)

Исходное распределение давления в скважине на отработке обозначено линией 1. В скважину через ГНКТ закачивают жидкость глушения до достижения пластового давления *P*<sub>пл</sub>

на забое и остановки притока вследствие самозадавливания скважины (линия 2). На устье при этом достигается расчётное давление запаса  $\Delta P_3$ . Время закачки для заданных условий составило 163 минуты. Динамика устьевого и забойного давления, а также приток из пласта во время глушения скважины представлены на рисунке 4.14.



Рисунок 4.14 - Изменение забойного и устьевого давлений, а также притока из скважины в ходе технологических операций (составлено автором)

После остановки скважины производится подача блокирующего раствора по ГНКТ и спуск инструмента с максимально допустимой скоростью скоростью 15 м/мин [29] в продуктивный горизонтальный интервал до забоя. Расход жидкости в ГНКТ выбирается таким образом, чтобы установка блок-пачки началась после достижения инструментом забоя. В процессе выпуска производят сброс устьевого давления. Распределение давления по скважине при достижении инструментом забоя обозначено линией 3 на рисунке 4.13.

После достижения забоя ГНКТ и начала подачи блокирующего раствора с расходом 2,2 л/с производится установка блок-пачки с одновременным подъемом инструмента со скоростью 15 м/мин. Забойное и пластовое давления при этом неизменны. Подача останавливается после

установки расчётного объёма в продуктивном интервале и подъёма инструмента обратно на уровень подвески хвостовика.

Далее устанавливают жидкий пакер и дозадавливают скважину жидкостью глушения для формирования над продуктивным интервалом противодавления  $P_{\rm k}$  в размере 105 % от пластового в интервале подвески хвостовика, после чего скважину оставляют на технологический отстой. Итоговое распределение давления в скважине отражено линией 4 на рисунке 4.14. График замещения по моделируемому процессу представлен на рисунке 4.15.



Рисунок 4.15 – График замещения пластового флюида технологическими жидкостями по стволу скважины (составлено автором)

#### 4.5 Оценка влияния жидкостей на фильтрационные характеристики пласта

С целью недопущения образования нерастворимого осадка была произведена оценка совместимости блокирующей пачки на основе газового конденсата и жидкости замещения (таблица 4.4 и рисунок 4.16)[14].

	4 7	$\alpha$					0	F1 /	47
	1 /	THAT TRATE IN THAT		V O CO TOTO	TTOTTTATT O	ODMONIO INTERNE	MALL THEO OTOTI	/	
1 2010/01/24 6	- / -	1 TTTVK TV/TF	<u>M-MPM 101 10 UPC 8 10 P</u>	• ханактен	11/1 · · · / / K // / ·	ORMEINEBHES 8			£ I.
i aojirina -	T. /			, ларактор					C I
		//							· •
								_	

Блокирующий состав на углеводородной основе (УО) + жидкость замещения при							
20°C							
	10/90	20/80	30/70	40/60	50/50		
Ф600/ Ф300	26/16	60/41	79/54	94/65	98/69		
φ200/ φ100	12/7	33/24	44/33	54/41	57/43		
φ6/ φ3	3/2	10/9	14/12	20/17	21/17		
СНС10с/10мин,	1.4/1.4	4.8/5.3	6.2/6.7	6.7/7.7	7.2/8.2		
Па	_,,.	.,,.,.	-,_, -, -	-,,.	.,,_		
<b>ДНС</b> , Па	2,9	9,6	13,9	17,3	18,2		
ПВ, сПз	10	21	25	29	31		

99

Продолжение таблицы 4.7

Блокирующий состав (УО) + жидкость замещения при 55°С						
Ф600/ Ф300	23/16	53/41	63/47	67/49	70/50	
φ200/ φ100	11/7	30/24	36/29	39/31	41/32	
φ6/ φ3	3/2	10/9	12/11	14/13	15/13	
СНС10с/10мин, Па	1,4/1,4	4,8/5,3	5,3/5,8	5,8/6,2	5,3/6,2	
<b>ДНС</b> , Па	4,3	13,9	14,9	14,9	14,4	
<b>ПВ</b> , сПз	7	12	16	18	20	





Блокирующая пачка + жидкость замещения

Рисунок 4.16 – Фотофиксация совместимости растворов [14]

Исследование на совместимость показало, что жидкость замещения и блокирующая пачка на неводной основе совместимы. Вязких, осадкообразующих и непрокачиваемых смесей не образовалось. Для оценки влияния предлагаемой блокирующей пачки на проницаемость пласта были проведены фильтрационные исследования (рисунок 4.17)[14].



Рисунок 4.17 – Снижение проницаемости после воздействия блок состава [14]

Анализ полученных в ходе фильтрационных исследований данных показал, что воздействие блокирующим составом на углеводородной основе снижает проницаемость на 15,9 %.

Также было оценено совокупное влияние жидкости освоения и блокирующей пачки на основе газового конденсата (рисунок 4.18).





Рисунок 4.18 – Снижение проницаемости образцов после моделирования освоения [14] Анализ полученных результатов показал, что последовательное воздействие жидкости замещения и блокирующего состава на углеводородной основе приводит к ухудшению проницаемости на 55,9 %.

-коип

#### 4.6 Выводы по Главе 4

1. На основе выведенных и верифицированных на практическом опыте теоретических положений разработан способ глушения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД;

2. Для применения в условиях Ковыктинского ГКМ с помощью разработанной методики подобраны оптимальные технологические параметры – расход и скорость СПО для каждого используемого состава;

3. С целью обоснования эффективности произведено математическое моделирование процесса с помощью разработанных и верифицированных моделей закачивания на безнапорном режиме и динамического глушения.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе дано решение актуальной задачи повышение качества освоения горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин с АНПД за счёт применения технологии изоляции продуктивных пластов. Проведены экспериментальные и теоретические исследования, научно обоснован механизм создания газо- и гидродинамического равновесия в интервале вскрытия продуктивного пласта горизонтальным стволом скважины. Составлено математическое описание процесса. На основе выведенных и верифицированных на практическом опыте теоретических положений разработаны методика определения оптимальных параметров закачки технологических жидкостей и технология изоляции газовых и газоконденсатных пластов с АНПД.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Установлены основные факторы, влияющие на формирование забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах при изоляции пластов, включая: давление и температуру продуктивного пласта, свойства пластового флюида, профиль и конструкцию скважины, технологию изоляции и применяемое оборудование, технологические параметры закачивания, скорость СПО и темпы дросселирования. Проведён анализ существующих методов управления данными факторами.

2. Составлено математическое описание механизма формирования забойного давления для процесса изоляции газовых и газоконденсатных пластов. Научно обоснован механизм создания газо- и гидродинамического равновесия в системе скважина-пласт с учётом термобарических условий. Получены математические зависимости, описывающие неустановившийся поток технологических жидкостей при закачивании в скважину с АНПД. Разработана лабораторная установка для изучения сплошности потока при различных параметрах избыточного давления и расхода жидкости, позволяющая исследовать процесс формирования напорного потока, условия возникновения разрыва потока, а также зависимость критического расхода от избыточного давления.

3. Проведены лабораторные и численные эксперименты, в которых подтверждена обоснованность Получено теоретических моделей. хорошее совпадение между экспериментальными данными и численным моделированием. Выделены критические диапазоны параметров, при которых происходит потеря сплошности потока, образование разрежения и неэффективное вытеснение газа. Проведена верификация математической модели по данным промысловых операций на газовых и газоконденсатных скважинах с АНПД, в том числе с использованием блокирующих составов. Получены профили давления и температуры, совпадающие с данными геофизических исследований. Оценена степень влияния различных факторов на забойное давление и режим течения. Разработана методика проектирования

изоляции газовых и газоконденсатных пластов с АНПД, включающая подбор технологических жидкостей, режима закачивания, рекомендации по профилированию потока, дросселированию и контролю противодавления. Предложены критерии оценки режима закачивания и условий достижения гидродинамического равновесия.

4. На основе выведенных и верифицированных на практическом опыте теоретических положений разработан способ глушения газовых и газоконденсатных скважин с АНПД. Для применения в условиях Ковыктинского ГКМ с помощью разработанной методики подобраны оптимальные технологические параметры – расход и скорость СПО для каждого используемого состава. С целью обоснования эффективности произведено математическое моделирование процесса с помощью разработанных и верифицированных моделей закачивания на безнапорном режиме и динамического глушения.

Перспективы дальнейшего развития исследований в области изоляции газовых и газоконденсатных продуктивных пластов с АНПД при освоении горизонтальных скважин заключаются в разработке методов контроля технологических параметров с помощью забойных датчиков, передающих информацию по кабельному каналу связи внутри ГНКТ, разработке цифрового двойника по полученным математическим зависимостям, а также в изучении ранее не рассмотренных гидродинамических эффектов, позволяющих повысить качество проводимых работ.

### СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВПД – аномально-высокое пластовое давление;

АНПД – аномально-низкое пластовое давление;

ВМР – водометанольный раствор;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГКМ – газоконденсатное месторождение;

ГКС – газоконденсатная смесь;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы;

ГРП –ста;

ЖГ – жидкость глушения;

КПО – комплект подземного оборудования;

КРС – капитальный ремонт скважин;

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НГП – нефтегазоносная провинция;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ОК – обсадная колонна;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПО – программное обеспечение;

СПО – спускоподъемные операции;

УО – углеводородная основа;

ФЕС – фильтрационно -емкостные свойства.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Адамов, Г.А. Движение реальных газов по вертикальным трубам при высоких давлениях. Сб. «Вопросы добычи, транспорта и переработки природных газов». Труды ВНИИГАЗа. М.: Гостоптехиздат, 1951.

Бабаян, Э.В. Инженерные расчеты при бурении : учебное пособие / Э.В. Бабаян, А.В.
 Черненко. — Вологда : Инфра-Инженерия, 2018. — 440 с.

3. Бекетов, С.Б. Технологический пакер для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / С.Б. Бекетов, Р.В. Карапетов, А.С. Акопов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. – № 6. – С. 265-269. – EDN PWVDAD.

4. Белонин, М.Д. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России / М.Д. Белонин, Л.С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. – С. 6. – EDN IPKIHB.

5. Бессонов, А.К. Ковыктинское ГКМ Литолого-петрофизическая характеристика и коллекторские свойства продуктивного парфеновского горизонта месторождения / А.К. Бессонов, Е.Н. Жилина // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 9(129). – С. 88-91. – EDN QANLYI.

6. Блинов, П.А. Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в затрубном пространстве / А.В. Шаньшеров, Д.М. Черемшанцев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 11. – С. 115-123. – DOI 10.18799/24131830/2022/11/3726. – EDN HWELIO.

7. Бондаренко, А.В. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором при подземном ремонте : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бондаренко Антон Владимирович, 2022. – 184 с. – EDN LFIROQ.

8. Водорезов, Д.Д. Разработка и исследование методов проектирования и контроля процесса освоения скважин с применением азота : специальность 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин" : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Водорезов Дмитрий Дмитриевич. – Тюмень, 2015. – 22 с. – EDN ZPQPZX.

9. Вороник, А.М. Разработка решений по повышению качества крепления скважины в условиях поглощений и сероводородной агрессии / Ю.Л. Логачев, С.В. Каменских, Н.М. Уляшева // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 5-12. – EDN TMSEVX.

10. Гасумов, Р.А. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции / С.В. Костюков, Р.Р. Гасумов [и др.] // Известия высших учебных

заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 4(124). – С. 58-66. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-58-66. – EDN WRJHLI.

11. Гейер, В.Г. Гидравлика и гидропривод / В.С. Дулин, А.Г. Боруменский, А.Н. Заря. - 2е изд., перераб. и доп. - Москва : Недра, 1981. - 295 с.

12. Глотов, В.Е. Закономерности распространения и формирования емкостей с аномально низкими пластовыми давлениями в осадочных бассейнах севера Дальнего Востока / В.Е. Глотов, Л.П. Глотова // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2011. – № 1(3). – С. 1. – EDN SJUSQD.

13. Григоренко, Ю.Н. Минерально-сырьевая база и перспективы развития центров нефтегазодобычи на востоке России / Ю.Н. Григоренко, Л.С. Маргулис, И.А. Кушмар // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – С. 17. – EDN IPKJIJ.

14. Двойников, М.В. [и др.]. Проведение подбора и комплекса исследований технологических жидкостей (бурения, освоения, глушения, заканчивания, ГРП и блок-составов) для условий Ковыктинского ГКМ. Санкт-Петербург. –2022. – 60 с.

15. Двойников, М.В. Методика определения параметров щадящего глушения после МГРП / М.В. Двойников, **Я.Д. Минаев** // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 3(135). – С. 28-32. – EDN UTLZRG.

16. Двойников, М.В. Обоснование возможности и оценка эффективности применения технологии бурения скважин на депрессии с регулируемым давлением / М.В. Двойников, Н.Ю. Кузнецова, **Я.Д. Минаев** // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 9(345). – С. 5-9. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-9(345)-5-9.

17. Двойников, М.В. Разработка технологии освоения газовых и газоконденсатных скважин на регулируемом давлении / Н.Ю. Кузнецова, **Я.Д. Минаев**, Е.В. Крюков // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2022. – № 1. – С. 23-29. – EDN JEGSIW.

18. Зиннатуллин, Н.Х. Гидродинамика вертикального потока жидкости в зону поглощения
/ А.А. Булатов, Р.Г. Галимуллин [и др.] // Вестник Технологического университета. – 2016. – Т.
19, № 6. – С. 71-73. – EDN VQSUZT.

19. Зиннатуллин, Н.Х. Гидродинамика цементирования нефтяных скважин. Сообщение 2 / А.А. Булатов, Р.Г. Галимуллин [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 19. – С. 315-318. – EDN SYAFZH.

20. Иванов, Е.Н. Расчет и проектирование систем пожарной защиты / Е.Н. Иванов. - Москва : Химия, 1977. - 376 с.

21. Изюмченко, Д.В. Методика подготовки исходных данных о свойствах флюидов для гидродинамических расчетов скважин газоконденсатных месторождений / О.В. Бузинова, О.В. Николаев, К.Н. Гужов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2018. – № 1(33). – С. 77-86. – EDN UTZSGN.

22. Исламов, Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов : специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Исламов Шамиль Расихович, 2021. – 151 с. – EDN IGFVCQ.

23. Копейкин, И.С. Разработка пакера гидравлического для разобщения интервалов открытого ствола скважины при многостадийном закачивании скважин / И.С. Копейкин, А.В. Лягов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2017. – Т. 19, № 1-2. – С. 243-246. – EDN ZTPNZR.

24. Коротченко, А.Н. Особенности глушения скважин после гидравлического разрыва пласта / А.Н. Коротченко, А.А. Кислицын, С.В. Ларин // Бурение и нефть. – 2020. – № 2. – С. 34-37. – EDN LLLXQW.

25. Кузнецов, В.Г. Система управления давлением при цементировании скважин / В.Г. Кузнецов, О.А. Макаров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1(121). – С. 62-67. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-1-62-67. – EDN YGSORZ.

26. Кустышев, А.В. Глушение скважин с использованием колтюбинговых установок / Паникаровский, Е.В., Кустышев, Д.А. // Время колтюбинга. – 2012. – № 3(9). – С. 36–42.

27. Лямаев, Б.Ф. Стационарные и переходные процессы в сложных гидросистемах : Методы расчета на ЭВМ / Б.Ф. Лямаев, Г.П. Небольсин, В.А. Нелюбов ; Под ред. Б.Ф. Лямаева.
- Ленинград : Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1978. - 191 с.

28. Мельникова, Е.В. Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири / О.В. Ивченко, Е.А. Пылев [и др.] // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : Сборник трудов XII Всероссийской научно-технической конференции, Москва, 12–14 февраля 2018 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – С. 44-56. – EDN YUVBPC.

29. Нвафор, Г.Ч. Три основных правила безопасности при выполнении работ с ГНКТ // Время колтюбинга. - 2019. - № 12 (4). - С. 62–65.

30. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации : отраслевой стандарт СССР : издание официальное : дата введения 1989-07-01. – Москва : Стандартинформ, 1989. – 37 с.

31. Паникаровский, Е.В. Применение многостадийного гидроразрыва пласта при разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.В. Паникаровский, М.М. Мансурова, М.В. Листак // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 2(140). – С. 38-48. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-2-38-48. – EDN ZCZGDO.

32. Патент № 2190753 С1 Российская Федерация, МПК Е21В 33/13, С09К 8/512. Способ временной изоляции интервала продуктивного пласта : Заявка № 2001117410/03 : заявл. 21.06.2001 : опубл. 10.10.2002 / Н.Р. Старкова, М.Ш. Марданов, А.В. Бодрягин; заявитель/патентообладатель Открытое акционерное общество "Нефтяная компания Черногорнефтеотдача", Открытое акционерное общество Сервисная нефтяная компания "Нягань". – 6с.

33. Патент № 2191259 С2 Российская Федерация, МПК Е21В 43/263, Е21В 33/12. Способ повышения продуктивности скважины : Заявка № 2000130848/03 : заявл. 08.12.2000 : опубл. 20.10.2002 / О.И. Рубинштейн, А.В. Колотов, У.И. Сарсембаев; заявитель/патентообладатель О.И. Рубинштейн. – 4с.

34. Патент №2813414 Российская Федерация, МПК Е21В 43/12 (2006.01); СПК Е21В 43/12 (2024.01). Способ глушения горизонтальных газовых скважин. Заявка №2023116506: заявл.23.06.2023: опубл. 12.02.2024 / Я.Д. Минаев, М.В. Двойников; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». - 20с.

35. Петров, Д.М. Природа АНПД в Непско-Ботуобинской антеклизе / Д.М. Петров, А.И. Сивцев // Новые идеи в геологии нефти и газа : Сборник научных трудов, Москва, 23–24 мая 2019 года / Ответственный редактор А.В. Ступакова. – Москва: Издательство "Перо", 2019. – С. 375-377. – EDN YHIXJK.

36. Рудых, И.В. Особенности пластового давления в терригенных продуктивных горизонтах Непско-Ботуобинской антеклизы / И.В. Рудых, М.И. Карпова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2023. – № 1(127). – DOI 10.23670/IRJ.2023.127.10. – EDN DAIEKS.

37. Рыжов, А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения / А.Е. Рыжов // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2013. – № 1(12). – С. 145-160. – EDN RJDUPF.

38. Суходолов, Я.А. Реализация восточной газовой программы и перспективы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири / Я.А. Суходолов // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2014. – № 6. – С. 63-71. – DOI 10.17150/1993-3541.2014.24(6).63-71. – EDN TEJYSZ.

39. Табатабаи Моради, С.Ш. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур / С.Ш. Табатабаи Моради, Н.И. Николаев, Т.Н. Николаева // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 174-178. – DOI 10.31897/PMI.2020.2.174. – EDN VUIOZE.
40. Технология глушения газовых скважин на регулируемом давлении / М.В. Двойников, **Я.Д. Минаев**, В.В. Минибаев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335, № 1. – С. 7-18. – DOI: 10.18799/24131830/2024/1/4315.

41. Тихонов, Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях / Е.В. Тихонов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206-222. – EDN AQANVW.

42. Торопынин, В.В. Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков / В.И. Ванифатьев, А.В. Власов [и др.] // Бурение и нефть. – 2009. – № 12. – С. 49-51. – EDN KYTIVH.

43. Филимонова, И.В. Восточная Сибирь и Дальний Восток как основа устойчивого развития нефтегазового комплекса России / Л.В. Эдер, М.В. Мишенин, А.Я. Дякун // Вестник Томского государственного университета. Экономика. – 2016. – № 3(35). – С. 159-172. – DOI 10.17223/19988648/35/13. – EDN WVQAZP.

44. Хохлов, Д.И. Обзор технологий заканчивания скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении: опыт и перспективы // Инженерная практика. –2013. – № 7 (6).

45. Чистякова, Н.Ф. Особенности современного флюидодинамического поля венднижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения на стадии катагенеза / Н.Ф. Чистякова, В.В. Драванте, А.И. Сивцев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18, № 3. – DOI 10.17353/2070-5379/27\_2023. – EDN WCVGLS.

46. Яковлев, Ю.И. Аномальные пластовые давления в осадочных породах Якутии // Геология нефти и газа. – 1987. – (10). – С. 55–59.

47. Adams, N.J. [et al.]. Coiled-Tubing Applications for Blowout-Control Operations // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference. – 1996. – (5). – C. 398–405.

48. Belema, J. Through-Tubing Water Shut-Off and Recompletions Utilizing Coiled Tubing Cement Packer Placement Technique / I.F. Dick // American Journal of Engineering Research (AJER). – 2020. – № 11 (9). – C. 88–100.

49. Bridges, K.L. Completion and workover fluids // Richardson, Tex. Society of Petroleum Engineers. – 2002. – 221 c.

50. Brill, J.P. Multiphase flow in wells / J.P. Brill, H. Mukherjee // Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research. –2006. – 384 c.

51. Caetano, E.F. Upward Vertical Two-Phase Flow Through an Annulus — Part I : Single-Phase Friction Factor, Taylor Bubble Rise Velocity and Flow Pattern Prediction / J.P. Brill // Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1992. – № March (1).

52. Carlos Osornio, V. [et al.]. Successful Well Control in the Cantarell Field Applying the Dynamic Method // Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2001. – C. 509–520.

53. Chantose, P. [et al.]. Dynamic kill method using staged fluid densities can improve the killability of relief wells for challenging blowouts // Society of Petroleum Engineers - IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, DC 2018. – 2018. – № 1981 (2018-March).

54. Chokshi, R.N. Experimental Study and the Development of a Mechanistic Model for Two-Phase Flow Through Vertical Tubing / Z. Schmidt, D.R. Doty // SPE Drilling Conference and Exhibition 1996. – 1996. – №5 (May)

55. Dedurin, A.V. [et al.]. Designing hydraulic fractures in Russian oil and gas fields to accommodate non-darcy and multiphase flow-theory and field examples // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition 2006. -2006. -(1). -C. 268-279.

56. Duthie, L. [et al.]. Modular hydraulic workover unit enhances operational efficiency and cost savings for ESP replacement's // Society of Petroleum Engineers - SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition 2019. – 2019.

57. Dvoynikov, M.V. Mathematical Model of Non-pressurized Flow for Calculating Killing of Gas Wells with Abnormally Low Reservoir Pressures. / M.V. Dvoynikov, **Y.D. Minaev** // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. – 2025. – Vol. 38, Issue 7. – pp. 1677-1684. DOI: 10.5829/ije.2025.38.07a.18

58. Dyke, C.G. Prudhoe bay rig workers: best practices for minimizing productivity impairment and formation damage / D.A. Crockett // 1993 Western Regional Meeting. – 1993. – C. 141–148.

59. Gasumov, R.A. Development of technological solutions for reliable killing of wells by temporarily blocking a productive formation under ALRP conditions (on the example of the Cenomanian gas deposits) / Y.S. Minchenko, E.R. Gasumov // Journal of Mining Institute. – 2022. – C. 895–905.

60. Gaurina-međimurec, N. [et al.]. Drilling fluid and cement slurry design for naturally fractured reservoirs // Applied Sciences (Switzerland).  $-2021. - N \ge 2$  (11). -C. 1-31.

61. Govier, G.W. The Flow of Complex Mixtures in Pipes / K. Aziz, W.R. Schowalter // Journal of Applied Mechanics. – 1973. – № 2 (40). – C. 951–951.

62. Hadiaman, F. [et al.]. Application of thru tubing technologies in the caspian sea uphole recompletion // Society of Petroleum Engineers - SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition 2019. – 2019.

63. Halim, M.C., Minimizing formation damage in drilling operations: A critical point for optimizing productivity in sandstone reservoirs intercalated with clay / H. Hamidi, A.R. Akisanya // Energies. – 2022. –  $N_{2}$  1 (15).

64. Jia, H. [et al.]. The Potential of Using Cr 3 1 Polymer Gel for Well Workover in Low-Temperature Reservoir : Laboratory Investigation and Pilot Test 2018. – 2018. – № August 2017. – C. 1–14.

65. Jia, H. Journal of Petroleum Science and Engineering Secondary surface modified laponitebased nanocomposite hydrogel for gas shutoff in wellbore / D. Xie, Z. Kang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – № December 2019 (191). – C. 107–116.

66. Joshi, S.D. Horizontal Well Technology / S. D. Joshi, Tulsa: Pennwell Publishing Company. – 1991. – 287 c.

67. Kabir, C.S., Determining Circulating Fluid Temperature in Drilling, Workover and Well Control Operations / A.R. Hasan, G.E. Kouba // SPE Drilling & Completion. – 1996. – № June. – C. 74–79.

68. Kabir, S. Performance of a two-phase gas-liquid flow model in vertical wells / A.R. Hasan // SPE Drilling & Completion – 1990. – № June (6).

69. Kelkouli, R. [et al.]. Case study in water shutoff fluid placement using straddled throughtubing inflatable-packers technique // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. – 2007. –  $N_{\odot}$  Figure 1 (1). – C. 190–202.

70. Khalifeh, M. [et al.]. Gel pills for downhole pressure control during oil and gas well drilling // Energies.  $-2020. - N_{2} 23$  (13).

71. Koederitz, W.L. Method for determining the feasibility of dynamic kill of shallow gas flows. / J.P. Langlinais, A.T. Bourgoyne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 1987. – №9.

72. Leusheva, E.L.Study on the rheological properties of barite-free drilling mud with high density / N.T. Alikhanov // Journal of Mining Institute. – 2022. – T. 258.– C. 976–985.

73. Lockhart, R.W. Proposed Correlation of Data for Isothermal Two-Phase Two-Component Flow in Pipes/ R.C. Martinelli // Chemical Engineering Progress. – 1949. – Vol. 45, No. 1.– C. 39-48.

74. Mardashov, D. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions / V. Duryagin, S. Islamov // Energies. – 2021. – № 24 (14).

75. Mardashov, D.V. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover / A.V. Bondarenko, I.R. Raupov // Journal of Mining Institute. – 2022. – T.258. – C. 881–894.

76. Mardashov, D.V. Influence of Clay Content in Reservoir Rocks on Efficiency of Killing Production Wells / M.N. Limanov, N.A. Onegov, G. T. Shamsutdinova, S. I. Fiterman // International Journal of Engineering. – 2025. – № 01 (38). – C. 78–85.

77. Mebratu, A. Annular Barrier Re-Establishment Using a Long-Life High-Strength Polymer Gel System / B. Nerland, T.Kleppan // Paper SPE 86547. – 2004. – C. 9.

78. Metzner, A.B. Flow of Non-Newtonian Fluids-Correlation of the Laminar, Transition, and Turbulent-flow Regions / J.C.Reed // A.1.Ch.E. Journal. – 1955. – № 4.

79. Multiple Analysis Cement System (MACS II) User Manual Houston, Texas, USA: Fann Instrument Company. – 2016. – 165 c.

80. Nikolaev, N.I. Low-density cement compositions for well cementing under abnormally low reservoir pressure conditions / E.L. Leusheva // Journal of Mining Institute. – 2019. – T.236. – C. 194–200.

81. Nikulin, V.Y. [et al.]. Overwiew of promising killing technologies in conditions of abmormally low formation pressures and risks of gas breakthrough // Petroleum Engineering. -2022. –  $N_{2}$  3 (20). – C. 87–96.

82. Olberg, T. [et al.]. Re-entry and relief well drilling to kill an underground blowout in a subsea well. A case history of well 2/4-14 // SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings. – 1991. – №3. – C. 775–783.

83. Oort, E. Impairment by suspended solids invasion: Testing and prediction / J.F.G. van Velzen,
K. Leerlooijer // SPE Production and Facilities. – 1993. – № 3 (8). – C. 178–183.

84. Papageorgiou, D.T. On the breakup of viscous liquid threads on the breakup of viscous liquid threads / D.T. Papageorgiou // Physics of Fluids. – 1995. –  $\mathbb{N}$  7. – C. 1529–1544.

85. Plateau, J. Ueber die Gränze der Stabilität eines flüssigen Cylinders // Annalen der Physik. – 1850. – № 8 (80). – C. 566–569.

86. Radzyuk, A.Y. [et al.]. Theoretical and Applied Heating Engineering Methods and Means of Determination Dynamic Strength of Water // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2023. – № 3 (16). – C. 258–271.

87. Rao, B. Coiled Tubing Hydraulics Modeling – 1999. – № 936. – C. 1–27.

88. Rehm, B. Underbalanced Drilling: Limits and Extremes / B. Rehm, A. Haghshenas, A. Paknejad, A. Al-Yami, J. Hughes [et al.]., Elsevier. – 2012. – 629 c.

89. Rekach, F.V. Pressure oscillations in circular cylindrical shells under continuity disturbance of fluid columns / E.K. Sinichenko // RUDN Journal of Engineering Research.  $-2011. - N_{\odot} 2. - C. 58-61.$ 

90. Romero-Zeron, L.B. The Effect of Wettability and Pore Geometry on Foamed Gel Blockage Performance in Gas and Water Producing Zones / A. Kantzas // SPE Reservoir Evaluation & Engineering.  $-2007. - N \ge 2$  (10). -C. 150-163.

91. Saavedra, N. Water shutoff in horizontal wells using gel technology / D. Mamorra // CTyF - Ciencia, Tecnologia y Futuro. – 1997. – № 3 (1). – C. 67–79.

92. Samsidi, S. Water shut-off using cement pumped through coiled tubing / H. Wey // Proc. Indon. Petrol. Assoc.  $-1992. - N \ge 21$ ,

93. Samuel, M. New Solids-Free Non-Damaging High Temperature Lost-Circulation Pill: Development and First Field Applications / R.A Marcinew // Paper SPE 81494. – 2003. – C. 12.

94. Sas-Jaworsky, A. Practical considerations for enhancing coiled tubing well control operations // SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable.  $-2000. - N_{2}4. - C. 1-18.$ 

95. Schlumberger CoilFLATE and Water-Shutoff Systems Restore Oil Production in Wells // - 2018. – T. 16. – 15 c.

96. Skauge, A. [et al.]. Preparations for Foam Gas Shut off in Carbonate Reservoirs // Paper SPE 197640. – 2019. – C. 13.

97. Sun, X. Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells / B. Bai // Petroleum Exploration and Development.  $-2017. - N_{\odot} 6$  (44). - C. 1022-1029.

98. Thomas, D.C Pressure and Temperature Effects on Brine Completion Fluid Density / G.
Atkinson, B.L. Atkinson // Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control.
– 1984. – № 1 (1984-Febru). – C. 165–174.

99. Ting, L.U. Slender jets and thin sheets with surface tension / J.B. Keller // SIAM Journal on Applied Mathematics.  $-1990. - N_{2} 6 (50). - C. 1533-1546.$ 

100. Trabelsi, H. [et al.]. Bridge Plug Drillouts Cleaning Practices—An Overview // Natural Resources. – 2021. – № 02 (12). – C. 19–33.

101. Wallis, G.B. One-Dimensional Two-Phase Flow // McGraw-Hill. New York. –1969. - 243 c.

102. Warner, B.M. Downhole Vibratory Tools Improve Casing Running In Long-Lateral Wells / R.A. Hall // The American oil&gas reporter. – 2016. – №1.

103. Webb, E. [et al.]. Real-time fiber-optic integrated system used for maximizing coiled tubing wellbore cleanouts in the Latin American region // Society of Petroleum Engineers - SPE Bergen One Day Seminar 2014. –  $2014. - N_{\rm P} 11. - C. 287-299.$ 

104. Wojtanowicz, A.K. Study on the effect of pore blocking mechanisms on formation damage / Z. Krilov, J.P. Langlinais // Society of Petroleum Engineers - SPE Production Operations Symposium, POS 1987. –1987. – C. 449–463.

105. Xiaolong, L. [et al.]. Research on seriation design of Dynamic Kill Drilling (DKD) mixer // Journal of Physics: Conference Series. – 2022. – № 1 (2256).

106. Yu, C. wen [et al.]. Downhole fiber optic temperature-pressure innovative measuring system used in Sanshing geothermal test site // Geothermics. -2018. – No July 2017 (74). – C. 190–196.

107. Zigrang, D.J. A review of explicit friction factor equations / N.D. Sylvester // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. – 1985. – № 2 (107). – C. 280–283.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Патент на изобретение



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

#### Акт внедрения



**УТВЕРЖДАЮ** 

Генеральный директор ООО «ВЭЛ ИНЖИНИРИНГ»

Дата «<u>14</u>» <u>шерис</u> 2025 г.

АКТ о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертации

#### Минаева Якова Денисовича

(фамилия, имя, отчество соискателя ученой степени)

по научной специальности 2.8.2 Технология бурения и освоения скважин

(шифр, наименование специальности)

Комиссия в составе: Председатель: Арзамасов Р.В. Члены комиссии: Каракетов А.В., Мацко А.В.

Составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Обоснование и разработка технологии изоляции газовых и газоконденсатных пластов с аномально низкими давлениями при освоении горизонтальных скважин», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в производственной деятельности компании ООО «ВЭЛ ИНЖИНИРИНГ» с целью повышение эффективности изоляции газовых и газоконденсатных пластов с аномально-низкими пластовыми давлениями, в виде:

 Математических зависимостей, описывающих состояние потока технологических жидкостей при закачивании в интервал продуктивных пластов с АНПД;

 Математической модели глушения газовых и газоконденсатных скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений;

— Методических рекомендаций по расчету оптимальных параметров закачивания технологических жидкостей при глушении газовых скважин с АНПД на основе газо- и гидродинамического равновесия.

ООО «Вэл Инжиниринг» ИНН 7727344381 ОГРН 1187746434380

#### 115

Использование результатов, полученных Минаевым Я.Д., позволяет:

1. Предотвратить интенсивные поглощения технологических жидкостей при проведении работ на скважинах с аномально-низкими пластовыми давлениями;

2. Снизить повреждение фильтрационно-емкостных характеристик газовых и газоконденсатных пластов при глушении скважин;

3. Оптимизировать технологические параметры глушения скважин и снизить затраты на материально-технические ресурсы при проведении работ.

### Председатель комиссии:

Генеральный директор

Арзамасов Р.В.

Каракетов А.В.

Мацко А.В.

Члены комиссии:

Заместитель генерального директора

по инновациям, к.т.н.

Начальник технологического отдела, к.т.н.

117624 Москев, М.О. Южное Бутово, 6-р Адмирала Ушакова, д.3, пом.2/1 +7(495) 991-08-02 mail@wellengineering.ru

ООО «Вэл Инжиниринг» ИНН 7727344381 ОГРН 1187746434380