

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Кучин Вячеслав Николаевич



**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ВЯЗКОУПРУГИХ СИСТЕМ И
ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Двойников М.В.

Санкт-Петербург – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	12
1.1 Анализ используемых материалов для ликвидаций водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин.....	12
1.1.1 Анализ систем и их возможности применения для изоляции водопроявляющих пластов при бурении скважин без остановки процесса бурения	20
1.2 Анализ технологий, используемых для ликвидаций водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин.....	27
1.2.1 Системы бурения с регулируемым давлением	32
1.3 Выводы к главе 1.....	34
ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ВУС ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ.....	35
2.1 Материалы и химические реагенты для проведения экспериментальных исследований	35
2.2 Оборудование для оценки структурно-реологических свойств и технологических параметров ВУС	37
2.2.1 Оборудование и материалы для проведения экспериментальных исследований по определению технологических параметров ВУС.....	37
2.2.2 Оборудование и материалы для проведения экспериментальных исследований структурных свойств ВУС	40
2.2.3 Методика проведения фильтрационных исследований	41

2.2.4 Томографические исследования насыпной модели	44
2.2.5 Методика проведения испытаний взаимодействия технологических жидкостей с манжетой гидромеханического пакера	46
2.3 Методы и методики проведения вычислительного эксперимента	48
2.3.1 Методика обработки экспериментальных данных	51
2.5 Выводы к главе 2	55
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	56
3.1 Результаты исследований физико-механических и реологических свойств разработанной ВУС для изоляции водопроявляющих горизонтов	56
3.2 Исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»	59
3.2.1 Совместимость упругой системы на основе полимерного состава «SPMI-7» с технологическими жидкостями	59
3.3 Моделирование процесса изоляции водопроявляющих пластов	66
3.4 Результаты томографических исследований	70
3.5 Выводы к главе 3	73
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА, ТЕХНОЛОГИИ И ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	75
4.1 Разработка устройства изоляции водопроявляющих пластов в процессе бурения скважин	75
4.2 Разработка технологии изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения	77
4.3 Испытания взаимодействия бурового раствора на углеводородной основе с манжетой гидромеханического пакера	81

4.4 Программа (расчет объема раствора для блокирования пластов) для вычисления объема ВУС для ограничения водопритока	85
4.5 Выводы к главе 4	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт об использовании материалов диссертации	104

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Основным требованием к качеству строительства скважин является создание надежной и долговечной крепи с сохранением эксплуатационных характеристик объекта разработки.

Несоответствие применяемых технологий цементирования скважин, физико-механических свойств и реологии тампонажных растворов горно-геологическим условиям обуславливает некачественное крепление обсадных колонн и, как следствие, возникновение межколонных давлений и межпластовых перетоков. Во избежание последующего образования грифонов и открытых фонтанов за счет высоких межколонных давлений производится периодический выброс газа в атмосферу, что приводит к неконтролируемым экономическим потерям, дополнительным затратам на капитальный ремонт скважин, а также нарушению требований экологической и промышленной безопасности производства.

С целью снижения вероятности нарушения целостности цементного камня требуется обеспечить стабильное состояние газоводопроявляющих пластов на этапе его формирования.

На практике в процессе углубления скважины перед спуском и цементированием обсадных колонн производится изоляция водопроявляющих пластов. Существует ряд технологий ограничений водопритока с использованием профильных перекрывателей и разных герметизирующих устройств, а также видов технологических жидкостей, изоляционных материалов и систем.

Необходимо отметить, что применение данных технологий предусматривает остановки процесса углубления скважины и проведение дополнительных спускоподъемных операций, приводящих к увеличению непроизводительного времени (НПВ) в общем цикле строительства скважины.

Разработка вязкоупругой системы и технологии изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения позволят сократить сроки строительства скважины и обеспечить длительную и безаварийную её эксплуатацию.

Степень проработанности темы исследования

Проблема бурения в водопроявляющих интервалах, качество крепления обсадных колонн, а также снижение водопритокров, приводящих к обводненности скважинной продукции, является предметом широких научных и промысловых исследований. Разработкой технологий изоляции притока пластовых вод при строительстве скважин с условиями аномальных пластовых давлений занималось научное российское и зарубежное сообщество. Среди отечественных ученых можно отметить труды Бекетова С.Б., Гасумова Р.А., Минликаева В.З., Мосиенко В.Г., Нерсесова С.В., Остапова О.С., Семенова Н.Я.

Теоретические и практические вопросы ограничения и ликвидации водопритокров при разработке нефтегазовых месторождений, а также эксплуатации и ремонтных работах в скважине отмечены в трудах Блажевич В.А., Демичева С.С., Девликамова В.В., Земцова Ю.В., Зозули Г.П., Клещенко И.И., Мазаева В.В., Маляренко А.В., Мищенко Н.Т., Овчинникова В.П., Рогачева М.К. Стрижнева К.В., Телкова А.П., Уметбаев В.Г., Шамсутдинова М.Х., Ягафарова А.К. За рубежом в данной области научных изысканий выделяются работы В. Bailey, А. Таһа, М. Amani, N. Ahmad, Н. Al-Shabibi, S. Malik.

Существующие способы изоляции водоносных пластов, например, селективная изоляция, временное блокирование пласта, а также применяемые герметизирующие устройства на основе профильных перекрывателей не всегда позволяют безаварийно и качественно проводить мероприятия по ограничению водопритокров в скважине.

В результате теоретических исследований установлено, что для снижения НПВ бурения скважин, осложненных наличием водопроявляющих пластов, требуется разработка вязкоупругой системы и технологии ограничения водопритоква без

остановки процесса углубления забоя, основанная на регулировании скорости потока бурового раствора в кольцевом пространстве с учетом реологических и физико-механических её свойств.

Объект исследования – бурение скважин.

Предмет исследования – вязкоупругие системы и технология изоляции водопроявляющих пластов.

Цель работы – повышение качества изоляции водопроявляющих пластов вязкоупругими системами в процессе бурения скважин.

Идея работы заключается в блокировании водопроявляющих пластов регулированием времени структурообразования и скорости течения вязкоупругой системы в кольцевом пространстве без остановки процесса бурения скважины.

Основные задачи исследования:

1. Теоретическое обоснование и научное подтверждение необходимости и целесообразности разработки технологии изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения.

2. Разработка вязкоупругой системы для изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения.

3. Теоретические и экспериментальные исследования физико-механических свойств вязкоупругой системы на основе полиакрилата для изоляции водопроявляющих пластов.

4. Разработка устройства и технологии водоизоляции пластов без остановки процесса бурения.

5. Разработка алгоритма и программного обеспечения для расчета основных технологических параметров изоляции водопроявляющих пластов.

Научная новизна работы

1. Определен механизм управления физико-механическими свойствами разработанной вязкоупругой системы на основе полиакрилата и полиалкиленгликоля и определено оптимальное соотношение ее компонентов для осуществления

технологии изоляции водопроявляющего пласта с учетом скорости потока бурового раствора в кольцевом пространстве и углублении забоя.

2. Разработаны математические модели, позволяющие определить изменение пластической вязкости от времени и оптимальную концентрацию вязкоупругой системы, обеспечивающую возможность изоляции водопроявляющего пласта без остановки процесса бурения.

Теоретическая и практическая значимость работы

Разработана вязкоупругая система и технология водоизоляции, позволяющая производить блокирование пласта в интервалах избыточного пластового давления без проведения дополнительных спуско-подъемных операций (СПО) и обеспечить снижение НПВ при бурении скважин.

Разработан алгоритм и программное обеспечение для моделирования гидродинамических параметров процесса изоляции с учетом термобарических условий в скважине, режимов ее бурения и физико-механических свойств ВУС.

Результаты диссертационных исследований используются в учебном процессе при подготовке специалистов в области бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин Санкт-Петербургского университета.

Методология и методы исследований

В работе применялись методы исследования, включающие планирование эксперимента, математическую статистику и математическое ожидание, а также корреляционно-дисперсионный анализ. Проведение вычислительного эксперимента проводилось с использованием программного обеспечения *COMSOL Multiphysics*.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Вязкоупругая система «SPMI-7» на основе полиакрилата и полиалкиленгликоля в соотношении 40:60 содержащаяся в объемной доли воды от 1,15 до 1,25 % обеспечивает сохранение пластической вязкости от 4 до 5 Па·с более 10-15 мин, что обуславливает ее равномерное распределение в порах водопоявляющего пласта.

2. Технология изоляции без остановки процесса бурения при механической скорости от 20 до 30 м/ч и регулируемой скорости течения бурового раствора в кольцевом пространстве в зоне водопроявляющего пласта скважины от 1,0 до 2,5 м/с позволяет создать надежный блокирующий экран пласта мощностью от 5 до 7 м.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Степень достоверности защищаемых научных положений, выводов и рекомендаций основана на сходимости и воспроизводимости результатов лабораторных и вычислительных экспериментов.

Апробация диссертационной работы проведена на 9 научно-практических мероприятиях с докладами.

1. II Международная научно-практическая конференция «Бурение в осложненных условиях», г. Санкт-Петербург, 2017 г. Тема доклада: «Обоснование и разработка технологии изоляции водопритоков для повышения качества строительства скважин».

2. *58 Konferencja Studenckich Kół Naukowych Pionu Górniczego AGH», Krakow, 2017. Topic of report: «Valuation influence varies sizes of drilling mud heavers on structural-rheological and filtration properties of drilling fluid».*

58-ая научная конференция молодых ученых, г. Краков, Польша, 2017 г. Тема доклада: «Оценочное влияние размеров твердых частиц буровых растворов на структурно-реологические и фильтрационные свойства».

3. III Международная научно-практическая конференция «Бурение в осложненных условиях», г. Санкт-Петербург, 2018 г. Тема доклада: «Разработка составов и технологии для изоляции водопритоков при бурении нефтегазовых скважин».

4. II Международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица», г. Ханты-Мансийск, Россия, 2019 г. Тема доклада: «Повышение эффективности нефтеизвлечения пластов с ТРИЗ, разработкой технологии с применением ВУС для разобщения пластов при бурении нефтегазовых скважин».

5. 73-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ» – 2019, г. Москва, 2019 г. Тема доклада: «Предупреждение межпластовых перетоков разработкой ВУС и технологии изоляции водоносных горизонтов в процессе бурения нефтегазовых скважин».

6. 70 *Berg- und Hutten-mannischer Tag, 2019» Freiberg, 2017. Topicofreport: «Verbesserung der Effizienz von Brunnenbohrungen und Fertigstellung durch die Entwicklung einer Technologie und einem viskoelastischen System zur temporären Isolierung wässriger Schichten».*

70-я международная конференция, посвященная Дню горняка и металлурга, Фрайберг, 2019. Тема доклада: «Повышение эффективности бурения и заканчивания скважин за счет разработки технологии и вязкоупругой системы временной изоляции водных слоев».

7. XIII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ПАО «Газпром», г. Москва, 2019 г. Тема доклада: «Разработка методов изоляции пластов с аномальными давлениями».

8. «Экологически безопасные буровые и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК», г. Санкт-Петербург, 2019 г. Тема доклада: «Современный подход к изоляции пластов с аномальными давлениями при бурении нефтегазовых скважин».

9. Третий международный молодежный научно-практический форум Ханты-Мансийский автономный округ – ЮГРА, международная научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов» (РАН), г. Нижневартовск, 2020. Тема доклада: «Инновационный подход к строительству скважин в осложненных условиях».

Личный вклад автора. Проведены теоретические и экспериментальные исследования, в результате которых разработан состав вязкоупругой системы и предложена новая технология предотвращения водопроявления в скважине без

остановки процесса бурения. На уровне изобретения разработано устройство регулятора давления для гидродинамического воздействия на призабойную зону пласта.

Публикации. Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 7-ми печатных работах, в том числе в 4 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 (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus и Web of Science. Получен 1 патент на полезную модель.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, пяти глав, с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 101 наименование. Работа изложена на 104 страницах машинописного текста, содержит 34 рисунка 23 таблицы, список сокращений и условных обозначений, 1 приложение.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность научному руководителю, доктору технических наук, доценту, профессору кафедры бурения скважин Двойникову М.В. за помощь в подготовке и проведении научных исследований, научному консультанту, кандидату технических наук, доценту, доценту кафедры бурения скважин Нуцковой М.В. за консультацию при проведении лабораторных экспериментов.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИМЕНЯЕМЫХ СОСТАВОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1 Анализ используемых материалов для ликвидаций водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин

Проблемы снижения обводненности скважинной продукции приобретают все большую значимость при изучении текущего уровня развития большинства месторождений Западной Сибири, Урала и Поволжья, который характеризуется высокой обводненностью добываемого продукта [1,5,22,26].

«Обзор и анализ научно-технической литературы в области снижения обводненности продукции при добыче нефти, а также ограничения водопритокков (ОВП) и изоляции водоносных горизонтов при бурении и эксплуатации скважин показывает, что снижается тенденция использования цементных растворов при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР), растет доля комплексных технологий и методов селективной изоляции, и практически не уделяется внимание работам по предупреждению заколонных перетоков» [7,11,18,20].

Чрезмерная добыча воды – одна из главных известных проблем, с которой столкнулся бы любой нефтяной оператор в мире. Хотя эта проблема типична для старых скважин, она может возникнуть и в новых разрабатываемых скважинах. Это создает многочисленные экономические проблемы для нефтедобывающих компаний. Во-первых, избыток воды влияет на производительность эксплуатационных скважин и сокращает срок их службы. Наличие воды в стволе скважины увеличивает вес столба жидкости, что приводит к увеличению подъемных требований жидкости. Это увеличивает эксплуатационные расходы и приводит к снижению просадки. Например, если скважина является газлифтной, то количество газа, закачиваемого для подъема жидкости из ствола скважины на поверхность, при добыче избыточной воды выше, чем без ее добычи [85, 86, 88].

Добыча воды также усиливает наличие накипи, коррозии и разрушения промысловых объектов, начиная от ствола скважины и заканчивая поверхностными объектами. Другая серьезная проблема заключается в том, что затраты на разделение, очистку и утилизацию добываемой воды являются большим бременем для бюджетов нефтяных компаний. Утилизация добытой воды в Альберте (нефтяное месторождение, Канада) обходится примерно в 1 миллиард долларов в год. Избавление от такого рода производства способствует снижению затрат операторов и повышению прибыльности их деятельности. Поэтому операции по отключению воды очень важны [94]. Наконец, при хорошем знании характеристик пласта и уникальных проблем месторождения можно избежать ненужной добычи воды на этапе проектирования ствола скважины.

Макроскопические неоднородности более и интуитивно понятны. Общеизвестно, что в некоторых случаях, когда операции по гидроразрыву пласта (ГРП) применялись неправильно или приводили к неудачным соединениям с донными источниками воды, проницаемость трещины (в 100-1000 раз превышающая проницаемость остальной породы) приводила к очень быстрому прорыву воды и очень низкой добыче углеводородов в пласте. Аналогичная реакция может наблюдаться и там, где в некоторых пористых средах присутствуют слои с высокой проницаемостью. Тем не менее, их эффект заключается в том, что большая часть породы остается незащищенной [21,58-62].

Другая форма макроскопической неоднородности, которая способствует очень плохому соответствию — это случай, когда присутствуют некачественные операции цементирования. В таких случаях для того, чтобы произвести что-либо из скважины, должна произойти модификация профиля жидкости вблизи ствола скважины. То же самое относится и к нагнетательным скважинам. Для микромасштабных трудностей соответствия часто простые лабораторные тесты могут выявить проблемы, связанные со стратегиями эксплуатации. Например, эффективность рекуперации, связанная с заводнением, часто основана на аналогичных резервуарах или прошлом

опыте. В некоторых случаях тонкие изменения в структуре породы могут привести к значительным изменениям в развертке, связанной с блоком потока, даже если пористость остается неизменной. В литературе существует много примеров, когда проницаемость и пористость коллекторов были достаточно высоки, чтобы побудить эксплуатирующие компании к полноценным стратегиям развития только для того, чтобы обнаружить, что при реализации развертка через однородную единицу потока намного меньше, чем указывали бы средние литературные цифры [87,89].

Вода является одним из наиболее важных двигателей для добычи нефти, поскольку она помогает в управлении коллектором, мобилизации нефти и вытеснении ее в однородных породах. Именно вода обычно ассоциируется с добычей нефти на завершающих этапах разработки месторождений или из водопроявляющих горизонтов. Это также вода, добываемая при низком соотношении вода/нефть, которая поддерживает прибыльность добывающей скважины. Попытки сократить этот вид добычи воды приводят непосредственно к сокращению добычи нефти. Напротив, нежелательная добыча воды – это тот тип, который необходимо устранить и уменьшить для повышения производительности и рентабельности добывающих скважин. Операции по отклонению воды сосредоточены на устранении нежелательного производства воды. Этот вид добычи создает проблемы, отличные от тех, которые упоминались ранее: снижение добычи нефти и низкая эффективность развертки внутри пород матриц.

После обсуждения проблем, связанных с нежелательной добычей воды, важно определить причины, которые приводят к такому типу производства, чтобы иметь возможность выполнить успешную операцию отклонения воды. При заводнении целью является мобилизация нефти в матрице породы в направлении добывающих скважин и поддержание давления в пласте. Открытые трещины и высокопроницаемые слои обычно снижают эффективность операций заводнения и приводят к плохому соответствию [83,99,104].

Как уже упоминалось ранее, флюид имеет тенденцию принимать пути наименьшего сопротивления, а закачиваемая вода, в результате, идет в открытые трещины и высокопроницаемые пласты вместо матричных пород для вытеснения нефти. В некоторых случаях нагнетательная скважина оказывается связанной с добывающей скважиной через открытую трещину. Открытые объекты также могут привести к чрезмерному количеству воды, если они соединены с водоносным горизонтом. Кроме того, трещины и открытые объекты могут способствовать нежелательной добыче воды, когда они соединены с водным формированием/зонами. Газогидратные резервуары также могут быть основным источником избыточной воды продукции при диссоциации [17,54].

Еще одним распространенным источником нежелательного производства воды является пластовое водопроявление. Такая ситуация обычно возникает, когда зона добычи находится вблизи водоносного горизонта или водных пластов с большими проницаемыми связями между собой. Миграцию воды в ствол скважины можно контролировать путем снижения темпов добычи, но это не является благоприятным подходом, поскольку добыча нефти также будет сокращаться. Эта проблема также может быть решена путем закупорки забоя скважины, однако рассматривается как краткосрочное решение [55,56].

Наиболее распространенных источников нежелательной добычи воды является плохое состояние ближайшего ствола скважины. Этот вид добычи обычно может происходить в результате протечек обсадных колонн или плохих цементных работ за обсадными колоннами, которые обычно создают каналы, соединяющие нежелательные пласты/источники добычи воды за стволом скважины. Предполагается, что обсадная колонна и изоляционное цементирование за ней создают уплотнение из нежелательных слоев [82,106].

Сокращение избыточной добычи воды обычно начинается со сбора имеющихся данных о запасах и добыче. Затем используются инструменты каротажа для определения точек входа воды. Наконец, на основе полученных данных

используется подходящий и правильный метод отключения. Самая важная часть в любой операции по отклонению воды – это точная диагностика проблемы. Важно знать точку входа воды, неоднородность пород пласта, доминирующие механизмы добычи и схему ствола скважины. На самом деле вся доступная информация о скважине считается ценной, как отчеты о буровых работах, имеющиеся журналы работ и история добычи. Причина этого заключается в том, что каждая скважина будет иметь свой собственный процесс, основанный на ее свойствах, истории и неоднородности коллектора. Точнее исследование приводит к успеху в отключении воды, увеличению добычи нефти и экономии затрат на обработку воды. Фуджи К. и др. [64,79] представляют пример для понимания нежелательного производства воды в Восточной Европе. Инструменты производственного каротажа в добывающих скважинах обычно используются для определения зон добычи воды, что является важным шагом в планировании оптимизированной работы по отклонению воды. Волоконно-оптические технологии используются в настоящее время наряду с каротажными инструментами для обеспечения высокого качества данных в реальном времени, которые помогают точно идентифицировать зоны входа воды [72].

Для анализа ликвидаций водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин используется и выявлена классификация наиболее эффективных показателей применения водоизолирующего экрана, которая предложена в одной из работ Хлебникова М.Э. и Сингизова В.Х. [66].

Земцовым Ю.В. и Тимчуком А.С. «проведен сравнительный анализ технико-экономических показателей работ ОВП, выполненных в периоды 1980-1985, 1999-2001 и 2009-2011 гг. В современных условиях развития месторождений представляет интерес выявление тенденций развития различных тампонажных материалов и изоляционных механизмов для выбора наиболее эффективных методов ОВП» [16].

Зарубежный опыт борьбы с поглощениями и проявлениями представлен в статье автором Willson S.M. и др. [99] и представлен следующими технологиями тампонирования. Используются они совместно с раствором *UDM-2*, в целях борьбы с поглощением, в том числе в гипсовых – солевых формациях. Первая технология используется, если скорость поглощения цементного раствора составляет меньше 5 м³/ч. Применяется тампонажный раствор:

- заранее заготавливается тампонажный раствор в объеме 30 м³;
- тампонажный раствор прокачивается в ствол скважины, затем осуществляется один цикл циркуляции;
- при выходе тампонажного раствора останавливается работа вибросита и другое оборудование для контроля твердой фазы, далее осуществляется тампонирование во время бурения с 2-3 циклами циркуляции;
- если проблема поглощения не решается или скорость поглощения раствора увеличивается в процессе тампонирования, в тампонажный раствор должен быть добавлен более крупнозернистый материал для борьбы с поглощением. Кроме того, остановка бурения и операция закупоривания должна производиться без выхода раствора на поверхность.

Второй способ позволяет достичь эффекта блокирования путем многократного прокачивания жидкости под давлением. Состав тампонажного раствора: 2-3% *KGD-1*, 8-10% *KGD-2*, 2-4% *SQD-98* (мелкий), 2-3% *SQD-98* (средний), 3-5% скорлупы грецкого ореха (мелкий), 3-5% скорлупы грецкого ореха (средний), 2-4% скорлупы грецкого ореха (крупный).

Процесс тампонирования осуществляется в следующей последовательности:

- заранее заготавливается тампонажный раствор в объеме 30-40 м³;
- долото должно быть поднято в верхнюю часть зоны поглощения или до башмака обсадной колонны, затем с помощью бурового насоса тампонажный раствор закачивается в естественные трещины или пустоты. Когда тампонажный раствор достигнет долота необходимо поднять инструмент в безопасное положение

выше уровня закачанного раствора. Превентор должен быть закрыт, раствор прокачивается под давлением с малой подачей насоса;

- устьевое давление контролируется в зависимости от внутрискважинных условий, при падении давления на некоторую величину должен быть снова закачан тампонажный раствор. Операция тампонирования повторяется до тех пор, пока устьевое давление не будет относительно стабильным.

Третий способ основан на применении тампонажного раствора с составом, образующим гель. Состав: 500-650 кг воды, 0,5-1 кг *BARAZAND*, 60-120 кг *DUO-SQUEEZE*, 30-50 кг *KGD-1*, 40-60 кг *KGD-2*, 25-40 кг скорлупы грецкого ореха [19].

Последовательность операций:

- долото поднимается до башмака обсадной колонны и закачивается тампонажный раствор в поглощающие формации при постоянном числе ходов насоса в минуту. Порция тампонажного раствора закачивается вместе с 1 м³ дизельной буферной жидкости; бурильный инструмент поднимается в безопасное положение над уровнем закачанной жидкости;

- после закрытия скважины тампонажный раствор постепенно прокачивается под давлением в поглощающем интервале с малой подачей насоса. Устьевое давление контролируется в соответствии с внутрискважинными условиями, тампонажный раствор должен быть снова прокачен в проявляющем интервале после падения давления на некоторую величину. Операция тампонирования повторяется до тех пор, пока устьевое давление не будет относительно стабильным и не изменяется в течение 4-6 часов для формирования эффективного прочного изоляционного прослоя.

За рубежом для закупоривания пустот в горных породах прибегают к применению пенных систем. Однако в условиях с высокой концентрацией соли и при высокой температуре снижается длительность существования такой системы. В связи с этим авторами Таһа А. и Амані М. [96] предлагается использовать сочетание гелевой системы и системы пены. Первая включает в себя 3 реагента: акриламид,

N-N метиленбисакриламид, трет-Бутилгидропероксид. Система пены состоит из двух видов реагентов: чувствительные к соли быстро сшивающиеся полимеры и вспенивающий агент тетрадецилгидроксисульфобетаин. Чувствительный к соли быстро сшивающийся полимер при контакте с дивалентными ионами (Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.) в растворе способен быстро образовывать гидрогели для затвердевания и формирования «квазиотвержденной системы пены».

В лабораторных испытаниях данный закупоривающий агент оказался устойчивым при воздействии в течение 3 дней высокой температурой 130°C и высокой минерализацией $2,2 \cdot 10^5$ мг/л, при этом проницаемость снизилась на 98% [95].

Затрубная цементная оболочка между обсадными колоннами является важным элементом барьера скважины для обеспечения зональной изоляции и предотвращения перекрестного течения пластовых флюидов. Понимание геометрии путей миграции и того, как углеводороды и обрабатывающие материалы текут по таким путям, важно для диагностики и обработки негерметичного затрубного пространства. Авторами [96] исследуются фильтрационные свойства газа и жидкости через два цементированных кольцевых сэндвич-участка, извлеченных из верхней вертикальной части добывающей скважины в Северном море во время постоянной заброшенной операции. Изучение физико-механических свойств этих участков может дать уникальные представления о герметизирующих свойствах затрубного цемента, подвергшегося воздействию скважинных условий и более чем тридцатилетней эксплуатации.

Каждая из сэндвич-секций имеет длину почти в стык и состоит из 9 5/8-дюймового корпуса внутри 13 3/8-дюймового корпуса, который первоначально был зацементирован бычьим цементным раствором вниз по кольцевому пространству. Одна из секций содержит верхнюю часть цемента, в то время как другая находится примерно на 140 метров ниже верхней части цемента. Была проведена серия экспериментов по просачиванию, чтобы лучше понять изменения

герметизирующего потенциала вдоль сборки, включая осевшие твердые частицы над верхней частью цемента [96].

Визуальный осмотр затрубного цемента на нижнем и верхнем концах секции показывает полное цементное покрытие вокруг эксцентрикового внутреннего корпуса. Наблюдаются также незначительные локальные дефекты в виде карманов жидкости, захваченной затвердевшим цементом, предположительно возникшие в результате первоначальной операции цементирования. Было обнаружено, что осевшие твердые частицы над верхним слоем цемента первоначально действуют как эффективный барьер против миграции жидкости, но необратимо разрушаются после воздействия более высоких испытательных давлений. Скорость просачивания через цементированную секцию согласуется с предыдущими измерениями в полномасштабных испытательных узлах кольцевого пространства [73-75].

Эксперименты по просачиванию газа и жидкости, проведенные на извлеченном участке, улучшают наше понимание качества скважинного цемента вблизи верхней части цемента, включая возможный герметизирующий потенциал материала над верхней частью цемента. Сравнение каротажа цемента из скважины с измерениями просачивания помогает коррелировать отклик каротажа и потенциал просачивания затрубного цемента, что может принести пользу как проекту рекультивации, так и будущим операциям по заброске.

1.1.1 Анализ систем и их возможности применения для изоляции водопроявляющих пластов при бурении скважин без остановки процесса бурения

«Практика комплексного механизма водоизоляционных работ подтверждается эффективностью. Наиболее вероятно, что комплексные технологии ограничения водопритоков (ОВП) будут развиваться и дальше в ближайшем будущем. Основными задачами в данном направлении являются удешевление применяемых реагентов и составов и повышение их селективной способности» [30].

К общим требованиям составов для временной изоляции пластов является:

«1. Состав для блокирования должен быть химически инертен к горным породам, совместим с подземными водами и должен исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами.

2. Фильтрат блокирующей смеси должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой воды.

3. Состав должен обладать тиксотропными свойствами – иметь небольшое сопротивление при движении в бурильных трубах и затрубном пространстве и большое — при движении в проницаемых горных породах.

4. Блокирующая жидкость должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год.

5. Состав для изоляции должен быть термостабильным при высоких температурах и морозоустойчивым в зимних условиях.

6. Блокирующая жидкость должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

7. Блокирующий состав должен быть технологичным в приготовлении и использовании.

8. Технологические свойства жидкости для блокирования водопроявляющих пластов в процессе бурения должны регулироваться.

9. На месторождениях с наличием сероводорода растворы должны иметь в своем составе нейтрализатор сероводорода.

10. Структура пены должна быть стабильной и обладать свойствами длительного блокирования водопроявляющего пласта и не разрушаться под воздействием потока бурового раствора» [13].

Отмеченные выше требования, а именно пластовые воды весьма существенно влияют на качественные и количественные показатели работ при углублении ствола,

креплении и цементировании нефтяных и газовых скважин. Пластовые воды – постоянные спутники нефтегазовых месторождений. Они играют важную роль в поисках, формировании и разработке залежей.

Вода различается по наличию растворенных в ней примесей и солей. По температуре воды делятся на холодные, теплые, горячие и очень горячие. Температура воды существенно влияет на количество содержащихся в ней солей и газов. По положению относительно нефтегазоносных горизонтов пластовую воду относят к краевой, подошвенной воде; она бывает верхней, нижней, погребенной (реликтовой), находящейся непосредственно в нефтяном пласте и остающейся неподвижной при движении нефти. Солевой состав вод в нефтяном пласте неодинаков для всех частей структуры [32,33].

При изучении пластовых вод для характеристики их свойств принято определять общую минерализацию воды и ее жесткость, содержание главных шести ионов, рН, плотность, запах, вкус, прозрачность, поверхностное натяжение, а также проводить анализ растворенных газов – бактериологический или микробиологический. Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³ в концентрированных рассолах [39].

Общая минерализация воды выражается суммой содержащихся в ней химических элементов, их соединений и газов [6,17,65]. Ее оценивают по сухому (или плотному) остатку, который получается после выпаривания воды при температуре 105–110°C. По размеру сухого остатка воды разделяются на:

- пресные (содержание солей <1 г/л);
- слабосоленоватые (1–5 г/л);
- соленоватые (5–10 г/л);
- соленые (10–50 г/л);
- рассолы (>50 г/л).

Для подземных вод нефтегазовых месторождений характерно повышенное содержание йода, брома, бора, аммония и вблизи нефтяной залежи – нафтеновых кислот. По их химическому составу это обычно хлоридно-кальциево-натриевые рассолы с общей минерализацией 50 г/л и выше. Воды нефтяных месторождений бывают кислые и щелочные гидрокарбонатно-натриевого и иногда хлоридно-сульфатно-натриевого состава.

В работе рассмотрено Ватинское месторождение, которое расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области.

«Юрский гидрогеологический комплекс включает проницаемые горизонты трещиноватой и кавернозной поверхности фундамента и его коры выветривания и водоносные горизонты в отложениях юры (васюганской тюменской свит). Воды этого комплекса хлоридамагниевого типа; $pH=6,5-7,7$.

Неокомский гидрогеологический комплекс включает прослой ачимовской толщи, а также пласты групп АВ и БВ, входящих в состав верхней части мегионской, вартовской, нижней части алымских свит. Минерализация изменяется от 5,8 в низах до 26,3 г/л, плотность 1010 кг/м³. Воды хлоркальциевого типа с высоким содержанием ионов натрия и хлора. Солевой состав представлен практически только хлоридом, содержание железа не превышает 4,2 г/л; $pH=6,8-7,0$ » [53].

Таким образом, разработка состава для временной изоляции проницаемых водоносных пластов, который позволяет минимизировать движение жидкости в системе «скважина-пласт» и загрязнение призабойной зоны пласта, а также технологии применения вязкоупругих систем (ВУС), является актуальной задачей, а полученный состав требует комплексного исследования.

В таблице 1.1 представлены существующие растворы для блокирования призабойной зоны пласта (ПЗП) на углеводородной основе.

Таблица 1.1 – Растворы для блокирования ПЗП

Где/кем разработан	Компонентный состав	Параметры	Характеризующие свойства
Патент РФ № 484300 [50]	смесь конденсата и ССБ в соотношении 3:1; водный раствор сульфит-спиртовой барды 38% (25-50) резиновая крошка 0,2-0,5%	плотность 0,9-0,95 г/см ³ СНС-80 Па·с	Высокое значение статического напряжения сдвига.
Патент РФ № 2255209 [48]	углеводородная основа 41-72 ациклическая кислота 6-14 каустическая сода 4-13 минеральный наполнитель-остальное	плотность эмульсии 1,02 - г/см ³	Недостаточно высокая эффективность применения на месторождениях с высокопроницаемыми продуктивными пластами.
Патент РФ № 2196164[47]	газоконденсат (5-75%); ССБ конц. 38% (25-50%); резиновая крошка (0,25-0,5%)	Плотность-1,030 г/см ³ , вязкость -42с, СНС _{1/10} -2/3 дПа, ДНС-37,5 дПа, пластическая вязкость -129,5 мПа·с	Необратимое закупоривание порового пространства продуктивного пласта
Патент РФ № 2309177 [49]	КМЦ (1,5-2,0%), хлорид магния (12-18%), гидроксид натрия (10-16%), вода - остальное дополнительно сверх 100%: микросферы (25-40%), мел (3-5%)	Плотность-1300 г/см ³ , вязкость -60 с, фильтрация - 6 см ³ , стабильность -10 мин	Обеспечение блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости (так называемых «суперколлекторов») и трещин

В таблице 1.2 представлены пенообразующие составы, разработанные для глушения скважин в условиях АНПД и АВПД, которые могут быть успешно применены для временного блокирования призабойной зоны и ограничения водопритокков в скважину [59-62].

Также для блокирования зон высокой проницаемости необходимо применение кольматанта, размеры которого зависят от размера пор пласта. Наиболее подходящие для этой цели – карбонат кальция крупной фракции или микросферы (стеклянные, алюмосиликатные или керамические) [23,29,51].

Для более эффективного применения разрабатываемой вязкоупругой системы важным параметром является минерализация вод. Минерализация вод того или

иногое месторождения влияет на сохранения первоначальных свойств закаченного раствора, для наименьшего взаимодействия с водой.

Таблица 1.2 – Пенообразующие составы для блокирования пласта и ограничения водопритоков

Где/кем разработан	Компонентный состав	Характеризующие свойства
Патент РФ № 1175951 [43]	лигнин 8,0-15,0 щелочь-0,3-5,0 КМЦ-0,2-0,6 ПАВ-0,01-0,15 нефтепродукт-1,0-5,0 этилендиамин-0,05-1,5 вода – остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ.
Патент РФ № 1208192 [44]	сульфонол или ОП-10 - 1-3 бентонит - 1-3 ПАА-0,5-0,7 КССБ-4–5-8 пресная вода – остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ, значительные затраты времени на освоение скважины.
Патент РФ № 2183735 [45]	ПАВ-0,5 хлористый калий-5,0 гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал-3,0-4,0 конденсированная ССБ-0,5-1,0 мел-3,0 вода-остальное	Недостаточная эффективность глушения. Образуется пена с низкой кратностью.
Патент РФ № 2187533 [46]	пенообразователь-0,8-1,8 крахмал модифицированный-5,0-7,0 сульфацелл-0,18-0,3 мел технический-3,0-4,0 алюмохлорид-1,1-1,4 сода кальцинированная 0,6-0,8 пресная вода - остальное	Низкая эффективность глушения.

Авторами работ [34,35,63] проведены исследования по изучению кратности и кинетики разрушения газожидкостных смесей (ГЖС), которые говорят о том, что применение ГЖС для изоляции водоносных горизонтов может быть рациональным, поскольку взаимодействие с пластовыми водами приведет к повышению кратности пены, а следовательно, и снижению её текучести.

Водоносные горизонты могут находиться в непосредственной близости с продуктивными пластами. Ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) происходит из-за отрицательного влияния технологических жидкостей,

используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В данном случае актуальным является применение блокирующих составов, позволяющих сохранить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород – коллекторов ПЗП и предотвратить прорыв вод в продуктивные интервалы, а также сохранить структуру трещин в процессе циркуляции по кольцевому пространству колонны бурового раствора [25,26,28].

В соответствии с рекомендациями по компонентному составу в лабораторных условиях приготовлены смеси, с которыми проведены экспериментальные исследования. На основе исследований были сделаны выводы: ввод в пенообразующую жидкость солей натрия и калия положительно влияет на пенообразование, с точки зрения кратности получаемых трехфазных пен, однако для получения более полной картины о влиянии минерализации пластовых вод, необходимо провести комплекс исследований для растворов большей минерализации, а также исследование влияния других солей, входящих в состав пластовых вод. Эффективным наполнителем для стабилизации состава является молотый карбонат кальция, который при кислотной обработке успешно растворяется.

Наиболее успешными жидкостями блокирования являются жидкости с низким показателем динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях и с высоким в призабойной зоне пласта, что позволяет снизить вероятность проникновения жидкости глушения в продуктивный горизонт и ухудшить его фильтрационно-емкостные свойства. Высокие значения динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях снижает КПД и эффективность закачивающего насоса [84,92,93].

Неэффективное блокирование пласта трехфазными пенами часто обуславливается их компонентным составом, который позволяет получить пену с невысокими структурно-механическими свойствами, не обеспечивающими возможность выдерживать высокие перепады давления, так, например, перепад

давления более 6 МПа вызывает быстрое разрушение пены из-за слабых сил сцепления между отдельными молекулами адсорбционного слоя. Кроме того, присутствие твердой фазы (чаще всего – глинистых частиц) способствует загрязнению призабойной зоны пласта. Тем не менее, применение пен является эффективным в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), где нет необходимости создания высоких перепадов давления [24,36,37].

1.2 Анализ технологий, используемых для ликвидаций водопроявлений при строительстве и эксплуатации скважин

Приток воды может происходить через несколько механизмов и подходить с нескольких направлений; точная диагностическая информация важна для проектирования успешных отключений и эффективных результатов. Чтобы смягчить эту ситуацию, управление водными ресурсами имеет решающее значение. Один из вариантов - изолировать зону добычи воды с помощью технологии безремонтного отключения воды, которая менее затратна, чем использование буровых установок для проведения ремонтных работ.

В работе [72] Bailey В. представлены примеры пяти горизонтальных скважин, пробуренных в карбонатных пластах и добывающих избыточную воду; три из них были завершены в открытом стволе и две обсажены. Инструмент многофазного производственного каротажа (МПК), оснащенный пятью миниатюрными блеснами для измерения фазовой скорости и шестью электрическими и шестью оптическими зондами для получения данных о задержке, давал важные диагностические данные для принятия решений о корректирующих действиях. Используя данные инструмента, оператор точно определял входы воды и выполнял операции отключения на основе источника входов и профилей расхода воды. Последующие результаты эксплуатационных испытаний показали, что во всех скважинах было снижено обводнение. Показаны примеры завершения открытых и обсаженных скважин с использованием ряда различных методов отсечки. Кроме того, во многих скважинах была значительно увеличена добыча нефти. Эти результаты показывают,

что точная диагностическая информация и комплексный подход являются ключом к успешному отключению воды без буровых установок.

Авторами [90] рассмотрено практическое применение устройства регулирования притока для снижения водоотдачи. В горизонтальную скважину скорость притока может изменяться по длине заканчивания из-за потерь давления на трение или неоднородности пласта. Эти изменения снижают эффективность очистки масла и конечную рекуперацию. В связи с этим необходимо управлять потоком жидкости через пласт, чтобы максимизировать добычу нефти вдоль горизонтальных скважин. Одним из все более популярных подходов является использование устройств контроля притока (ИКД), которые задерживают прорыв воды и газа в скважину. Устройства регулирования притока уравнивают приток, идущий из пласта к стволу скважины, вводя дополнительный перепад давления. В работе представлены математические модели, используемые для реализации МКБ в *ECLIPSE*. Был проиллюстрирован случай использования гетерогенного резервуара, аналогичного Троллю на шельфе Норвегии. Результат моделирования показывает, что МКБ может задержать прорыв воды на 262 дня, а сокращение воды после 3000 дней сократится на 11%. Пробой газа также был снижен примерно на 51% с помощью МКБ.

«Наиболее широкое применение на территории России нашли потокорегулирующие технологии, условно разделенные на следующие группы:

1. Технологии, основанные на использовании дисперсных систем, таких как полимердисперсные системы и их модификации, волокнисто-дисперсных систем, систем на основе карбоксиметилцеллюлозы и бентонитовой глины, коллоидно-дисперсных систем, щелочных полимерсuspензионных композиций, полимерных суспензий, эмульсионных, пенных систем и др.

2. Технологии, для реализации которых применяются полимерные растворы, гелеобразующие и вязкоупругие составы, такие как оксиэтилцеллюлоза, растворы метилцеллюлозы и их модификации, смолы, гелеобразующие составы, вязкоупругие

составы, сшитые полимерные системы (СПС) и их модификации, силикатнополимерные гели и др.

3. Технологии на базе использования осадкообразующих составов и компонентов, к которым можно отнести растворы жидкого стекла, щелочи, композиции алюмохлорида и др.

4. Технологии, основанные на микробиологическом воздействии на пласт» [57].

Операции по отклонению воды могут быть выполнены несколькими химическими обработками [31,38-42]. Химические растворы приводят к лучшему соответствию в резервуаре, а также блокируют нежелательные зоны добычи воды. Идея состоит в том, чтобы иметь возможность закрыть пути наименьшего сопротивления перед водой, уменьшить их проницаемость, чтобы предотвратить попадание воды в ствол скважины через них. Кроме того, они помогают воде мобилизоваться и вытеснить нефть из продуктивного пласта. Другими словами, цель состоит в том, чтобы блокировать открытые объекты и каналы с высокой проницаемостью, чтобы заставить воду идти по более трудному пути для выталкивания нефти из матричных пород, что приводит к более высокой общей экономической отдаче, чем добыча нефти из трещин. Фактически индуцированное повреждение пласта может быть использовано в качестве эффективного решения для контроля нежелательной добычи воды. Результаты химических растворов могут быть достигнуты за пару месяцев-лет, в зависимости от природы резервуара и свойств закачиваемых химикатов. Основное преимущество химических операций по отклонению воды перед механическими операциями заключается в том, что они решают проблему нежелательного производства воды вместо того, чтобы прятать ее под пробкой, пакером или патчем для труб. Вводимые химические элементы могут достигать водных объектов в резервуаре и снижать проницаемость, что приводит к их полному закрытию. Они также обладают свободой перемещения между слоями и объектам, что помогает достичь больших размеров и полностью закрыть их.

Другое применение химического впрыска заключается в увеличении вязкости вводимой жидкости, что приводит к лучшей эффективности очистки и в конечном итоге снижает производство нежелательной воды. Успех операций закачки химических веществ зависит от уровня знаний пласта и его характеристик, химических свойств и точного размещения закачиваемых химических веществ. Например, эффективность водоотталкивающих средств сильно зависит от свойств пласта и должна быть совместна с температурой пласта и минерализацией воды для достижения эффективного водоблокирования [76-78,80-82].

Гелевые процедуры могут полностью заблокировать слои, поэтому они считаются агрессивными и повышают риски по операциям контроля. С другой стороны, закачка полимерного геля считается относительно дешевым, чем другие операции по повышению добычи нефти.

Операции инъекции геля делятся на три основных этапа: моделирование, проектирование и выполнение [100].

Одним из наиболее известных механических решений для проведения работ по перекрытию изоляции воды внутри ствола скважины является установка пакеров и заглушек. Они успешно устраняют добычу из нежелательных водопроявляющих зон. Обычно они используются нефтяниками для повышения производительности скважин и перекрытия избыточной добычи воды. Это оборудование известно своей экономичностью и надежностью в достижении изоляции, так как оно может быть установлено без подъема эксплуатационных труб и без помощи буровой установки. Они могут быть установлены с помощью насосно-компрессорных труб (НКТ), которые могут быть поданы через ствол скважины. Кроме того, результаты могут быть достигнуты относительно быстро, в течение нескольких часов или дней, в отличие от химических инъекционных растворов. Проще говоря, концепция пакеров и заглушек представляет собой элемент малого диаметра, в основном резиновый, который может расширить скважину на большие диаметры, создавая уплотнение и изолируя скважину от нежелательных особенностей или зон.

Существуют различные типы пакеров и заглушек с различными свойствами и методами установки. Некоторые элементы расширяются, взаимодействуя с определенными типами жидкостей (нефть, вода или газоконденсат), которые известны, как «набухающие пакеры». Они также зависят от заранее известных свойств, таких как температура, давление и соленосность пластового флюида. Это может быть недостатком в некоторых случаях и приводит к сбою в настройке элементов. Если эти свойства не учитываются точно, это может привести к более быстрому разрушению или наоборот меньшей реакции, чем ожидалось. В худшем случае элемент может вообще не сработать. Одни пакеры и пробки надуваются путем приложения давления на элемент для расширения и уплотнения. Другие путем накачки дростиков, стальных шариков или жидкости, чтобы оказать давление на резиновый элемент и позволить ему расшириться и увеличить свой диаметр. Пакеры и заглушки могут быть использованы для изоляции нежелательной добычи воды внутри ствола скважины в некоторых случаях.

Механические решения проще в использовании и быстрее в достижении результатов [57,97,98,101]. «Потокорегулирующие технологии не должны рассматриваться лишь с точки зрения добычи дополнительной нефти. Во многом это источник восполнения промышленных ресурсов нефти за счет увеличения охвата геологических (балансовых) запасов, что немаловажно в условиях снижения объемов разведки и открытия залежей в основном с трудноизвлекаемыми запасами. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет потокорегулирующих технологий, лишь доля прироста промышленных запасов. По утверждению специалистов, прирост промышленных запасов только на 5% равносителен открытию нового месторождения. Особое значение это приобретает в условиях высокой обустроенности старых площадей и наличия на них развитой инфраструктуры» [8-10].

Как ранее было отмечено, «блокирующие составы должны быть адаптированы к пластовым условиям и обладать хорошими адгезионными свойствами,

повышенной вязкостью (вязкоупругими свойствами), тампонирующей способностью при возможно малых объемах закачки и регулируемым временем разрушения. Временно блокирующие составы, используемые на промыслах, можно условно разделить на следующие группы: органические и неорганические композиции либо их сочетание» [15].

1.2.1 Системы бурения с регулируемым давлением

Для решения задачи диссертационного исследования необходимо рассмотреть технологии ограничения водопритоков на этапе строительства скважины.

Например, для бурения водопроявляющих интервалов, а также вскрытия продуктивных пластов в настоящее время наиболее часто используют системы бурения с регулируемым давлением (БРД).

«Использование системы БРД позволяет:

- производить контроль давления в скважине в процессе бурения (вскрытие продуктивных пластов на давлении, находящимся в равновесии с пластовым), наращивания и СПО;
- осуществлять оперативное обнаружение и предупреждение газонефтеводопроявления (ГНВП);
- уменьшить пульсацию/скачки давления, а также способствует минимизации рисков возникновения поглощений бурового раствора.

В комплект оборудования системы БРД входит:

- роторный устьевой герметизатор (РУГ);
- блок управления;
- автоматический дроссельный манифольд;
- расходомер Кориолиса;
- насос (для создания противодавления);
- двухфазный сепаратор;
- факельная установка (газовый расходомер).

Основным оборудованием системы БРД, осуществляющими герметизацию устья скважины в процессе бурения (СПО) и позволяющими производить контроль за параметрами противодавления, являются РУГ и автоматический дроссельный манифольд» [3]. Схема обвязки оборудования системы БРД представлена на рисунке 1.1.

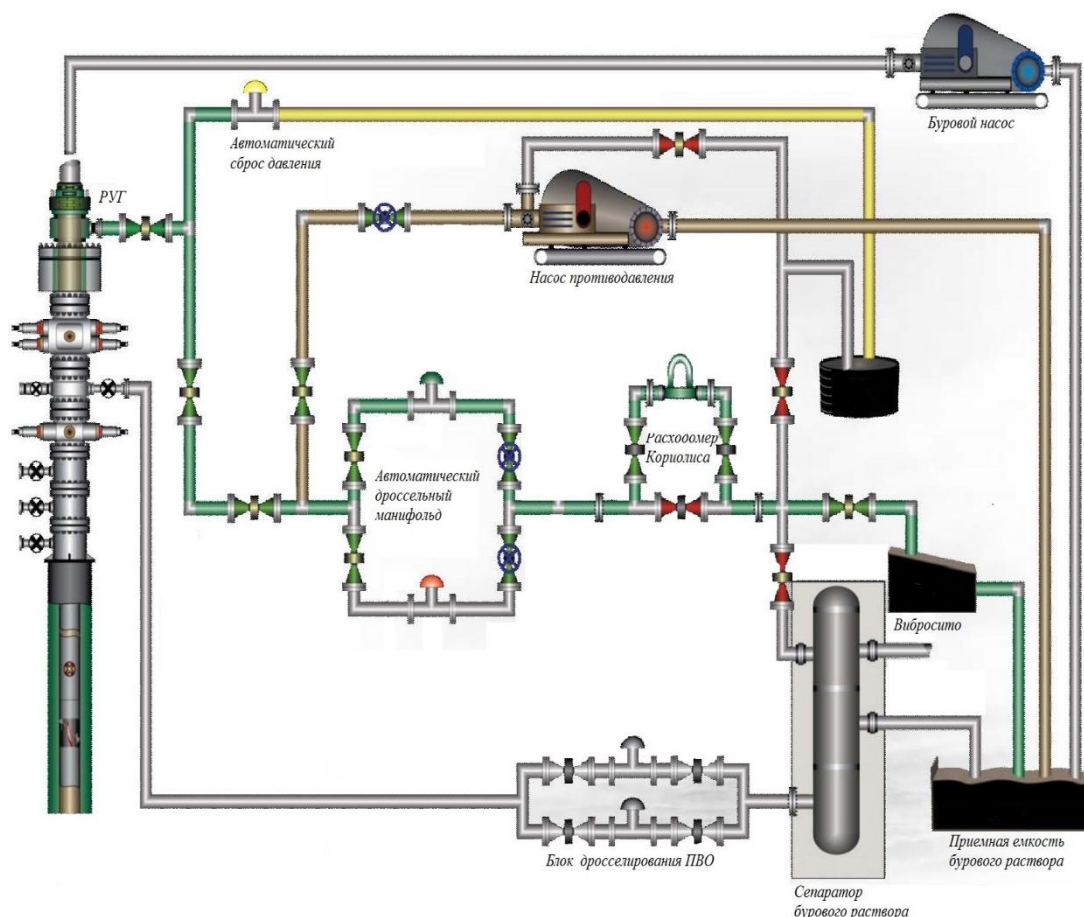


Рисунок 1.1 – Схема обвязки оборудования системы БРД

Следует отметить ограничения в системе манифольда и блока контроля. Использование ВУС в данной системе может привести к полной потере контроля за проявлением в результате нарушения циркуляции в системе [17].

«Известно устройство компании *DSI (A Schoeller-Bleckmann Company)* – Циркуляционный переводник *PBL*. Основными областями применения устройства является борьба с поглощениями промывочной жидкости, а также повышение качества очистки ствола скважины. Устройство содержит циркуляционный клапан,

который позволяет многократно переключать поток жидкости из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное, минуя все элементы компоновки низа бурильной колонны (КНБК), находящиеся в компоновке ниже *PBL*. Конструкция *PBL* позволяет производить вышесказанные операции, отсекая забойный двигатель (и телеметрическую систему) от потока промывочной жидкости» [27].

Однако использование данной технологии не обеспечивает регулирования давления в кольцевом пространстве.

1.3 Выводы к главе 1

1. Существующие схемы регулирования давления не позволяют отсечь только необходимый интервал. Давление по всей скважине негативно сказывается на вышележащих пластах относительно давления создаваемого на призабойную зону исследуемого интервала. Временная изоляция проницаемых водоносных пластов – технологически необходимая операция, которая значительно осложняется при АНПД и АВПД.

2. В результате теоретических исследований установлено, что для предупреждения образования каналов фильтрации за счет миграции флюида из скважины при затвердевании цемента, а также сохранения крепи в процессе ее эксплуатации является целесообразной разработка технологии ограничения водопритока усовершенствованными составами ВУС без остановки процесса углубления забоя, основанная на регулировании скорости потока бурового раствора и изоляционной пачки в кольцевом пространстве с учетом ее реологических и физико-механических свойств.

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ И МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОЙСТВ ВУС ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ПЛАСТОВ

2.1 Материалы и химические реагенты для проведения экспериментальных исследований

На основании выполненного обзора и проведенного анализа существующих составов и методов ограничения водопритокков и в зависимости от механизма изоляции и природы применяемого изоляционного материала можно заключить, что наибольшее распространение получили методы, связанные с закачкой в пласт органических соединений и полимеров, позволяющих получить блокирующую пробку, обладающую высокими адгезионными характеристиками к породе и гидрофобной активностью.

С учетом геолого-промысловых характеристик нефтяных и газовых месторождений водоизолирующие композиции должны обладать:

- проникающей способностью в проявляющий горизонт, для создания экрана блокирования;
- способностью сохранять свои реологические свойства в широком температурном диапазоне;
- широким диапазоном времени регулирования физико-механических свойств, в том числе структурообразования.

На основе требований к блокирующей жидкости в условиях аномальных пластовых давлений предлагается разработанный состав, который представляет собой грубодисперсную систему – суспензию твердого полиакрилата натрия в жидком растворе полиалкиленгликоля или гликоля.

Твердая фаза (полиакрилат натрия) представляет собой анионный полиэлектролит с отрицательно заряженной карбоксильной группой в основной цепи. Данное вещество является хорошим абсорбентом жидкости и способно поглощать 200 – 800 мл. воды на 1 г. собственной массы.

В качестве жидкой фазы в суспензии используется раствор полиалкиленгликоля или гликоля, растворимые в воде. Данная жидкая фаза требуется для:

- обеспечения достаточной вязкости раствора, что позволяет поддерживать твердую фракцию суспензии во взвешенном (не осаждающемся во времени) состоянии.
- обеспечения процесса полимеризации по всему объёму раствора, что приводит к однородности получаемого геля.

Полиакрилат натрия (также называемый акриловым полимером натриевой соли) – твердое гранулированное вещество без запаха. Химический полимер, состоящий из одной молекулы кислорода, одной молекулы оксида натрия, углеродного основания и 3-х молекул водорода. Он состоит из множества цепочек акрилатных соединений, обладающих положительным зарядом аниона. Это свойство привлекает молекулы на водной основе, которые соединяются с ним, что делает полиакрилат сверхабсорбирующим соединением.

«Гликоли – органическое соединение с двумя гидроксильными группами ОН. Альтернативное название – двухатомные спирты или диолы. Общая формула вещества – $C_nH_{2n}(OH)_2$. Простейший представитель класса двухатомных спиртов – этиленгликоль, молекула которого имеет структурную формулу $HO-CH_2-CH_2-OH$.

Впервые гликоль был синтезирован сложным методом учеными Уильямсом и Берло. Результатом их исследований стало появление двухатомных спиртов с высокими эксплуатационными характеристиками. В промышленности применяются жидкости с высокой температурой кипения и низкой температурой кристаллизации. С момента своего открытия гликоль широко используется в системах охлаждения двигателей внутреннего сгорания, холодильных установках и устройствах климат-контроля» [2,90].

В исследованиях представлены смесь полимера «SPMI-7» с дистиллированной водой; смесь полимера «SPMI-7» с раствором NaCl (концентрация NaCl в воде –

3,16 г на 100 г); смесь полимера «SPMI-7» с насыщенным раствором NaCl (Концентрация NaCl в воде – 31,6 г на 100 г).

Объекты исследования:

1. Смесь ВУС «SPMI-7» с технической водой (концентрация 0,625%).
2. Смесь ВУС «SPMI-7» с технической водой (концентрация 1,25%).
3. Смесь ВУС «SPMI-7» с технической водой (концентрация 2,5%).
4. Смесь ВУС «SPMI-7» с технической водой (концентрация 5%).
5. Смесь ВУС «SPMI-7» с буровым раствором (концентрация 1,25%).

В таблице 2.1 представлена рецептура бурового раствора, применяемая на скважинах.

Таблица 2.1 – Рецептура бурового раствора

Тип бурового раствора – Полимерглинистый		
Наименование хим. реагентов и материалов	Нормативные документы на изготовление	Концентрация кг/м ³
Техническая вода		98,0
Бентонитовый глинопорошок ПБМБ	ТУ 39-0147001-105-93	30
Сода кальцинированная	ГОСТ 5100-85	2
Сода каустическая	ГОСТ Р 55064-2012	1
Ксантановая смола	ТУ 2458-025-97457491-2007	3
ПАЦ-В	ТУ 2231-033-97457491-2010	2
Неонол АФ 9-10 (ПолиПав)	ТУ 2483-077-05766801-98 (ТУ 2458-067-97457491-2012)	4
Смазывающая добавка Микан-40	ТУ 5725-005-97457491-2007	5
Бактерицид ЛПЭ-11	ТУ 2458-039-00209295-02	1
Пенегаситель (Полидефом)	ТУ 2637-023-97457491-2010	2

2.2 Оборудование для оценки структурно-реологических свойств и технологических параметров ВУС

2.2.1 Оборудование и материалы для проведения экспериментальных исследований по определению технологических параметров ВУС

Определение плотности блокирующих составов проводится на приборе – весы рычажные – FANN 140.

Для измерения динамической вязкости используется ротационный вискозиметр. Исследования проводятся при различных скоростях сдвига испытуемой системы. Ротационный вискозиметр *OFITE* модель 1100 (рисунок 2.1) является полностью автоматизированной системой и позволяет в наших исследованиях определить реологические свойства ВУС в динамическом режиме течения при сохранении скважинных условий давления и температуры [91].



Рисунок 2.1 – Прибор *OFITE Model 1100 Pressurized Viscometer*

Параметры вискозиметра *OFITE* 1100 приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические параметры вискозиметра *OFITE* 1100

Диапазон измерений динамической вязкости	150 - 450.10 ⁶
Пределы допускаемой приведенной погрешности вискозиметра	±1.5
Диапазон скоростей вращения двигателя	0.01 - 600 об/мин
Максимальная температура термостатирования	260 °C
Максимальное давление	6895 кПа

Для дополнительных исследований применялся Вискозиметр Брукфильда ротационный *DV2T* (рисунок 2.2), применяемый для определения динамической вязкости жидкостей в условиях лабораторий.



Рисунок 2.2 – Вискозиметр Брукфильда DV2T

В таблице 2.3 представлены технические характеристики вискозиметра Брукфильда.

Таблица 2.3 – Характеристики вискозиметра Брукфильда

Параметр	Значение
Диапазон измерений вязкости, мПа·с:	от 1 до 800 000 000
Диапазон скоростей вращения	200 ступеней в диапазоне от 0,1 до 200 об/мин
Предел повторяемости результата измерений вязкости, % не более	0,5

Определение **условной вязкости** осуществляется на вискозиметре Марша, который состоит из мерной кружки, сетки и воронки.

Реологические исследования по определению **пластической вязкости** блокирующих составов проводятся с использованием ротационного вискозиметра фирмы *Fann 35SA (FANN)* (рисунок 2.3). Определение статического напряжения сдвига (СНС) производится на ротационном вискозиметре фирмы *Fann 35* согласно ГОСТ 33213-2014 «Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе» [12].



Рисунок 2.3 – Ротационный вискозиметр фирмы *Fann* 35

2.2.2 Оборудование и материалы для проведения экспериментальных исследований структурных свойств ВУС

«Проведение экспериментов на фильтрационной установке позволяют наиболее реально оценить водоизолирующие, отклоняющие и селективные свойства полимерных составов, а также дают возможность моделировать технологии внутрипластовой водоизоляции в условиях, приближенных к пластовым. Для оценки фильтрационных характеристик разработанных полимерных составов проводится фильтрационный эксперимент на насыпной модели, имитирующей пласт (на примере Ватинского месторождения) с целью определения проникающей и водоизоляционной способности» [4].

Эксперимент проводится на насыпной модели, подготовленной в соответствии с гранулометрическим составом пород коллекторов месторождения.

Для проведения лабораторных исследований была выбрана модель пластовой воды Ватинского нефтяного месторождения (таблицы 2.4-2.6).

Таблица 2.4 – Состав пластовой воды:

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Проницаемость, мДарси	Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: ГКН-гидрокарбонатнатриевые ХЛМ-хлормagneзиевые ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	От (верх)	До (низ)						
Q-Pз/trt	0	350	Поровый	1,000	450,0	0,12-1,0	ГКНМ	Да
K ₂ +K ₁ /pkr	950	1650	Поровый	1,010	300,0-500,0	18,0-25,1	ХЛК	Нет

Таблица 2.5– Химический состав пластовой воды

Химический состав воды, мг/л					
анионы			катионы		
Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺
-	-	-	-	-	-
329,9	-	3,0	291,1	10,0	31,99

Таблица 2.6– Модель пластовой воды, имеет следующие характеристики

Показатель	Значение
Водородный показатель	5-8 pH
Жесткость	0,6 г/л
Хлорид – ион	1 г/л
Гидрокарбонаты	0,45 г/л

2.2.3 Методика проведения фильтрационных исследований

Насыщение образца керна минерализованной водой осуществляется посредством прибора MS-535 (*Coretest Systems Corporation*) с соблюдением определенных термобарических условий.

Подготовленные образцы керна под вакуумом насыщаются моделью пластовой воды и помещаются в кернодержатель (рисунок 2.4) фильтрационной установки FDES-645 (*Coretest Systems Corporation Inc.*) (рисунок 2.5), где создаются термобарические условия, максимально приближенные к пластовым (T=56°C,

$P_{пл}=25,6$ МПа). Определяется исходная проницаемость керна по воздуху, после насыщения моделью пластовой водой и продувки. Далее на расходе $1 \text{ см}^3/\text{мин}$ закачивается ВУС «SPMI-7» в количестве двух поровых объемов, после чего раствор выдерживается в керне при термобарических условиях на протяжении одного часа. По истечению времени выдержки, производится замер проницаемости керна по воздуху после воздействия ВУС «SPMI-7».

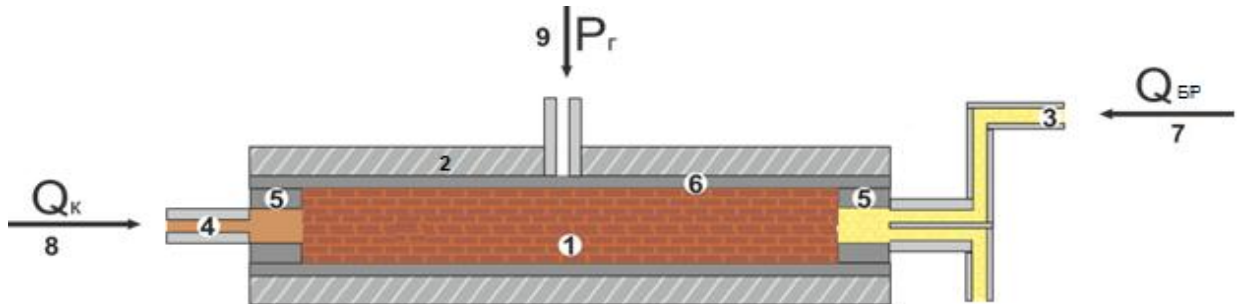


Рисунок 2.4 – Схема кернодержателя

На рисунке 2.4: «1 – образец естественного керна; 2 – корпус кернодержателя; 3 – рабочие растворы; 4 – пластовый флюид; 5 – буферные металлические кольца; 6 – резиновая манжета для обжима керна; 7 – направление фильтрации раствора; 8 – направления фильтрации керосина; 9 – направление подачи жидкости для создания давления обжима» [15].

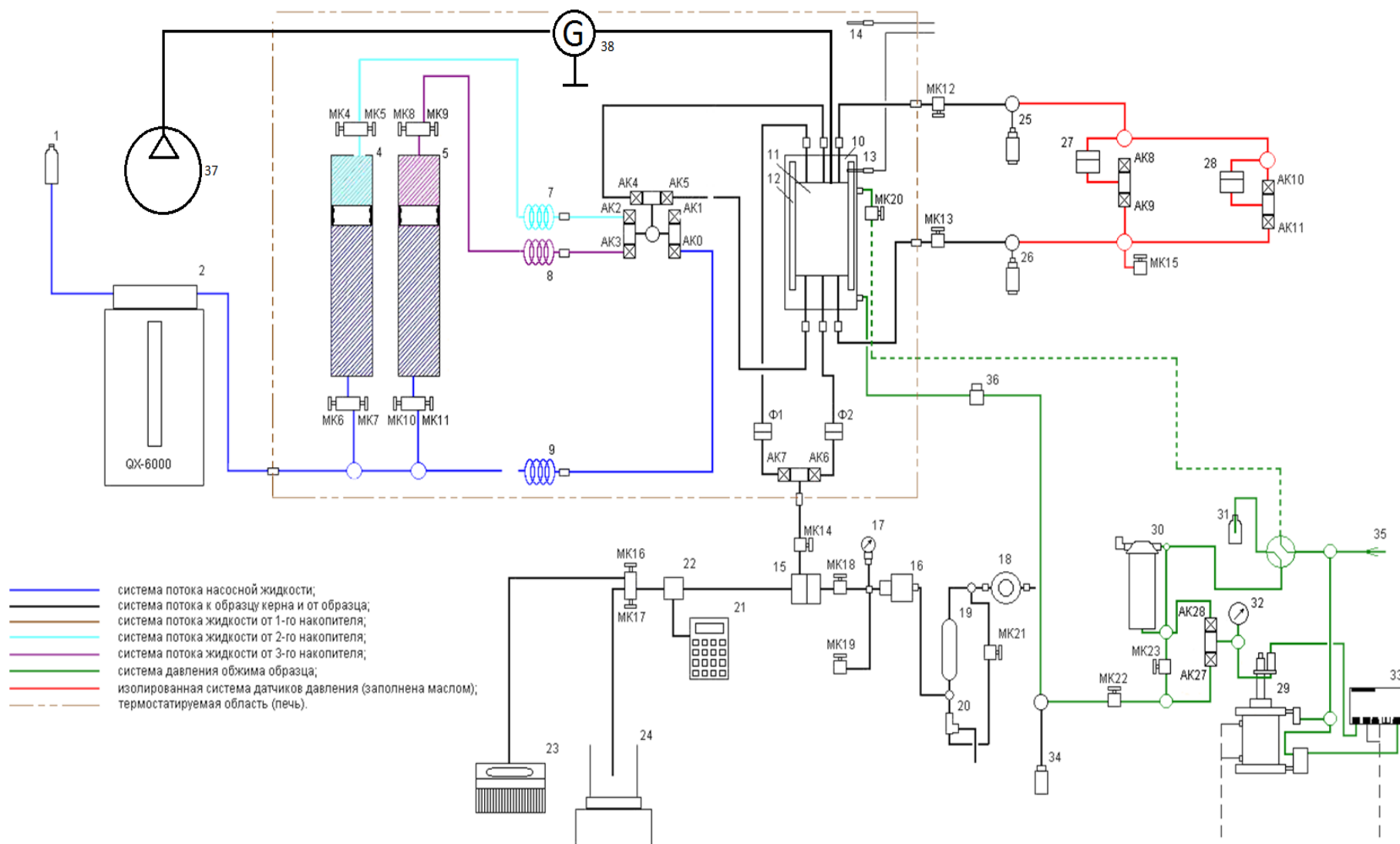


Рисунок 2.5 – Схема фильтрационной установки FDES-645 (Coretest Systems Corporation Inc.).

Проницаемость образца до и после взаимодействия ВУС «SPMI-7» рассчитывается по формуле Дарси (2.1):

$$k = \frac{2 \cdot \mu \cdot P_1 \cdot Q_B \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (2.1)$$

где μ – динамическая вязкость воздуха, Па·с; P_1 – абсолютное давление на входе в образец, Па; P_2 – атмосферное давление, Па; Q_B – расход воздуха, м³/с; L – длина образца, м; F – площадь сечения образца, м².

Коэффициент восстановления проницаемости (β) определяется как отношение газопроницаемости после воздействия ВСУ к исходной газопроницаемости керна (2.2):

$$\beta = \frac{k_1}{k_0} \quad (2.2)$$

где β – коэффициент восстановления проницаемости; k_1 – проницаемость по воздуху до воздействия «SPMI-7», мкм²; k_0 – проницаемость по воздуху после воздействия SPMI-7, мкм².

2.2.4 Томографические исследования насыпной модели

Прочность горных пород и их поведение в процессах деформации и разрушения определяются их минеральным составом и строением порового пространства. Влияние минерального состава сказывается на прочностных свойствах изотропных и малопористых пород: при высокой концентрации пор влияние минерального состава нивелируется в определяющее значение имеет именно пористость.

Любая горная порода характеризуется широкими вариациями размеров, формы и содержания пор, неравномерно распределенных в ее объеме, принципиальное значение имеет исследование особенностей строения.

Микротомографические исследования позволяют провести:

- определение общей и открытой пористости до и после закачивания ВУС;
- определение распределения пор по максимальному сферическому диаметру;
- определение распределения пор по объему;

- определение распределения пор по ориентировке в пространстве относительно вертикальной оси;
- визуализацию продольных и поперечных срезов методом объемного рендеринга;
- визуализацию морфологии порового пространства породы путем построения 3D моделей.

Исследования проводятся на микротомографе «*SkyScan-1173*» фирмы Брюкер (*Bruker*, Бельгия), оснащенном сертифицированными программами *Skyscan 1173 μCT*, *NRecon*, *DataViewer*, *CTVox*, *CTAn*, *CTVol* (рисунок 2.7).



Рисунок 2.7 – *SkyScan 1173*

SkyScan 1173 – томограф на базе нового микрофокусного источника рентгеновского излучения высокой мощности 130 кВ. Установка имеет усовершенствованную систему стабилизации положения фокусного пятна и широкоформатную планарную КМОП матрицу (>5Мп), прецизионный манипулятор для больших (до 140·200 мм) и тяжёлых (несколько килограмм) объектов и встроенным микропозиционным столиком. Таким образом, конструкция позволяет исследовать образцы большого размера и высокой

плотности вещества. В таблице 2.7 представлены ключевые особенности *SkyScan 1173*.

Таблица 2.7 – Ключевые особенности *SkyScan 1173*

Источник рентгеновского излучения	Плавно-настраиваемый от 40-130 кВ
Пространственное разрешение	низкоконтрастное разрешение (в градации серого) - около 6.5 мкм
Различимость деталей	диаметр сканирования 140 мм, длина до 200 мм

2.2.5 Методика проведения испытаний взаимодействия технологических жидкостей с манжетой гидромеханического пакера

Из резинового элемента разрабатываемого устройства для перекрывания кольцевого пространства с целью изоляции водопроявляющего пласта требуется проведение экспериментальных исследований определения изменения структуры резинового элемента с буровым раствором вырезаются куски правильной прямоугольной формы размерами: для упруго-прочных свойств при растяжении 115x25 мм (ГОСТ 270-75), для испытаний на кратковременное статическое сжатие используются образцы двух размеров I – диаметр 29,0 мм, высота 12,5; II – диаметр 32,0 мм, высота 38,0 мм (ГОСТ 265-77).

- Подготовленные образцы отмываются моющим средством, промывают дистиллированной водой и высушивают на воздухе.
- Штангенциркулем измеряется длина, ширина и толщина образцов с точностью 0,1 мм.
- Измеряется масса подготовленного образца до начала эксперимента.
- Образцы помещаются в стеклянные сосуды с крышкой, заполненные технологической жидкостью «SPMI-7».
- Образцы выдерживаются в течение 10 суток при пластовой температуре 11°C, встряхивая не реже раза в сутки.
- После окончания эксперимента образцы извлекаются из сосуда, протираются фильтровальной бумагой, отмываются образцы моющим средством, промываются дистиллированной водой и сушатся на воздухе.

- Замеряются геометрические размеры и масса.
- Рассчитывается изменение площади поверхности, объема и массы образца по формулам (2.3-2.7):

$$\Delta S = (S_1 - S_2) \cdot 100\% / S_1, \quad (2.3)$$

$$S = 2(a \cdot b + a \cdot c + b \cdot c), \quad (2.4)$$

где a , b , c – длина, ширина и высота образцов, S_1 и S_2 – площади поверхности начального и выдержанного в жидкости образца;

$$\Delta V = (V_1 - V_2) \cdot 100\% / V_1, \quad (2.5)$$

$$V = a \cdot b \cdot c, \quad (2.6)$$

где a , b , c – длина, ширина и высота образцов, V_1 и V_2 – объемы начального и выдержанного в жидкости образца;

$$\Delta m = (m_1 - m_2) \cdot 100\% / m_1, \quad (2.7)$$

где m_1 и m_2 – массы начального и выдержанного в жидкости образца.

По изменению площади поверхности, объема и массы образцов судят о набухании (в случае положительных значений) или растворении резины (в случае отрицательных значений), а также о глубине этих процессов.

Чертежи образца для проведения испытаний на растяжение и сжатие представлены на рисунках 2.8 и 2.9. Толщина образца – 3 мм.

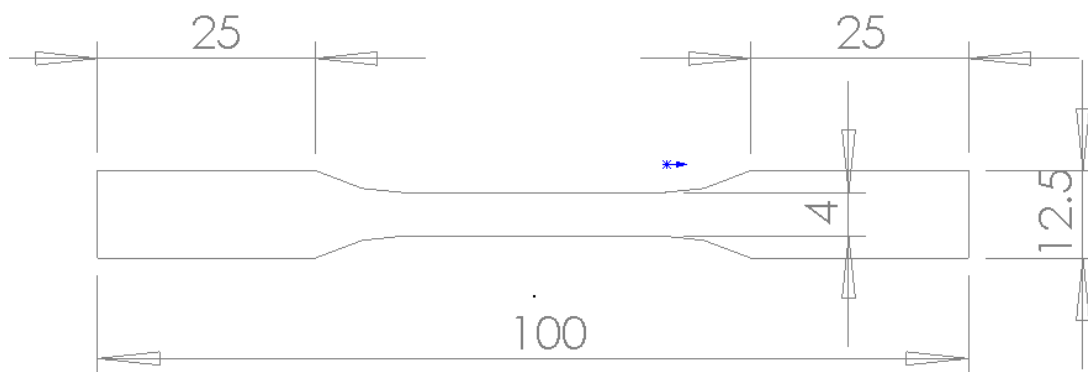


Рисунок 2.8 – Чертеж образца для проведения испытаний на растяжение

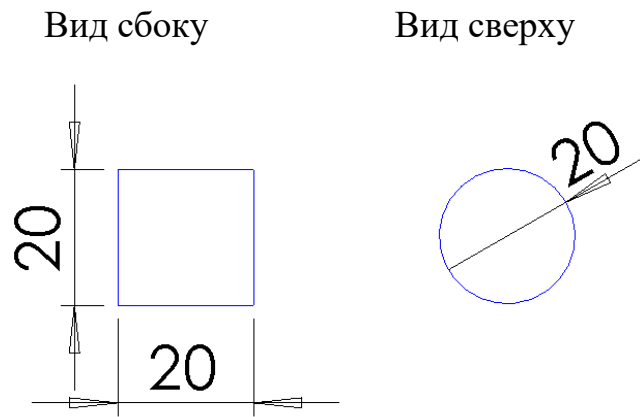


Рисунок 2.9 – Чертеж образца для проведения испытаний на сжатие

2.3 Методы и методики проведения вычислительного эксперимента

Для определения вычислительного эксперимента по определению изоляции водопроявляющих пластов, проводится математическое моделирование (вычислительный эксперимент), который позволяет применить закон Дарси вместе с уравнением непрерывности, уравнением состояния порового флюида и узел объемной силы.

В пористой среде глобальный перенос импульса сдвиговыми напряжениями в жидкости часто незначителен: стенки пор препятствуют переносу импульса между жидкостью, занимающей различные поры. Общим альтернативным подходом является гомогенизация пористых и текучих сред в единую среду. Закон Дарси вместе с уравнением непрерывности и уравнением состояния порового флюида обеспечивает полную математическую модель, пригодную для различных применений, связанных с потоками в поровых средах, когда градиент давления является основной движущей силой.

Жидкий материал ВУС используется для ввода свойств жидкости и характеристик её движения для моделирования потока жидкости через промежутки в пористой среде. Применяемый интерфейс использован для моделирования низкоскоростных потоков или сред, где проницаемость и пористость очень малы, и для которых градиент давления является основной движущей силой, а поток в основном зависит от сопротивления трения внутри пор.

В математическую модель процесса закачки любой жидкости закладываются геометрические условия поверхности, включая характеристики пористой среды, свойства флюидов, а также физические законы поведения флюида в пористой среде. Модель смеси представляет собой макроскопическую двухфазную модель течения, во многом схожую с моделью пузырькового течения. Она отслеживает усредненную концентрацию фазы, или объемную долю, и решает единственное уравнение импульса для скорости смеси. Модель подходит для смесей, состоящих из твердых частиц или капель жидкости, погруженных в жидкость.

Геометрические условия поверхности записываются, задав уравнения связи классических декартовых координат с полярными, где полюс – центр сектора окружности, образованного рассматриваемой половиной трубы (в сечении X-Y), потому что тогда все сведется к заданию радиуса.

Для моделирования потока жидкости в свободных и пористых средах используется уравнение Навье-Стокса и уравнение Бринкмана (2.8).

$$\operatorname{div}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial t}(\varepsilon_p \rho) = Q_m \quad (2.8)$$

Согласно закону Дарси, поле скоростей определяется градиентом давления, вязкостью жидкости и проницаемостью пористой среды (2.9).

$$u = -\frac{k}{\mu} \nabla p \quad (2.9)$$

где, u (м/с) – вектор скорости Дарси; k (м²) – проницаемость пористой среды; μ (Па·с) – динамическая вязкость жидкости; ∇ – оператор Гамильтона – символический вектор, заменяющий символ градиента; p (Па) – давление жидкости.

Проницаемость k представляет собой сопротивление течению по репрезентативному объему, состоящему из твердых зерен и полостей.

Поля u и p решаются как в областях свободного течения, так и в пористых областях. Это означает, что давление в порах непрерывно на границе раздела между областями свободного потока и пористой матрицы, то есть обеспечивается непрерывность между скоростью жидкости в свободном потоке и скоростью

Дарси в пористой области. Непрерывность в u и p прямым образом подразумевает разрыв напряжений на границе раздела между областью свободного течения и пористой областью. Разность соответствует напряжению, поглощаемому жесткой пористой матрицей, что является следствием, неявным в формулировках уравнений Навье-Стокса и Бринкмана.

Применяя теорию однофазного потока, границы раздела потоков жидкости, основанные на уравнениях Навье-Стокса, задаются формулой (2.10):

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \cdot [-p2I + \tau] + F \quad (2.10)$$

где ρ - плотность флюида (кг/м^3), u - скорость фильтрации (м/с), p - давление (Па), t - время (с), ε_p - пористость матрицы пласта (безразмерное число между 0 и 1) использует значение из материала, определенного выбранным пористым материалом, Q_m - объем проходящей жидкости в пласте $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$, k - проницаемость, n - нормаль-вектор, U_0 - скорость потока жидкости из коллектора на границе, μ - динамическая вязкость ($\text{Па} \cdot \text{с}$), I - тензор идентичности в уравнениях Навье-Стокса, F (Н/м) – объемная сила (для включения эффектов гравитации в модель), τ (Па) – тензор вязких напряжений.

При этом стоит отметить теорию граничных условий стенок среды. Условие скольжения предполагает, что на стенке скольжения нет вязких эффектов и, следовательно, пограничный слой не развивается. С точки зрения моделирования это разумное приближение, если важным эффектом стенки является предотвращение выхода жидкости из области. Математически это ограничение можно сформулировать следующим образом (2.11):

$$u \cdot n = 0, K - (K \cdot n) \cdot n = 0 \quad (2.11)$$

Член «отсутствия проникновения» имеет приоритет над Неймановской частью условия, и поэтому приведенное выше выражение эквивалентно (2.12, 2.13):

$$K = \mu(\nabla u + (\nabla u)^T) \quad (2.12)$$

$$[-p2I + K]n = -p_0 n \quad (2.13)$$

Формула (2.8) описывает закон Дарси в пористой среде и используется для моделирования потока жидкости через промежутки в пористой среде. Приведенные выше уравнения могут быть использованы для моделирования низкоскоростных потоков или сред, где проницаемость и пористость очень малы, и для которых градиент давления является основной движущей силой, а поток в основном зависит от сопротивления трения внутри пор. Закон Дарси может использоваться для стационарных и зависящих от времени анализов.

Стоит отметить, что моделирование загустевания ВУС происходит с помощью увеличения ее вязкости, что обосновано действительным таковым эффектом из-за создания структуры.

Основной особенностью является линейность свойств материала ВУС в отношении скорости сшивания системы. При построении моделей добавляются свойства жидкости и матрицы ВУС, отсутствие потока (граничное условие по умолчанию) и начальные значения.

2.3.1 Методика обработки экспериментальных данных

Для проведения исследований разработана следующая методика: методика наименьших квадратов (далее МНК).

Предположим, что в результате выполнения серии измерений в некотором эксперименте была получена таблица данных.

Требуется найти формулу, аналитически выражающую эту функциональную зависимость. Конечно, мы можем использовать методы интерполяции, например, интерполяционный полином Лагранжа или Ньютона, значения которых в узлах интерполяции $x_1, x_2, \dots, x_n$ будут совпадать с соответствующими значениями $f(x)$ в таблице 2.8. Тем не менее, иногда это совпадение значений функции и интерполяции в данных узлах не может означать совпадение характеров поведения между $f(x)$ и интерполяционной функцией. Требование совпадения этих значений в узлах еще более неоправданно, если значения $f(x)$, полученные в результате экспериментальных измерений, неточны. Сформулируем задачу так, чтобы действительно учитывался характер данной функции; т.е. будем искать функцию вида (2.14)

$$y = F(x) \quad (2.14)$$

в узлах $x_1, x_2, \dots, x_n$, которые лучше всего приближаются к значениям в узлах интерполяции $y_1, y_2, \dots, y_n$ таблицы 2.8.

Таблица 2.8. Метода наименьших квадратов

x	x_1	x_2	x_3	...	x_n
$f(x)$	y_1	y_2	y_3	...	y_n

Тип функции F , которая наилучшим образом соответствует табличным данным, может быть определен следующим образом: с помощью таблицы 2.8 нанесем точки f на координатную плоскость и изобразим гладкую кривую, которая лучше отражает характер распределения данных точек (рисунок 2.10).

Полученная кривая определяет тип функции, которая наилучшим образом соответствует этим данным, то есть наилучшую «соответствующую кривую» по отношению к имеющимся данным (часто это одна из простых аналитических функций).

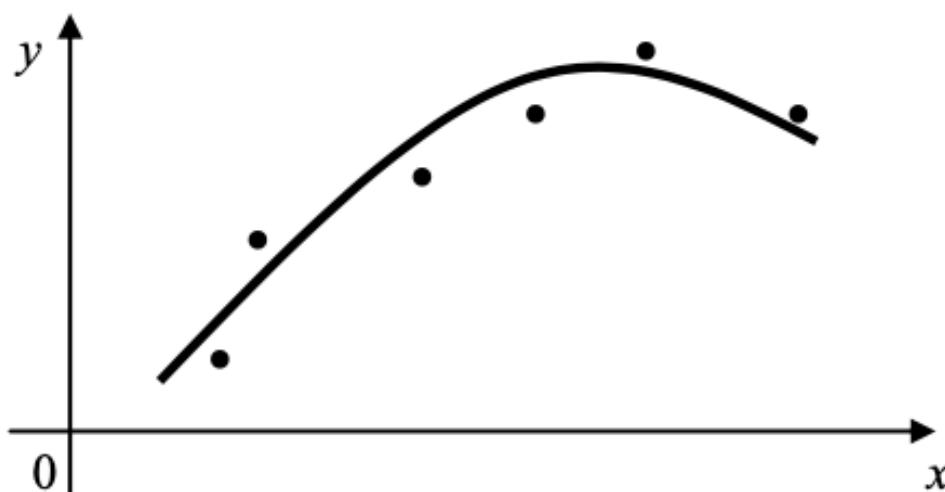


Рисунок 2.10 – Кривая функции $y = F(x)$

Следует отметить, что строгая функциональная зависимость данных таблицы 2.8 наблюдается редко, поскольку каждая из задействованных величин может зависеть от многих случайных факторов. Тем не менее, формула (2.14) (которая называется эмпирической формулой или уравнением регрессии y по x) представляет интерес тем, что позволяет найти значения f для значений x , которых нет в таблице 1, таким образом, подбирая результаты измерений для

соответствующей величины y . Такой подход оправдан практическим применением полученной формулы.

Рассмотрим один из самых распространенных методов нахождения формулы (2.15). Будем предполагать, что аппроксимирующая функция F в точках $x = [x_1, \dots, x_n]$ принимает значения:

$$\bar{y} = [\bar{y}_1, \dots, \bar{y}_n]. \quad (2.15)$$

Требование близости табличных значений к значениям $\bar{y}$ обосновано следующим образом: рассмотрим наборы значений таблицы 1 и $\bar{y}$ как координаты двух точек в n -мерном пространстве. При таком предположении задача функциональной аппроксимации может быть сформулирована следующим образом: найти функцию F такую, чтобы расстояние между точками $M(y)$ и $M(\bar{y})$ было минимальным. Используя евклидову метрику, найдем (2.16):

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (2.16)$$

должна быть минимальна, что эквивалентно минимальности суммы квадратов (2.17):

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2 \quad (2.17)$$

Таким образом, задача аппроксимации функции f теперь может быть сформулирована следующим образом: для функции f , заданной таблицей 1, найти функцию F определенного типа, такую, что сумма квадратов $\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2$ минимальна. Эта задача называется аппроксимацией f с помощью метода наименьших квадратов. Следующие функции часто используются как функции аппроксимации, в зависимости от характера графика функции f :

1. $y = ax + b$ (линейная регрессия).
2. $y = ax^2 + bx + c$ (квадратичная регрессия).
3. $y = ax^m$ (геометрическая, или степенная, регрессия).
4. $y = ae^{mx}$ (экспоненциальная регрессия).
5. $y = \frac{1}{ax+b}$ (регрессия линейной дробной функцией).
6. $y = a \ln x + b$ (логарифмическая регрессия).
7. $y = a/x + b$ (гиперболическая регрессия).

$$8. \quad y = \frac{x}{ax+b} \text{ (регрессия рациональной функцией).}$$

где a, b, c, m - параметры. Когда тип аппроксимирующей функции установлен, задача сводится к нахождению значений этих параметров.

Рассмотрим метод нахождения параметров аппроксимирующей функции в общем случае трехпараметрической функции (2.18):

$$y = F(x, a, b, c) \quad (2.18)$$

тогда $\bar{y}_i = F(x_i, a, b, c)$ а сумма квадратов разностей запишется как $\varphi(a, b, c) = \sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, c))^2$.

Это функция от трех параметров, и задача сводится к нахождению ее минимума. Используем необходимое условие стационарности (2.19, 2.20):

$$\frac{d\varphi}{dx} = [0 \ 0 \ 0], x = [a, b, c] \quad (2.19)$$

То есть:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - F(x_i, a, b, c)) F'_{x_j}(x_i, a, b, c) = 0; j = 1, 2, 3 \quad (2.20)$$

Решая эту систему трех уравнений с тремя неизвестными (параметрами a, b, c), мы получим конкретный вид функции $F(x, a, b, c)$. Отметим, что изменение количества параметров не меняет сути подхода к задаче, а отражается только на изменении количества уравнений системы. Естественно ожидать, что значения искомой функции $F(x, a, b, c)$ в узлах будут отличаться от значений в соответствующих ячейках таблицы 1. Величины разностей между значением функции и соответствующим табличным значением называются отклонениями замеренных значений y от рассчитанных с помощью аппроксимирующей функции. Для эмпирической формулы (2.21):

$$y = F(x, a, b, c) \quad (2.21)$$

и в соответствии с таблицей 1 сумму квадратов отклонений можно записать (2.22)

$$\sigma = \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2, \text{ где } \varepsilon = y - F(x, a, b, c) \quad (2.22)$$

Согласно методу наименьших квадратов, для данного типа аппроксимирующей функции и полученных значений параметров a, b, c должна быть минимальна. Из двух различных аппроксимаций одной и той же табличной

функции с использованием метода наименьших квадратов лучше считается та, для которой сумма σ имеет меньшее значение.

2.5 Выводы к главе 2

1. Разработана основная программа исследований ограничения и блокирования водопритоков в скважине посредством применения обоснованного гелеобразующего состава на основе полиакрилата.

2. Исследования составов проводятся на современном высокоточном оборудовании и включают в себя эксперименты по определению времени гелеобразования состава «SPMI-7» и pH , реологические, фильтрационные и томографические исследования.

3. Представлена методика проведения вычислительного эксперимента при использовании пакета *COMSOL Multiphysics*.

4. Использование методик планирования и обработки результатов экспериментов позволяет определить выборку, обеспечивающую получение достоверных данных, за счет чего можно оптимизировать проведение лабораторных исследований.

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Результаты исследований физико-механических и реологических свойств разработанной ВУС для изоляции водопроявляющих горизонтов

В таблицах 3.1 и 3.2 представлены результаты исследования свойств ВУС «SPMI-7» при взаимодействии с техническими жидкостями.

Таблица 3.1 – Сшивание ВУС «SPMI-7» с техническими жидкостями

Наименование раствора	Концентрация полимера «SPMI-7», %			
	0,625	1,25	2,5	5,0
Дистиллированная вода	+	+	+	+
Раствор NaCl (C=3,16 г / 100 г)	-	-	+	+
Насыщенный раствор NaCl (C=31,6 г / 100 г)	-	-	-	-
+ смесь сшилась; - смесь не сшилась				

Таблица 3.2 – Характеристики «SPMI-7» при взаимодействии с техническими жидкостями

Наименование раствора	Показания ротационного вискозиметра при скорости вращения 600 мин ⁻¹ , число делений	Статическая фильтрация Ф, см ³ /30мин
дистиллированная вода, 5%	136,4	отсутствует
раствор NaCl (C=3,16 г / 100 г)	12,5	>500
Насыщенный раствор NaCl (C=31,6 г / 100 г)	3,9	>500

Результаты исследования показали, что сшивание раствора начинается при концентрации ВУС «SPMI-7» от 0,625 % в дистиллированной воде, а при концентрации 5 % время гелеобразования близко к моментальному, которое невозможно отследить. В насыщенном солью растворе гелеобразования не происходит.

Результаты исследования физико-механических и реологических свойств раствора разной концентрацией представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Физико-механические и реологические свойства жидкостей на основе полимерного состава «SPMI-7»

Исследуемые свойства	Состав раствора				
	техническая вода (при $C_{SPMI-7} = 0,625\%$)	техническая вода (при $C_{SPMI-7} = 1,25\%$)	техническая вода (при $C_{SPMI-7} = 2,5\%$)	техническая вода (при $C_{SPMI-7} = 5,0\%$)	буровой раствор (при $C_{SPMI-7} = 1,25\%$)
Плотность ρ , кг/м ³	1,0	1,0	0,95	0,97	1,02
Условная вязкость T , с	25	250	состав не текучий	состав не текучий	состав не текучий
Статическая фильтрация Φ , см ³ /30 мин	>500	>500	6-10	6-10	6-10
Статическое напряжение сдвига через 10 сек и 10 мин покоя, $\text{CHC}_{1/10}$, дПа	2/2	5/5	33/30	114/100	39/48
Динамическое напряжение сдвига τ_0 , Па	0	30	20,87	356,44	91,5
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$, мПа·с	31,74	79	113	39,7	58,16
Время образования неподвижной структуры (сроки сшивания), мин	структура подвижна	структура подвижна	0 (моментально)	0 (моментально)	структура подвижна
Растекаемость, см	>25	>25	отсутствует	отсутствует	11,25
pH	7	7	7	7	9

При добавлении 2,5-5% «SPMI-7» в дистиллированную воду смесь сшивается, фильтрация отсутствует [40]. При добавлении полимера в минерализованную воду смесь не переходит в состояние геля и хорошо отфильтровывается.

В связи с этим, для прокачки раствора предельно допустимая концентрация полимера «SPMI-7» в дистиллированной воде составляет 1,25%.

В таблице 3.4 приведены результаты исследования реологических параметров ВУС «SPMI-7» концентрацией 1,25% в дистиллированной воде при разных значениях температуры.

Таблица 3.4–Реологические свойства жидкости на основе полимерного состава «SPMI-7»

Параметр	Значение	Значение	Значение
Температура пробы	9 °С	20 °С	70 °С
R ₆₀₀	170	123	110
R ₃₀₀	100	78	70
R ₂₀₀	62	49	47
R ₁₀₀	32	21	21
R ₆	8	7	4
R ₃	7	5	3
ПВ, мПа·с	70	45	40
ДНС, Па	30	33	30
CHC _{10с} , дПа	7	5	4
CHC _{10мин} , дПа	7	5	3

Из таблицы 3.4 видно, что при увеличении температуры раствора, пластическая вязкость снижается. Это говорит о том, что при высоких значениях температуры пласта качество выноса шлама будет снижаться.

На рисунке 3.1 представлена зависимость гелеобразования ВУС от времени. Результаты получены на приборе – вискозиметр Брукфильда ротационный DV2T.

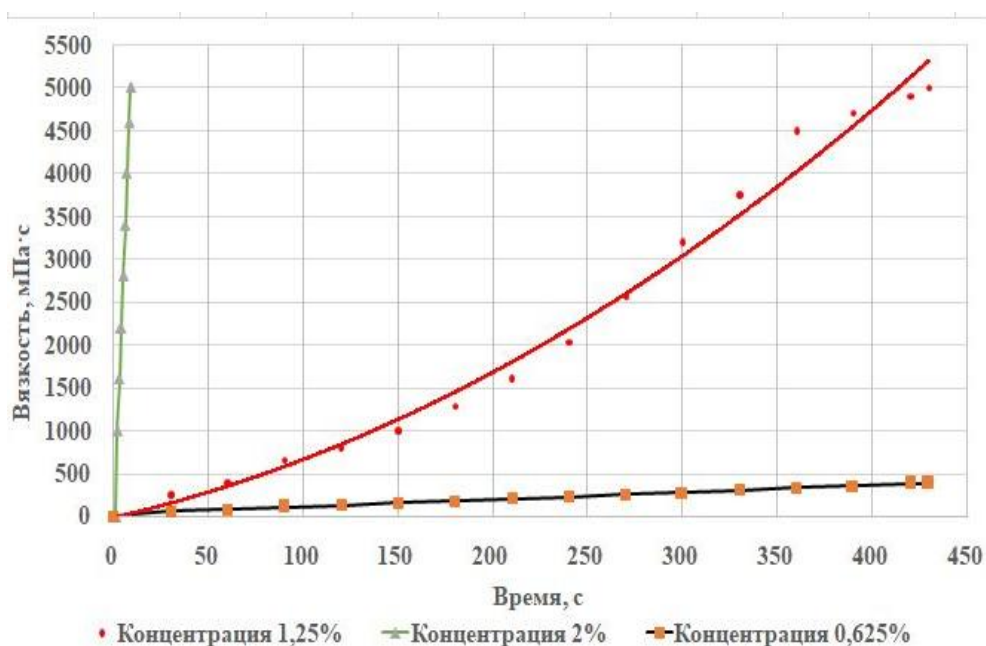


Рисунок 3.1– Зависимость гелеобразования ВУС «SPMI 7» от времени

Из рисунка 3.1 видно, что рост вязкости полимерного раствора ВУС «SPMI-7» начинается в первые минуты формирования смеси, далее продолжает непрерывно экспоненциально расти вплоть до достижения максимальных

значений пластической вязкости. При концентрации ВУС 1,25% оптимальное значение максимальной вязкости достигается за 440 с.

В результате исследования на совместимость полимерного состава «SPMI-7» концентрацией 1,25% с технологическими жидкостями выявлено, что пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига не изменились через 48 часов, что говорит о стабильности полимера.

3.2 Исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»

3.2.1 Совместимость упругой системы на основе полимерного состава «SPMI-7» с технологическими жидкостями

В данном разделе проводится исследование поведения полимера «SPMI-7» в технической воде и буровом растворе.

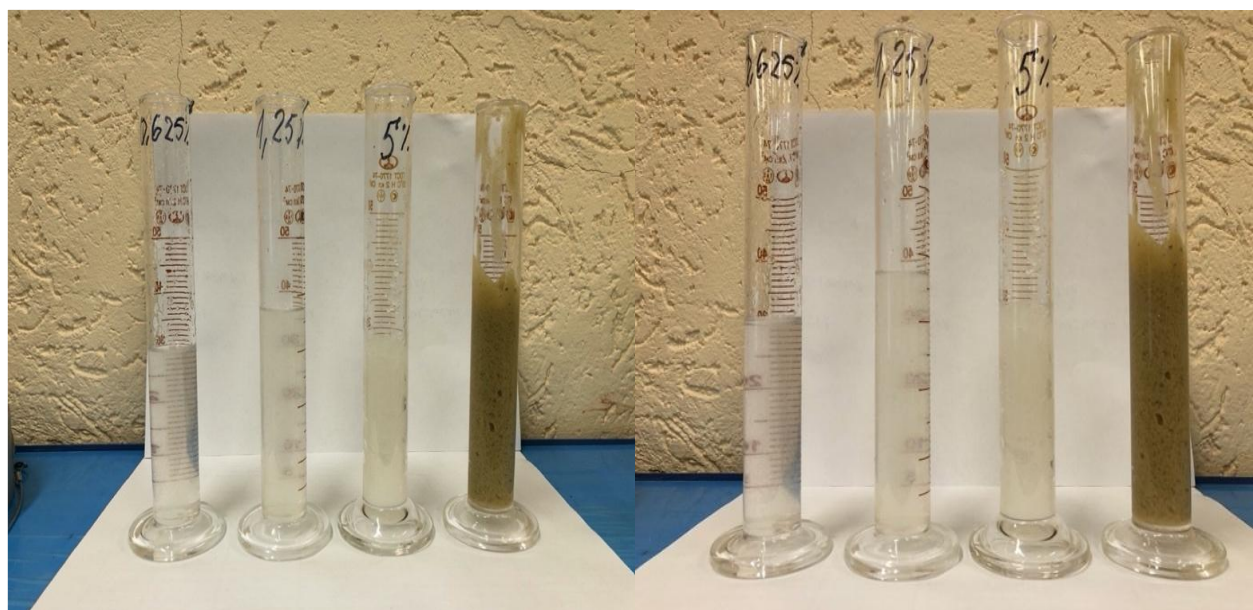
Результаты исследования совместимости полимерного состава концентрацией 1,25% с различными технологическими жидкостями представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Совместимость полимерного состава «SPMI-7» с буровым раствором и пластовым флюидом

Базовая жидкость	Доля полимера, %	Температура испытания t , °C	τ_0 , Па	$\eta_{пл}$, мПа·с	Изменение объема образца после гелеобразования, %	Упругие свойства (деформация), мкм
техническая вода	1,25	20	0	79	0	0
буровой раствор	1,25		91,5	58,2	0	0

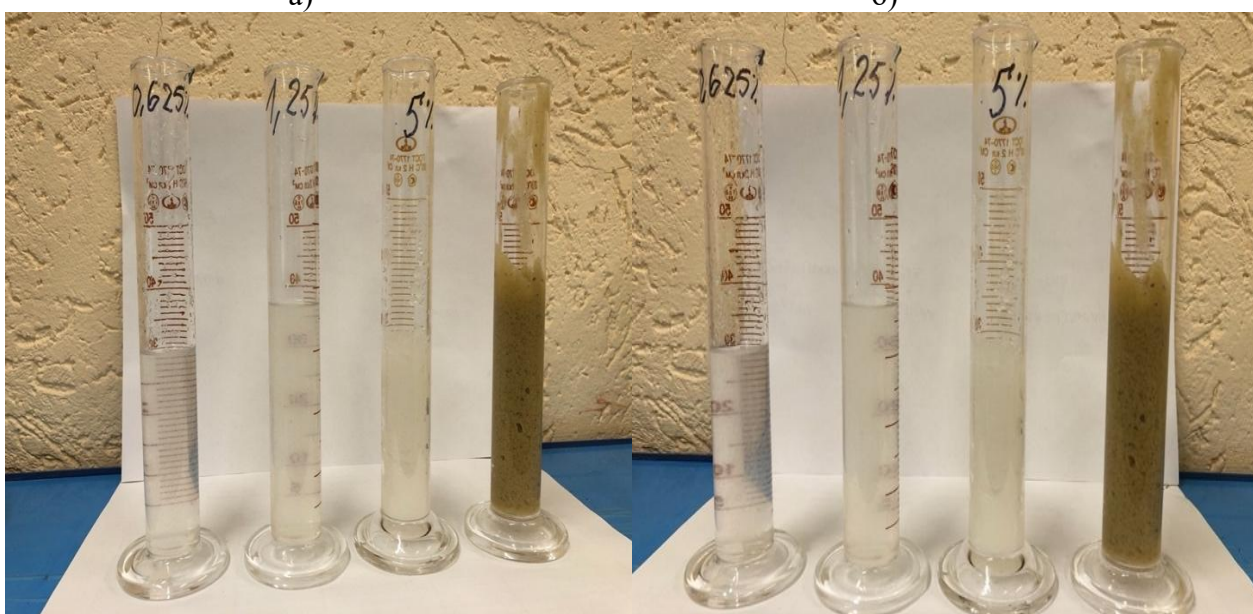
В результате тестирования на совместимость полимерного состава «SPMI-7» концентрацией 1,25% с технологическими жидкостями выявлено, что пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига не изменились через 48 час, что говорит о стабильности полимера.

Далее представлены результаты совместимости исследования полимерного состава «SPMI-7» разной концентрации с технической водой и буровым раствором (рисунки 3.2 – 3.4).



а)

б)



в)

г)

Рисунок 3.2 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

- 1 – с водой при концентрации 0,625%;
 - 2 – с водой при концентрации 1,25%;
 - 3 – с водой при концентрации 5%;
 - 4 – с буровым раствором при концентрации 1,25%
- 1-ый день а) 9.00 часов МСК б) 12.00 часов МСК
в) 15.00 часов МСК г) 18.00 часов МСК

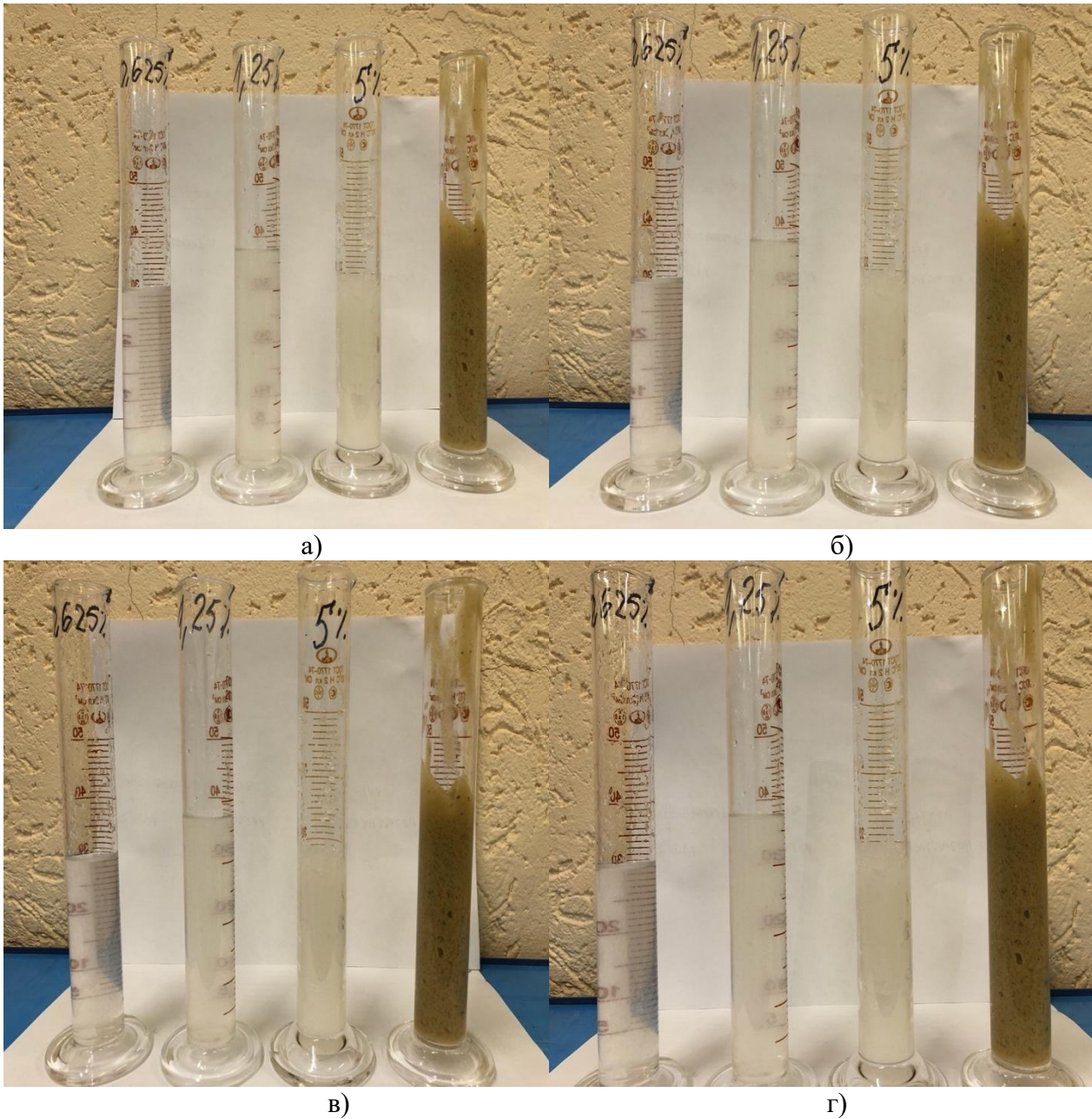


Рисунок 3.3 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

- 1 – с водой при концентрации 0,625%;
 - 2 – с водой при концентрации 1,25%;
 - 3 – с водой при концентрации 5%;
 - 4 – с буровым раствором при концентрации 1,25%
- 2-ой день а) 9.00 часов МСК б) 12.00 часов МСК
в) 15.00 часов МСК г) 18.00 часов МСК



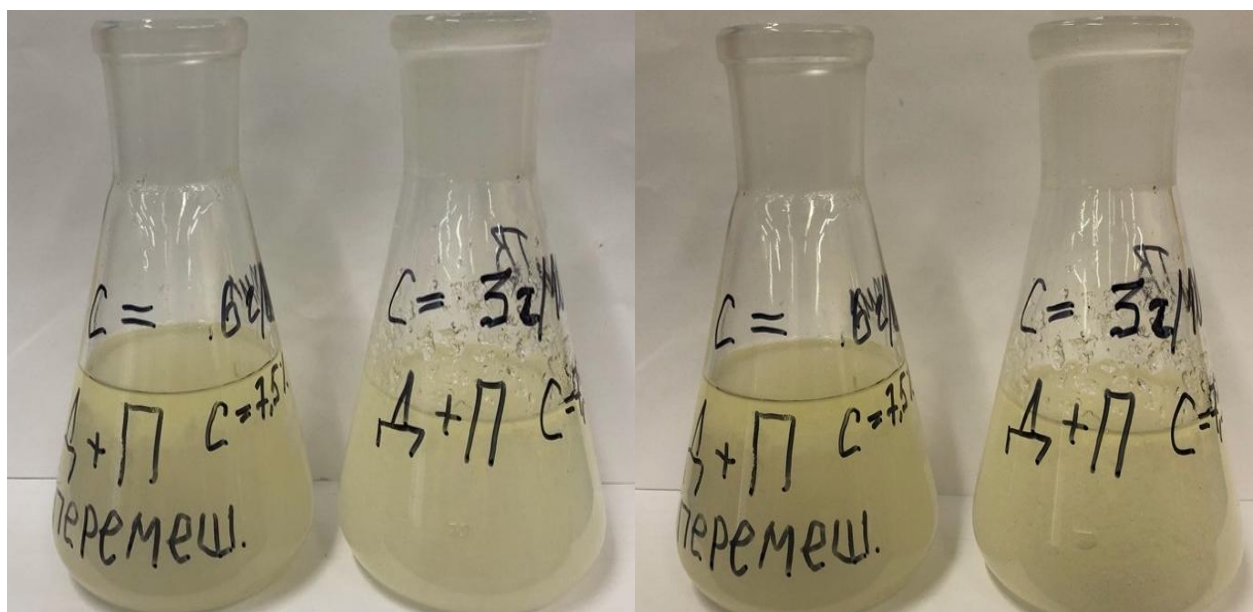
Рисунок 3.4 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

- 1 – с водой при концентрации 0,625%;
 - 2 – с водой при концентрации 1,25%;
 - 3 – с водой при концентрации 5%;
 - 4 – с буровым раствором при концентрации 1,25%
- 3-ий день а) 9.00 часов МСК б) 12.00 часов МСК
в) 15.00 часов МСК г) 18.00 часов МСК

В результате пребывания раствора в статическом состоянии на протяжении 72 ч изменение объема растворов при концентрации полимера 1,25% не произошло. Расслоение полимерного состава произошло при концентрации 0,625% после истечения 48 часов.

Полученные результаты говорят о том, что наиболее оптимальной концентрацией для работы является 1,25%, так как при данной концентрации не происходит расслоения системы и ее изменения в объеме.

Далее представлены результаты исследования совместимости полимера «SPMI-7» с раствором на углеводородной основе, в качестве которого рассмотрено дизельное топливо. Совместимость водного раствора полимерного состава «SPMI-7» разной концентрации с дизельными топливом представлена на рисунках 3.5 – 3.7.



а)

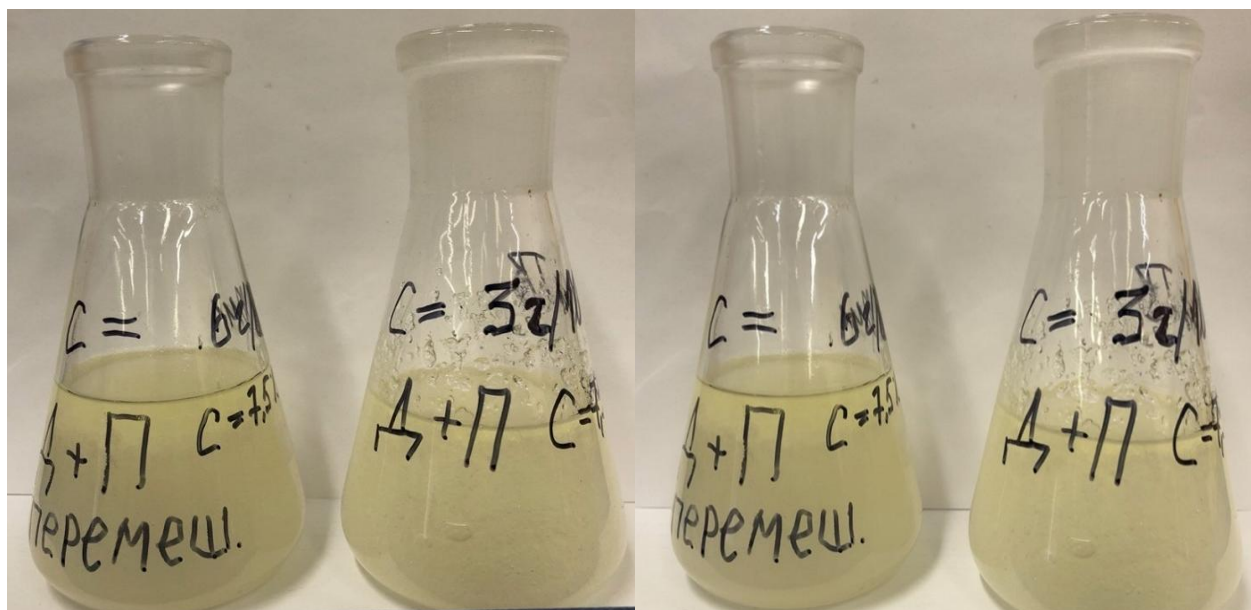
б)

Рисунок 3.5 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

1 – с ДТ при концентрации 6 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (с перемешиванием);

2 – с ДТ при концентрации 3 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (без перемешивания)

1-ый день а) 9.00 часов МСК б) 18.00 часов МСК



а)

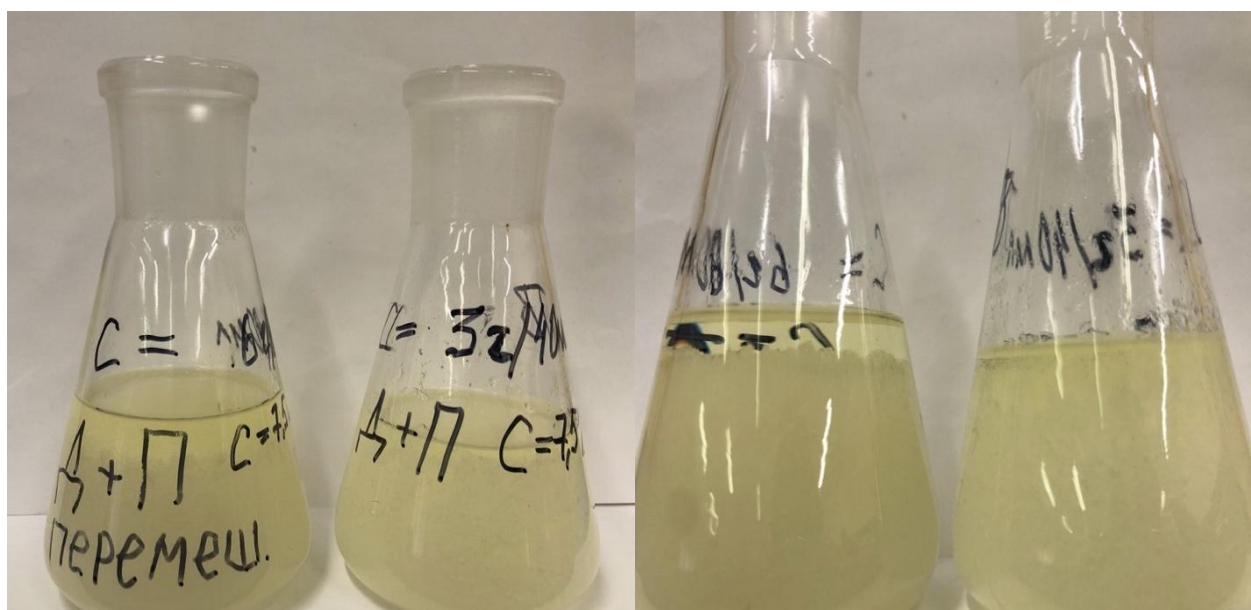
б)

Рисунок 3.6 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

1 – с ДТ при концентрации 6 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (с перемешиванием);

2 – с ДТ при концентрации 3 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (без перемешивания)

2-ой день а) 9.00 часов МСК б) 18.00 часов МСК



а)

б)

Рисунок 3.7 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7»:

1 – с ДТ при концентрации 6 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (с перемешиванием);

2 – с ДТ при концентрации 3 г полимера + 40 г воды / 40 г ДТ (без перемешивания)

3-ий день а) 9.00 часов МСК б) 18.00 часов МСК

В результате исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7» с дизельными топливом выявлено, что при смешении с дизельным топливом происходит расслоение системы на гель и дизельное топливо,

причем, по мере увеличения концентрации полимера «SPMI-7» в жидкости, расслоение увеличивается. Соответственно, применение бурового раствора на углеводородной основе для закачки разработанного состава можно рекомендовать, т.к. не будет происходить вымыва блокирующей ВУС «SPMI-7» из пласта.

Был исследован раствор «SPMI-7» концентрацией 1,25% для определения его взаимодействия со следующими составами растворов на водной основе: в дистиллированной воде; в растворе NaCl концентрацией 18 г/л; в пластовых водах Ватинского месторождения состава 1 (Cl^- -329,9 мг/л, HCO_3^- -3,0, $\text{Na}^+ \text{K}^+$ -291,1 мг/л, Mg^{2+} -10,0 мг/л, Ca^{2+} -31,99 мг/л) и состава 2 (Cl^- 96 мг/л; HCO_3^- – 4 мг/л; $\text{Na}^+ \text{K}^+$ – 83 мг/л; Mg^{2+} – 1 мг/л; Ca^{2+} – 16 мг/л) (рисунок 3.8).



Рисунок 3.8 – Результаты исследования совместимости полимерного состава «SPMI-7» концентрацией 1,25% с растворами: 1 – в дистиллированной воде; 2 – в растворе NaCl концентрацией 18 г/л; 3 – в пластовой воде состава 1; 4 – в пластовой воде состава 2.

На протяжении 48 часов состояние растворов не менялось. Из рисунка 3.8 можно сделать вывод, что при увеличении концентрации солей в воде полимерный состав с большей активностью выпадает в осадок, но тем не

менее может применяться при блокировании пластов с солоноватыми водами с концентрацией солей до 18 г/л.

3.3 Моделирование процесса изоляции водопроявляющих пластов

Для определения приемистости водопроявляющего пласта первым этапом эксперимента проводится перекрытие кольцевого пространства устройством регулятора давления и определяется глубина проникновения бурового раствора.

Вторым этапом является уменьшение кольцевого пространства устройством и закачка ВУС.

По результатам моделирования проникновения ВУС в водопроявляющий пласт без остановки процесса бурения на рисунке 3.9 представлена визуализация поступления пластового флюида в скважину при бурении водопроявляющих горизонтов.

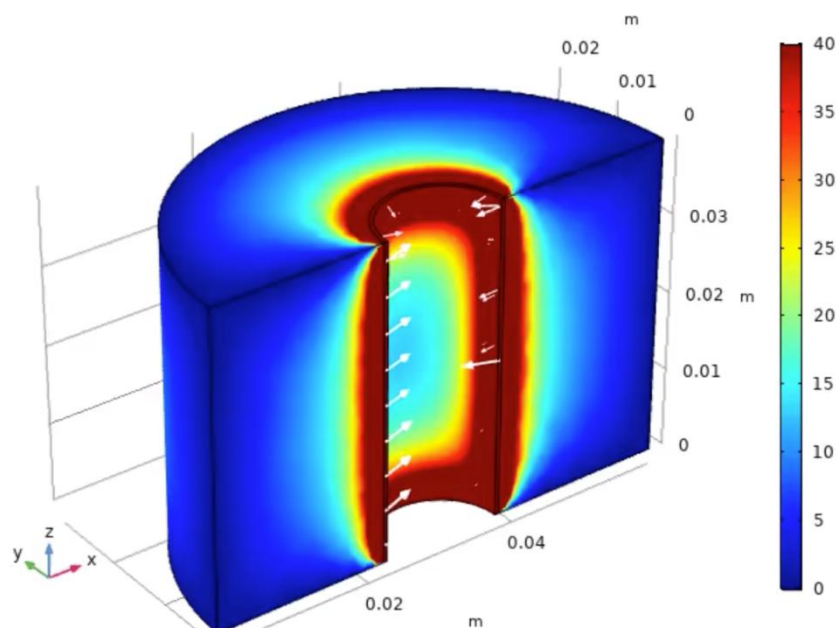


Рисунок 3.9 – Процесс до закачки ВУС

Ограничить водопроявление в скважину позволит закачивание разработанной жидкости блокирования ВУС «SPMI-7» с применением гидромеханического пакера [14].

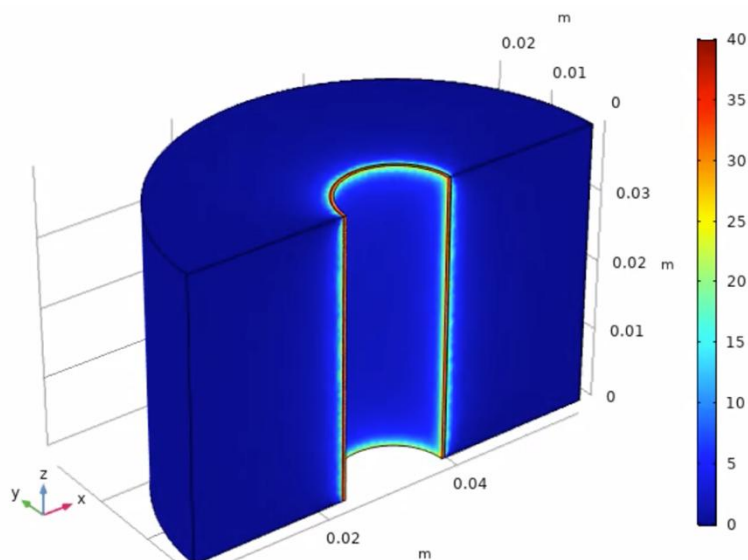


Рисунок 3.10 – Конец визуализации процесса закачки ВУС и предотвращение выхода жидкости из области стенок скважины.

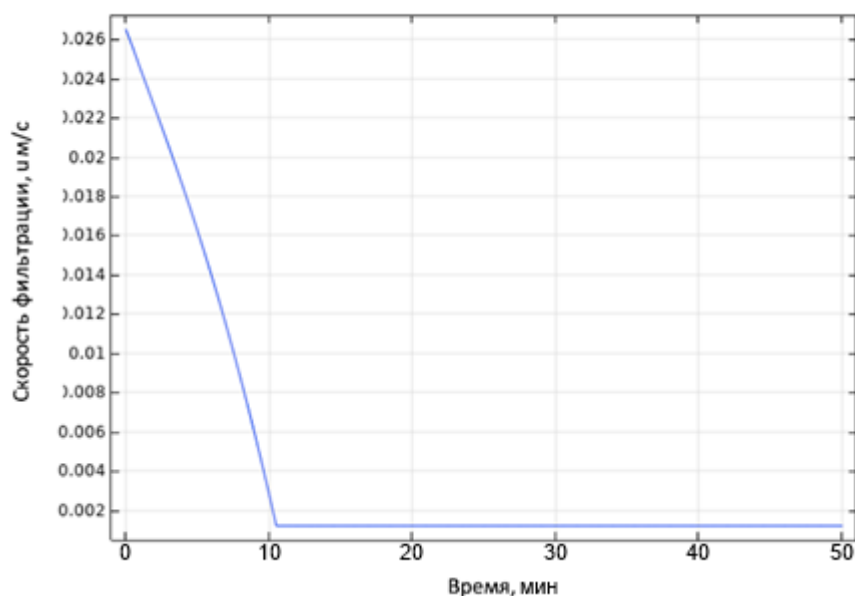


Рисунок 3.11 – Зависимость скорости гелеобразования и водоотталкивания в поровой среде от времени закачивания ВУС

На рисунке 3.11 график не выходит в ноль, т.к. пласт временно блокируется нетвердеющей ВУС. Через десять минут после закачки ВУС происходит блокирование проникающих горизонтов.

Была получена система уравнений, которая представляет собой зависимость пластической вязкости от времени для состава произвольной концентрации (формулы действуют в пределах $0 < C < 2.5\%$ (масс.)) (3.1):

$$\mu \begin{cases} (t) = K(-7 \cdot 10^{-7} t^4 + 0,0005 t^3 - 0,0816 t^2 + 9,2738 t + 0,2445) \\ K(C) = -0,413 C^2 + 1,984 C - 0,571 \end{cases} \quad (3.1)$$

где K – это коэффициент поправки на концентрацию состава, рассчитанный из предположения о том, что формы кривых вязкости изменяются с изменением концентрации линейно без смещения, t – время гелеобразования, с; μ – пластическая вязкость, МПа·с; C – массовая концентрация раствора, %.

3.4 Результаты фильтрационных исследований ВУС

Этап фильтрационных исследований был направлен на измерение градиента давления прорыва воды после закачки состава проникновения в керн и структурообразования.

Данные об используемом в фильтрационном эксперименте на насыпной модели, флюидах и полученных результатах представлены в таблицах 3.6 и 3.7 и рисунке 3.12.

Таблица 3.6 – Исходные параметры образца керна и флюидов при воздействии *SPMI-7*

№ керна	Длина, см	Диаметр, см	Жидкость насыщения керна	Вязкость воздуха, Па·с	Пористость, д.ед.
1	3,2	2,95	модель пластовой воды	$18,1 \cdot 10^{-6}$	0,21

Таблица 3.7 – Результаты фильтрационного эксперимента при моделировании процесса воздействия «*SPMI-7*» на образец керна

Наименование раствора	Градиент давления до закачки <i>SPMI-7</i> , атм/м	Градиент давления после закачки <i>SPMI-7</i> , атм/м	Кратность изменение градиента давления
« <i>SPMI-7</i> »	27,7	327	11,8

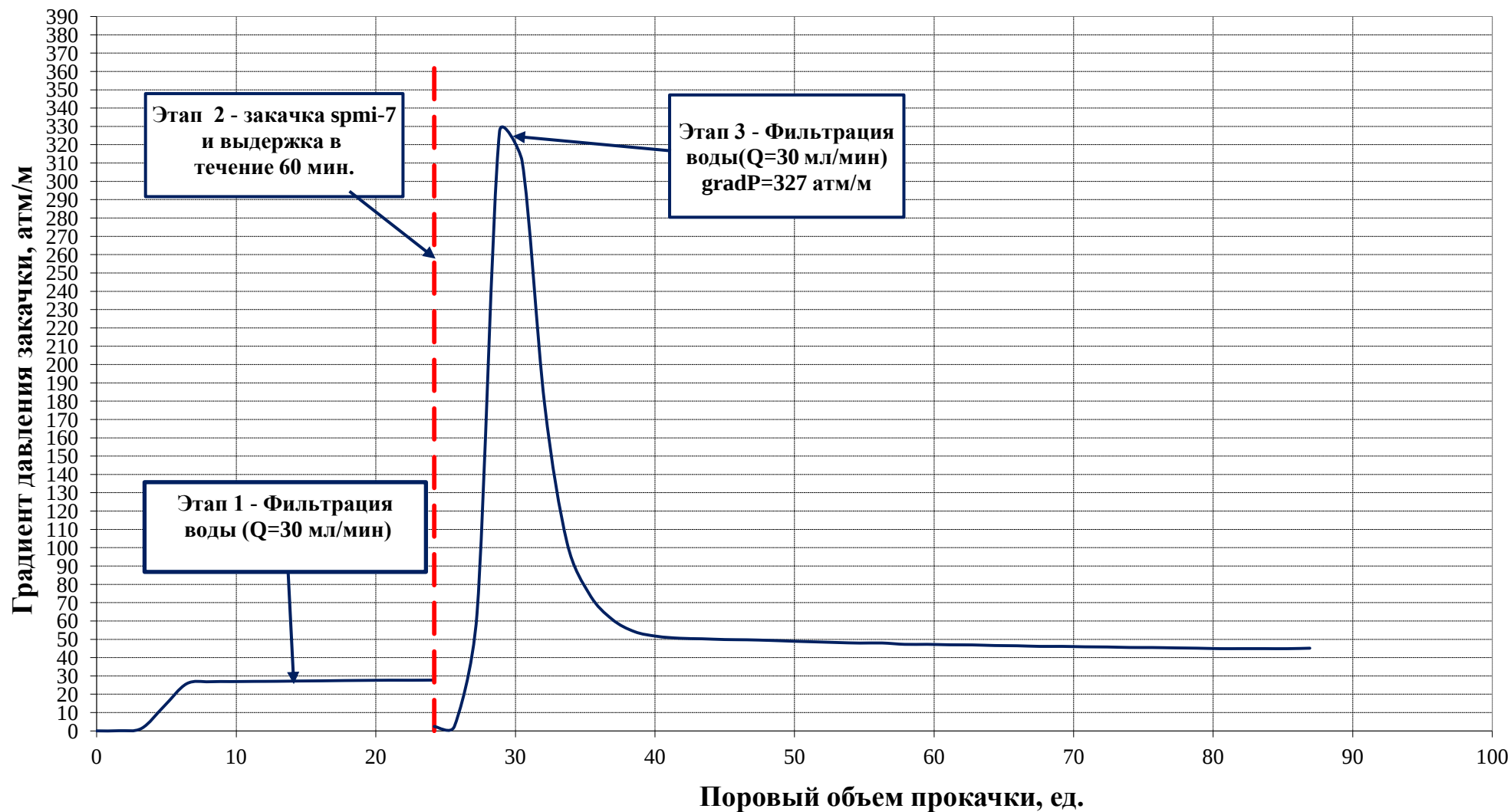


Рисунок 3.12 – Зависимость градиентов давления закачки пластовой воды от порового объема прокачки при моделировании процесса первичного вскрытия с использованием жидкости блокирования «SPMI-7»

После закачки состава градиент давления, при котором происходит прорыв воды, возрастает в 11,8 раза (с 2,73 до 33,13 мПа). Исследования подтверждают эффективность ВУС «SPMI-7».

3.4 Результаты томографических исследований

Полученные в результате микротомографии (рисунке 3.13 и 3.14) параметры структуры порового пространства являются усредненными характеристиками образцов, так как не учитывают неравномерность распределения пор в их объеме. Тем не менее метод компьютерной рентгеновской микротомографии позволяет быстро и достаточно точно охарактеризовать ряд морфометрических параметров.

Исследования проводились на цилиндрических образцах диаметром 2-3 см, высотой 3-4 см при следующих параметрах: ускоряющее напряжение 130 кВ, сила тока 61 мА, пространственное разрешение 17 мкм, латунный фильтр толщиной 0,25 мм, шаг поворота 0,300°.

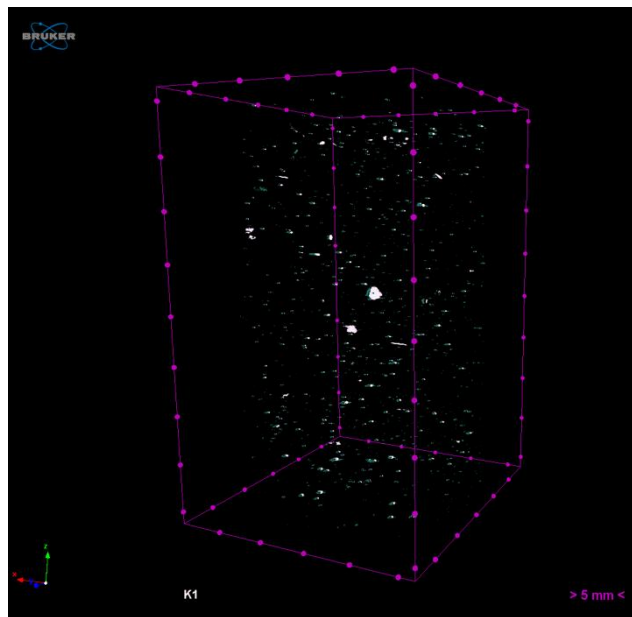


Рисунок 3.13 – Общая пористость образца до проведения фильтрации составила 18,25%

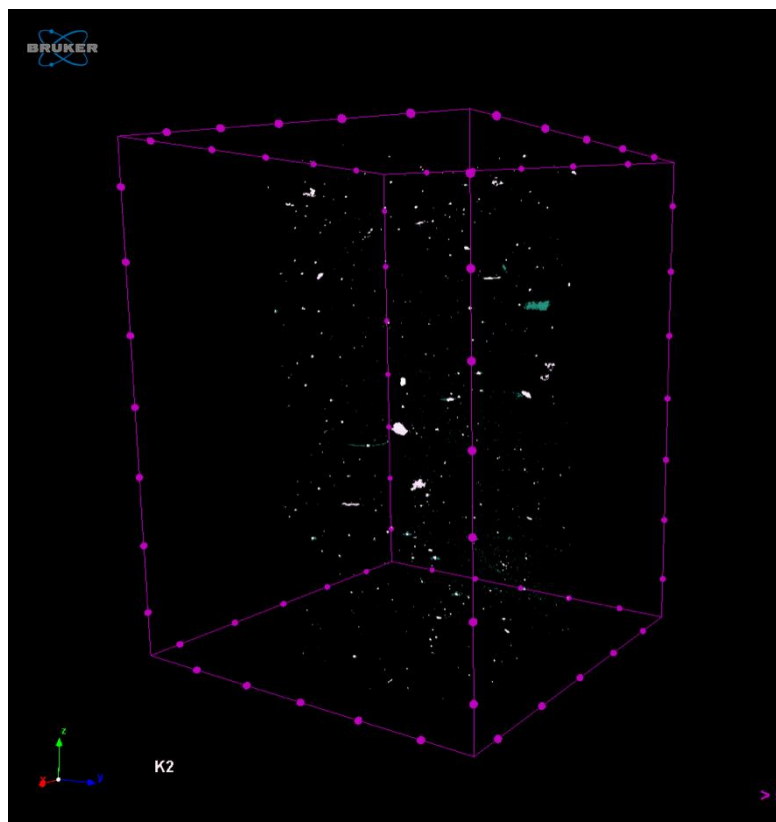


Рисунок 3.14 – Общая пористость образца после проведения фильтрации составила 3,7%

С целью исследования глубины проникновения разработанной ВУС и образования сплошного экрана проведены микротомографические экспериментальные исследования. Исследования осуществляются на приборе «SkyScan 1173» позволяют с высокой точностью определить параметры порового пространства. На рисунке 3.15 представлена гистограмма определения количества пор по объему. В таблице 3.8 приведена общая пористость насыпного образца до и после проведения фильтрации.

Для сходимости эксперимента с ранее проведенными исследованиями по определению закупоривающей способности и с учетом их проницаемости не более 500 мД исследования томографии проводятся на цилиндрических образцах диаметром 2-3 см, высотой 3-4 см, при следующих параметрах: ускоряющее напряжение 130 кВ, сила тока 61 мА, пространственное разрешение 17 мкм, латунный фильтр толщиной 0,25 мм, шаг поворота 0,300°.

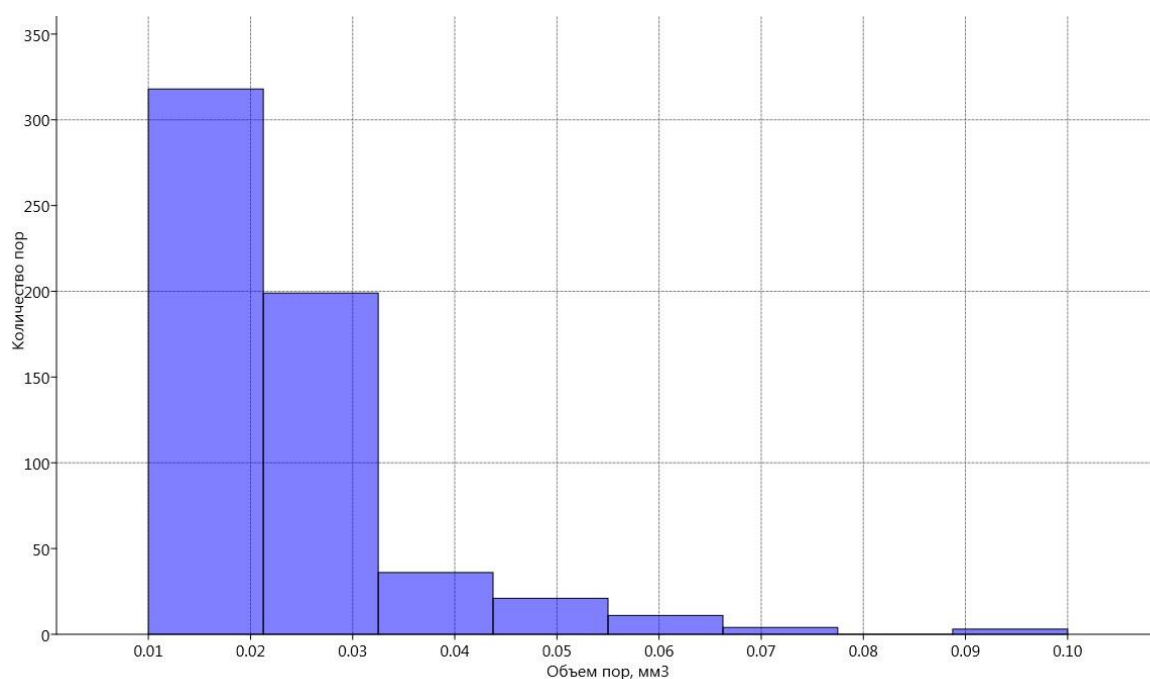


Рисунок 3.15 – Гистограмма определения количества пор по объему

Таблица 3.8 – Общая пористость насыпного образца при томографических исследованиях

	До проведения фильтрации	После проведения фильтрации
Количество закрытых пор	75554	94277
Объем закрытых пор, мм ³	36,1	48,5
Поверхность закрытых пор, мм ²	2649,9	3388,6
Закрытая пористость, %	1,8	2,2
Объем открытого порового пространства, мм ³	410,1	36,1
Открытая пористость, %	16,8	1,6
Общий объем порового пространства, мм ³	446,2	84,6
Общая пористость, %	18,3	3,7

Анализ полученных результатов показывает, что после обработки образца составом «SPMI-7» пористость снижается с 18,3% до 3,7%. Выявлено снижение проницаемости на 80%.

3.5 Выводы к главе 3

По результатам комплексных исследований можно сделать выводы, что при добавлении 2,5-5% полимера «SPMI-7» в дистиллированную воду смесь сшивается, и фильтрация отсутствует, при добавлении полимера в минерализованную воду смесь не переходит в состояние геля и хорошо отфильтровывается.

Для прокачки раствора предельно допустимая концентрация полимера «SPMI-7» в растворах составляет 1,25%. Начало процесса сшивки полимера начинается при концентрации 0,625, что позволит блокировать водопроявляющие горизонты.

Взаимодействие полимерного состава «SPMI-7» концентрацией 1,25% с составами вод водопроявляющих горизонтов показало следующий результат: при работе с дистиллированной водой полиакрилат образует однородную структуру равномерно распределяясь по всему объему. В минерализованной воде, плотность раствора выше и сильное влияние на процесс набухания полиакрилата оказывают катионы и анионы, находящиеся в растворе. Наличие катионов и анионов в растворителе приводит к появлению осмотических процессов в растворе, которые выводят воду из структуры полиакрилата.

Применение бурового раствора на углеводородной основе для совместного применения можно рекомендовать, т.к. не будет происходить вымыва блокирующей ВУС «SPMI-7» из пласта.

Этап фильтрационных исследований был направлен на получение градиента давления прорыва. После закачки состава градиент давления, при котором происходит прорыв воды возрастает в 12,1 раза (с 2,73 до 33,13 мПа). Градиент давления после закачки состава составляет 327 атм/м, что в реальных условиях не достигается в процессе бурения скважин.

Анализ томографических исследований показывает, что после обработки образца составом «SPMI-7» пористость снижается с 18,3% до 3,8%. Выявлено снижение проницаемости на 80%.

Исследования полимерного состава ВУС «SPMI-7» показали возможность его применения в качестве блокирующего состава в условиях водопроявления и межпластовых условиях при углублении скважин.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА, ТЕХНОЛОГИИ И ПРОГНОЗНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРОЯВЛЯЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В данном разделе приведены методы реализации блокирования водоносного пласта. Представлено разработанное устройство-регулятор давления и технология его применения. Для организации качественного проведения изоляции разработан алгоритм расчета закачиваемой ВУС.

4.1 Разработка устройства изоляции водопроявляющих пластов в процессе бурения скважин

Разработанный гидромеханический пакер относится к устройствам для обеспечения безаварийного процесса бурения в интервалах неустойчивых горных пород и вскрытия пластов с аномальными пластовыми давлениями.

Устройство-регулятор давления для создания давления в призабойной зоне включается в компоновку низа бурильной колонны (рисунок 4.1). В процессе бурения производится активация устройства, обеспечивающего уменьшение/увеличение кольцевого зазора. Во избежание дифференциального прихвата бурильного инструмента обязательным условием является его периодическое, либо постоянное вращение. Устройство-регулятор давления может быть использован многократно за время одного рейса.

Устройство скважинного гидромеханического пакера включает переводник 1, выполненный из углеродистой стали и закрепленный при помощи резьбового соединения в верхней части цилиндрического корпуса 6. Внутри корпуса 6 находится поршень 4, установленный с возможностью скольжения внутри корпуса 6. Поршень 4 соединен в верхней части с соплом 2 резьбовым соединением. Поршень 4 сверху и снизу герметизирован уплотнительными кольцами 3 и зафиксирован относительно исходного положения в корпусе 6 пружиной 5. В нижней части корпуса 6 установлены четыре плашки 7, выполненные из легированного сплава, они равноудалены относительно центра и между собой, впаяны в манжету 8, которая выполнена из резины и припаяна при помощи вулканизации к корпусу 6.

Расстояние от долота до регулятора давления выбирается исходя из мощности интервала проявлений пластовых флюидов. В процессе бурения за счет изменения вязкости бурового раствора производится уменьшение/увеличение кольцевого зазора за счет расклинивания резинового элемента.

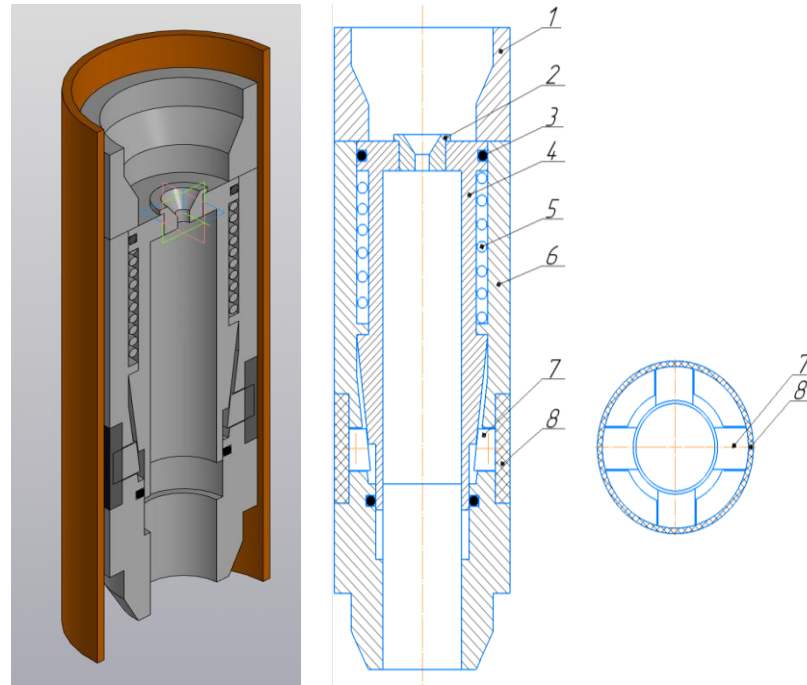


Рисунок 4.1 – Устройство – регулятор давления

Разработанная модель относится к съемным пакерам и может быть использована в различных отраслях производства, в том числе для обеспечения безаварийного процесса бурения в интервалах неустойчивых горных пород и вскрытия интервалов с аномально низкими и высокими пластовыми давлениями.

Простота конструкции скважинного гидромеханического пакера обусловлена минимальным количеством подвижных элементов, стойких к механическому воздействию, что приводит к увеличению межремонтного периода при работе скважины. Во избежание дифференциального прихвата бурильного инструмента обязательным условием является периодическое, либо постоянное вращение. Скважинный гидромеханический пакет может быть использован многократно за время одного рейса за счет особенностей его конструкции и способом взаимодействия со скважинным флюидом [52].

4.2 Разработка технологии изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения

Технология водоизоляции пластов осуществляется следующим образом. При первичном бурении и вскрытии водопроявляющих пластов в компоновку бурильной колонны устанавливается устройство-регулятор давления и затем после вскрытия интервала водопроявления производится углубление на 10-15 метров (в зависимости от его мощности). После чего в бурильную колонну закачивается разработанный состав ВУС «SPMI-7». Далее производится прокачка ВУС буровым раствором, причем буровой раствор выбирается с учетом химической нейтральности к ВУС для исключения использования дополнительных буферных жидкостей разделительных пачек.

Затем при достижении ВУС интервала водопритока производится активация устройства и создается дополнительный перепад давления в кольцевом пространстве и закачивается ВУС в пласт.

Корректировка гидродинамического давления и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) производится посредством вариации механической скорости бурения, влияющей на концентрацию шлама в кольцевом пространстве и расходом промывочной жидкости.

Вначале нужно определить приемистость после вскрытия водопроявляющего пласта закрытым устройством, потом уже закачивать ВУС в бурильную колонну.

Обязательно в процессе времени операции производится вращение бурильной колонны с контролем момента и нагрузок (веса на крюке) во избежание возникновения дифференциального прихвата. Перед закачкой (задавливанием в водопроявляющий пласт) ВУС фиксируется M (момент) и Q (расход), а также выход количества бурового раствора на сита, с учетом количества и фракционного состава шлама. При этом механическую скорость бурения рекомендуется снижать с учетом снижения выхода шлама в КП. После закачки ВУС в пласт производится деактивация разработанного

гидромеханического пакера и продолжается бурение скважины согласно программе работ.

С целью сохранения ФЕС пласта были определены основные показатели свойств блокирующей жидкости.

Авторами проведены исследования эффективного применения устройства – регулятора давления. «Используя параметры бурения необходимой нам скважины, построим зависимости, применив формулу Дарси-Вейсбаха (4.1– 4.5):

$$\Delta P = \gamma \frac{\rho \cdot \vartheta^2 \cdot l}{D_{\text{свк}} - d_{\text{устр}}} \quad (4.1)$$

$$\gamma = \frac{96}{Re} \quad (4.2)$$

$$Re = \frac{\rho \cdot \vartheta \cdot f}{\mu} \quad (4.3)$$

$$f = D_{\text{свк}} - d_{\text{устр}} \quad (4.4)$$

$$\Delta P = \frac{96 \cdot \mu \cdot \vartheta \cdot l}{f} \quad (4.5)$$

где: ρ - плотность бурового раствора (кг/м^3), ϑ - средняя по сечению затрубного пространства скорость (м/с), f – зазор между стенками скважины и устройством регулятором (м), μ – эффективная вязкость ($\text{Па} \cdot \text{с}$), l – расстояние от забоя до устройства – регулятора (м).

Для моделирования использовались следующие параметры:
 $\rho = 800$, $\vartheta = 0.15$, $f = 0.038$, $\mu = 0.003$, $l = 50$.

Зависимость изменения давления от изменения эффективной вязкости раствора представлена на рисунке 4.2.

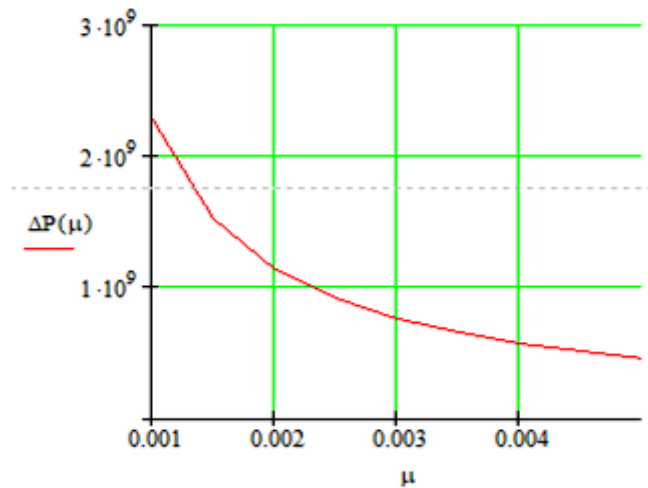


Рисунок 4.2 – Зависимость изменения давления от изменения эффективной вязкости раствора

Из графика видно, что при уменьшении эффективной вязкости, давление в скважине увеличивается. При $\mu = 0.003$ Па · с, давление в интервале от забоя до устройства-регулятора давления составит $7.579 \cdot 10^8$ Па.

Зависимость изменения давления от изменения средней скорости по сечению затрубного пространства представлена на рисунке 4.3.

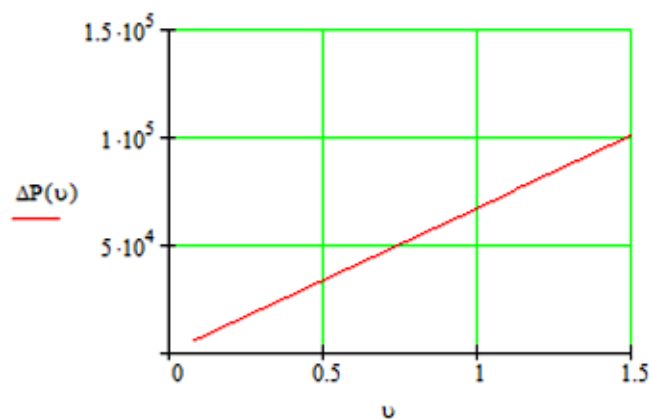


Рисунок 4.3 – Зависимость изменения давления от изменения средней скорости по сечению затрубного пространства

Из графика видно, что при увеличении скорости, давление в скважине увеличивается. При $v = 0.15$ м/с давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $1.011 \cdot 10^4$ Па.

Зависимость изменения давления от изменения зазора между стенками скважины и устройством регулятором давления представлена на рисунке 4.4:

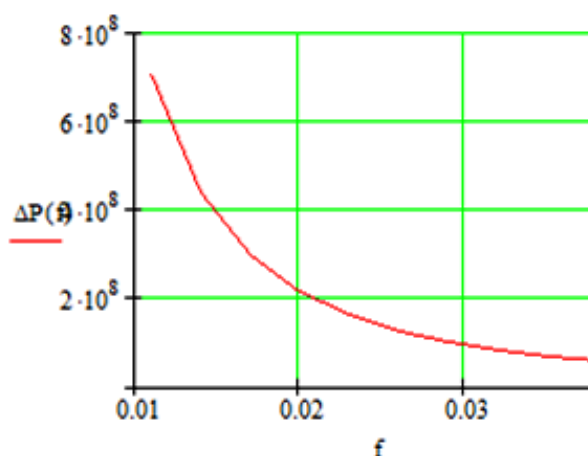


Рисунок 4.4 – Зависимость изменения давления от изменения зазора между стенками скважины и устройством регулятором давления

Из графика видно, что при уменьшении зазора, давление в скважине увеличивается. При $f = 0.02$ м давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $2.16 \cdot 10^8$ Па.

Зависимость изменения давления от расстояния между устройством-регулятором давления и забоем, т.е. от высоты водоносного пласта, представлена на рисунке 4.5.

Из графика видно, что при увеличении длины, давление в скважине увеличивается. При $l = 50$ м давление в интервале от забоя до устройства-регулятора составит $1.496 \cdot 10^4$ Па» [27].

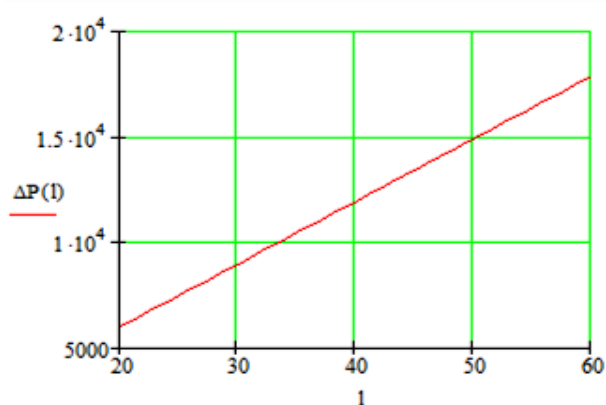


Рисунок 4.5 – Зависимость изменения давления от расстояния между устройством-регулятором давления и забоем

«Скважинный гидромеханический пакер способствует повышению эффективности бурения скважин в интервалах неконтролируемого притока с

одновременным закачиванием блокирующей жидкости при вскрытии водоносного пласта» [68].

4.3 Испытания взаимодействия ВУС «SPMI-7» с манжетой гидромеханического пакера

Таблица 4.1 – Свойства образцов резины пакера

Исходные образцы				Образцы, выдержанные в ВУС «SPMI-7»			Изменение образцов, %		
№ образца	m, г	V, мм ³	S, мм ²	m, г	V, мм ³	S, мм ²	dm	dV	dS
1	5,42	4437,3	1521	6,27	4437,3	1521	0,85	-	-
2	3,89	2547	1638	4,43	3264	2260	12,2	22	27,5

Результаты испытания резины манжеты пакеров на одноосное сжатие представлены в таблицах 4.1 и 4.2. На рисунках 4.6 и 4.7 приведены диаграммы деформирования образцов при сжатии до величин относительных деформаций 25% и 40 %. Проведение испытаний осуществлялось по методике ГОСТ 265-77 «Резина. Методы испытаний на кратковременное статическое сжатие».

Таблица 4.2 – Результаты испытаний резины в естественном состоянии по определению предела прочности при одноосном сжатии (ГОСТ 265-77)

Номер образца	Прочность на одноосное сжатие, МПа	
	образца	среднее
2	3	4
Величина относительной деформации 25%		
1	3,61	3,11
2	3,03	
3	2,97	
4	3,01	
5	2,95	
Величина относительной деформации 40%		
6	7,72	6,74
7	6,46	
8	6,75	
9	6,40	
10	6,38	

Таблица 4.3 – Результаты испытаний резины после вымачивания в ВУС по определению предела прочности при одноосном сжатии (ГОСТ 265-77)

Номер образца	Прочность на одноосное сжатие, МПа	
	образца	среднее
2	3	4
Величина относительной деформации 25%		
1	2,51	2,35
2	2,15	
3	2,38	
Величина относительной деформации 40%		
6	5,04	5,10
7	5,16	

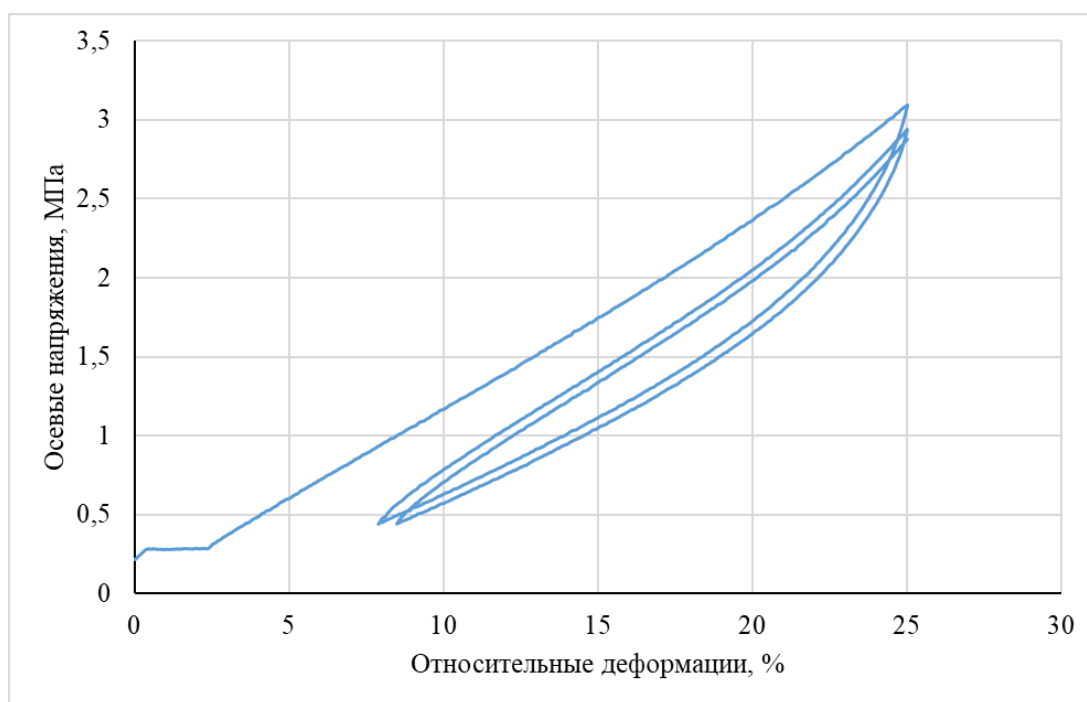


Рисунок 4.6 – Диаграмма «Относительные деформации – Осевые напряжения» при испытании образцов резины в естественном состоянии по определению предела прочности при одноосном сжатии и величине конечной относительной деформации 25%

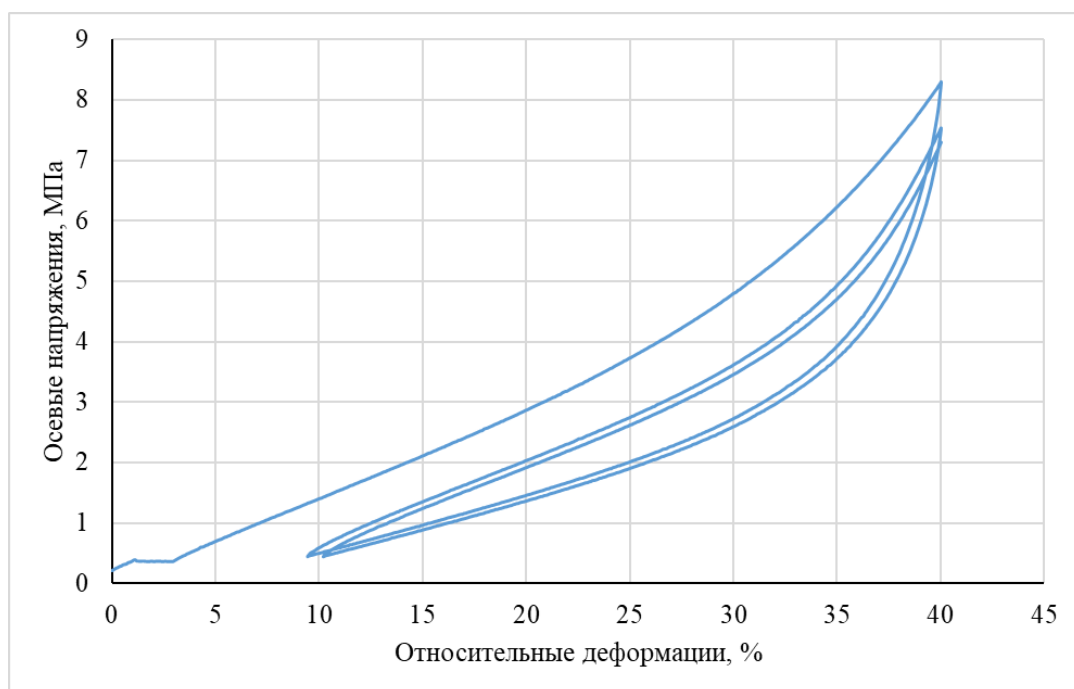


Рисунок 4.7 – Диаграмма «Относительные деформации – Осевые напряжения» при испытании образцов резины в естественном состоянии по определению предела прочности при одноосном сжатии и величине конечной относительной деформации 40%

Результаты испытания резины уплотнительных колец пакеров на растяжение представлены в таблицах 4.4 и 4.5. На рисунке 4.8 приведен пример диаграммы деформирования образцов при его растяжении. Проведение испытаний осуществлялось по методике ГОСТ 270-75 «Резина. Методы определения упругопрочностных свойств при растяжении».

Таблица 4.4 – Результаты испытаний резины в естественном состоянии по определению предела прочности при растяжении (ГОСТ 270-75)

№ п/п	Номер образца	Прочность на одноосное сжатие, МПа	
		образца	среднее
1	2	3	4
1	1	13,1	12,7
2	2	12,0	
3	3	14,5	
4	4	12,0	
5	5	11,9	

Таблица 4.5 – Результаты испытаний резины после вымачивания в ВУС по определению предела прочности при одноосном сжатии (ГОСТ 270-75)

№ п/п	Номер образца	Прочность на одноосное сжатие, МПа	
		образца	среднее
1	2	3	4
1	1	6,4	5,7
2	2	6,1	
3	3	5,4	
4	4	4,8	
5	5	6,0	

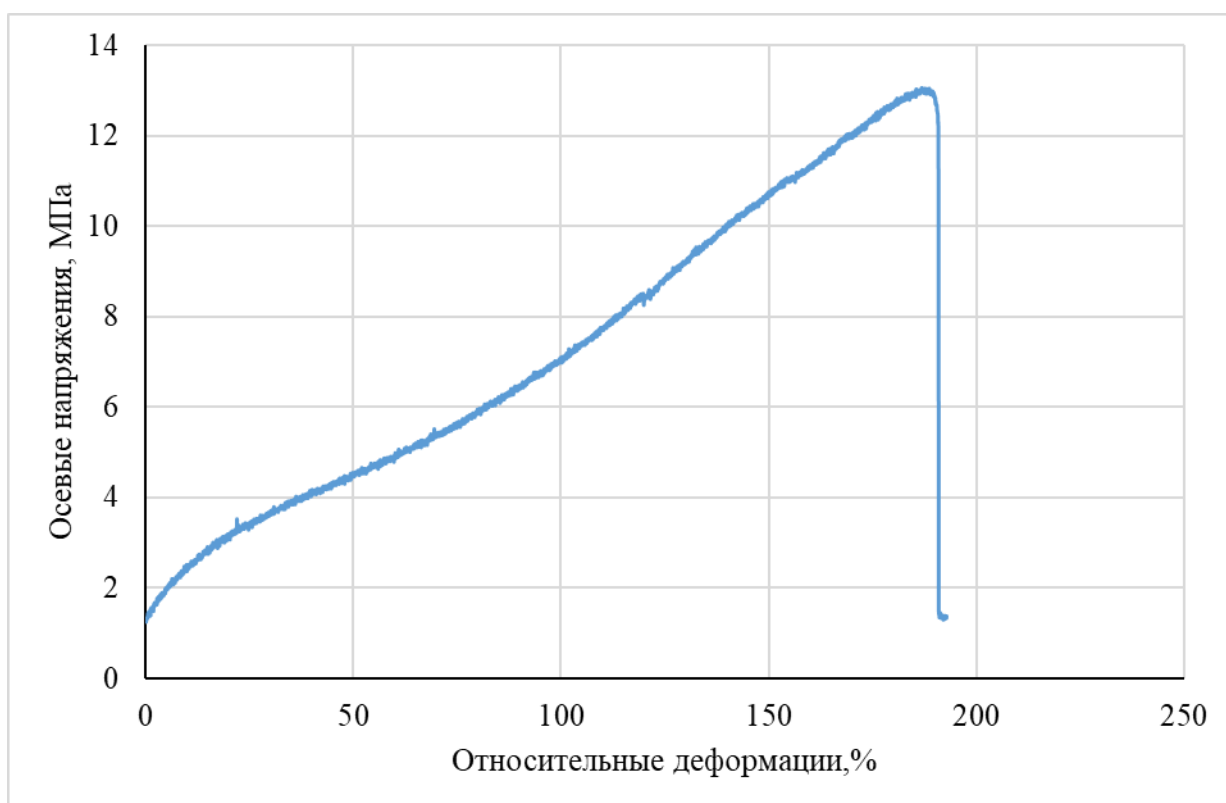


Рисунок 4.8 – Диаграмма «Относительные деформации – Осевые напряжения» при испытании образцов резины по определению предела прочности при растяжении

Прочность образцов резины на одноосное сжатие в естественном состоянии при величине относительных деформаций равных 25% составила 3,11 МПа, при относительных деформациях 40% - 6,74 МПа.

Прочность исследуемых образцов после вымачивания в ВУС «SPMI-7» при величине относительных деформаций 25% составила 2,35 МПа, при относительных деформациях 40% - 5,10 МПа.

Прочность образцов резины на одноосное сжатие при величине относительных деформаций равных 25% и 40%, чем после 2-недельного вымачивания в буровом растворе.

Прочность образцов резины на растяжение в естественном состоянии составила 12,7 МПа, после их вымачивания в буровом растворе – 5,7 МПа. Таким образом после вымачивания образцов в буровом растворе прочность резины на растяжение уменьшается на 55%.

4.4 Программа (расчет объема раствора для блокирования пластов) для вычисления объема ВУС для ограничения водопритока

Для более эффективного применения устройства регулятора давления и закачки необходимого объема ВУС, по параметрам коллектора проявляющего пласта в DELFI была написана программа, которая позволит вычислить этот объем.

Используя все данные, выведем общую и основную формулу расчета объема (4.6, 4.7):

$$V = \pi r^2 h - \pi \left(\frac{d_1}{2} - \sigma_1 \right)^2 h + \sum_{i=1}^n \pi \left(\frac{d_i}{2} - \sigma_i \right)^2 h_i \quad (4.6)$$

где r – радиус пробки, h – мощность пласта, d и σ – диаметр трубы и толщина стенки соответственно, h с индексом – длина данной трубы.

$$V_{\text{геля}} = V \cdot k \quad (4.6)$$

где k – коэффициент перевода объема ВУС в объем геля.

Используя данные Тугаровой М.А. породы-коллекторы: свойства, петрографические признаки добавим в программу возможность выбора коллектора [65].

Алгоритм работы программы:

Изначально кнопка «Вычислить» недоступна. Для ее разблокировки требуется ввести начальные значения. Эта мера предпринята для того, чтобы невозможно было запустить процесс вычисления, не введя начальных условий. Ввод пористости предлагается произвести, выбрав нужную категорию с помощью выпадающих списков, однако возможно сделать это также вручную.

Сразу после начала процесса вычисления проверяется совпадение длины скважины и общей длины труб. Если длины не совпадают, выводится сообщение об ошибке.

После проверки длин скважины и труб реализуется вычисление по формуле объема вязкоупругой смеси, который затем переводится в объем геля, образующего пробку.

Программа позволяет выбрать тип коллектора и ее класс, если в программе нет необходимых данных, то эти данные можно ввести самостоятельно. Общий вид программы представлен на рисунке 4.9.

Расчет блокирования пластов

Тип коллектора: Класс:

Пористость: 0,45

Погрешность: 0,2

Плотность, кг/м³:

Механическая скорость, м/ч: 5

Скорость потока раствора, м/с: 5

Толщина пробки, м: 0,2

Мощность пласта, м: 50

Длина скважины, м: 100

Объем образующей пробки, м³:

Объем НСГ, м³:

Объем ВУС, м³:

Ввести пористость вручную

Ввести погрешность вручную

Открыть файл труб

Ввести значения труб

Сохранить файл труб

Сохранить как

Файл труб заполняется по правилу:
диаметр(м)/толщина_стенок(м) длина(м)
Пример: 0.218/0.01 100

ВЫЧИСЛИТЬ

☒ Рассчитать закачку пены вместо ВУС

Плотность р-ра, кг/м³: 1000

Диаметр частиц шлама, м: 0,003

Пластовая температура, К: 373

Температура в скважине, К: 323

Пластовое давление, Па: 500000

Шероховатость труб, м: 1

Тип соединений: Муфтово-закановый

Газ: Воздух

Расход ГЖС:

Расход газа:

Расход пенообразующей жидкости:

Рисунок 4.9 – Общий вид программы

Программа может быть использована подрядными организациями по бурению нефтегазовых скважин. Ее можно также использовать в учебном процессе для бакалавров направления 21.03.01 – «Нефтегазовое дело», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Бурение нефтяных и газовых скважин на шельфе по дисциплинам: «Технология вскрытия нефтегазовых пластов в осложненных условиях», «Бурение скважин в осложненных условиях», «Заканчивание наклонных и горизонтальных скважин».

Для запуска программы расчета необходимо ввести начальные условия в свободные поля. Например, ввод пористости предлагается произвести, выбрав нужную категорию с помощью выпадающих списков, однако есть возможность сделать это вручную в случае отсутствия необходимых данных.

В правом окне программы необходимо точно ввести данные диаметра, толщины и длины труб, расположенных в скважине, в метрах.

Для блокирования горизонтов в условиях водопроявления программа позволяет учесть коэффициент кольтатации шламом и определить объем выбуренного шлама с отражением пористости породы. Часть шлама в процессе бурения, из-за создания забойного давления, будет попадать в пласт блокирования и совместно с гелем будет образовываться «пробка».

Программа позволяет рассчитать объем образуемого при бурении шлама, учесть объем выносимого шлама и шлама, попадающего на стенки породы коллектора скважины, изменением механической скорости породоразрушения.

В программе есть возможность вычислить объем пены для блокирования пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, выбрав необходимый газ: воздух, азот или гелий, учитывая пластовое давление скважины.

4.5 Выводы к главе 4

1. Простота конструкции скважинного гидромеханического пакера обусловлена минимальным количеством подвижных элементов, стойких к механическому воздействию, что приводит к увеличению межремонтного периода при работе скважины. Во избежание дифференциального прихвата бурильного инструмента обязательным условием является периодическое, либо постоянное вращение. Скважинный гидромеханический пакет может быть использован многократно за время одного рейса за счет особенностей его конструкции и способом взаимодействия со скважинным флюидом.

2. Разработанная программа расчета объема раствора для блокирования пластов (далее – программа) для ЭВМ позволит уменьшить время расчета необходимого объема при выборе породы – коллектора, а также позволит

вычислить необходимый объем закачиваемой ВУС с учетом необходимого радиуса проникновения. В программе реализовано чтение свойств пород – коллекторов из текстовых файлов, что позволяет упростить задачу оператора.

3. Результаты исследования в условиях использования бурового раствора на углеводородной основе (наиболее неблагоприятные условия работы) показали, что, несмотря на снижение показателей растяжения и сжатия, сохраняется достаточная прочность резинового элемента гидромеханического пакера, обеспечивающая герметичность в течение 2-х недель непрерывного использования, тем не менее, целесообразно проведение испытаний для конкретных рецептов промывочных жидкостей, применяемых на производстве.

4. Применение технологии изоляции с использованием предлагаемого оборудования при постоянной скорости бурения, с изменением эффективной вязкости и одновременным регулированием зазора в кольцевом пространстве позволит обеспечить изоляцию водонасыщенного коллектора. А эффективность предлагаемой технологии обеспечивается за счет блокирования пласта предлагаемым составом ВУС и надежной изоляции водопритоков в течение продолжительного периода времени, что снижает обводненность скважинной продукции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалифицированной работой, в которой предлагается решение важной и актуальной научно-технической задачи – повышение качества изоляции водопроявляющих пластов разработкой вязкоупругих систем и технологии изоляции водопроявляющих пластов при бурении скважин.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Теоретически обоснована и научно подтверждена необходимость и целесообразность разработки ВУС и технологии изоляции водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения.

2. Разработана ВУС «SPMI-7» на основе полиакрилата и полиалкиленгликоля в соотношении 40:60, позволяющая повысить качество изоляции водопроявляющих пластов.

3. На основе теоретических и экспериментальных исследований физико-механических свойств геля установлена оптимальная концентрация системы ВУС в диапазоне от 1,15 до 1,25 % содержащаяся в объемной доле воды с сохранением пластической вязкости от 4 до 5 мПа·с.

4. Разработано устройство-регулятор давления позволяющее осуществлять оперативный контроль и управление потоком бурового раствора в кольцевом пространстве скважины при водоизоляции пластов с учетом физико-механических свойств ВУС.

5. Разработан алгоритм и программное обеспечение для моделирования гидродинамических параметров процесса изоляции с учетом скважинных условий, режимов ее бурения и физико-механических свойств ВУС.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВПД – аномально высокие пластовые давления;

АНПД – аномально низкие пластовые давления;

БРД – бурение с регулируемым давлением;

ВУС – вязкоупругие системы;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НПВ – непроизводственное время;

ОВП – ограничение водопритоков;

ПЗП – призабойная зона пласта;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

РУГ – роторный устьевой герметизатор;

СПО – спуско-подъемные операции;

СПС – сшитые полимерные системы;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев, А.Д. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» / Алексеев А.Д., Жуков, В.В., Стрижнев, К.В., Черевко С.А. // Записки Горного института. – 2017. –Т. 228. – С. 695-704.
2. Басарыгин, Ю.М. Материалы и реагенты для ремонтно- изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, В.И. Дадыка // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2004. – С. 349.
3. Богоявленский, В.И. Чрезвычайные ситуации при освоении ресурсов нефти и газа в Арктике и Мировом океане // Арктика: экология, экономика. – 2014. - №16 (4). – С. 48-59.
4. Бочкарев, А.В. Создание оптимального дизайна многостадийного гидроразрыва пласта с учетом особенностей залежей баженовской свиты / Бочкарев А.В., Буденный С.А., Никитин Р.Н., Митрушкин Д.А., Ерофеев А.А., Жуков В.В. // Нефтяное хозяйство. – 2017. - №3. – С. 51-55.
5. Булач, М.Х. Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. Булач М.Х., Белоновской Л.Г. Л.: ВНИГРИ. – 1989. - С.103.
6. Гасумов, Р.А. Крепление скважины с временным блокированием призабойной зоны продуктивного пласта / Гасумов Р.А., Пономаренко М.Н., Мосиенко В.Г. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 56-58.
7. Гасумов, Р.А. Отверждающаяся технологическая жидкость для химической обработки призабойной зоны пласта / Р.А. Гасумов, А.А. Перейма, О.С. Остапов [и др.] // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр.: вып. 34 / ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИгаз». – Ставрополь. – 2001. – С. 17-26.
8. Гасумов, Р.А. Применение гелеобразующих систем для временного блокирования газового пласта при цементировании скважин с открытым забоем /

Гасумов Р.А., Дубенко В.Е., Минченко Ю.С., Белоус А.В., Селюкова В.Н. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – Т.1. - №2. – С. 13-16.

9. Гасумов, Р.А. Разработка пенообразующих составов для бурения и ремонта скважин / Гасумов Р.А., Кашапов М.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 12. – С. 30-32.

10. Гасумов, Р.А. Укрепление слабосцементированных пород продуктивного пласта / Гасумов Р.А., Кукулинская Е.Ю., Димитриади Ю.К., Галай Б.Ф. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. - №11. - С.32-35.

11. Говзич, А.Н., Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО "Газпром нефть" / Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – Т.12. - С.59-61.

12. ГОСТ 33213-2014 «Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе».

13. Двойников, М.В. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин / Двойников М.В., Нуцкова М.В., **Кучин В.Н.** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16. – № 1. – С. 33-39.

14. Двойников, М.В. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин / Двойников М.В., **Кучин В.Н.**, Минцаев М.Ш. // Записки Горного института. – 2021. – Т.247. - С.1-9. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7

15. Дубинский, Г.С. О планировании технологий стимуляции скважин и ограничения водопритока / Дубинский Г.С. // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. – 2015. - С. 138–146.

16. Земцов, Ю.В. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири / Земцов Ю.В. [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 17–22.

17. Ильин, А.И. Пути прогноза горно-геологических условий бурения на Ковыктинском газоконденсатном месторождении / Ильин А.И., Вахромеев А.Г., Сверкунов С.А., Поспеев, А.В., Горлов И.В. // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. – 2017.

18. Илюшин, П.Ю., Возможности учета технологических показателей разработки нефтяных месторождений при прогнозе динамики обводненности продукции добывающих скважин / Илюшин П.Ю., Галкин С.В. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 64–74.

19. Исмагилова, Э.Р. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин / Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. // Бурение и нефть. – 2016. – № 5. – С. 36-41.

20. Кадыров, Р.Р. Ограничение водопритока в трещиновато-пористых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих эластомеров / Кадыров Р.Р. [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 70–72.

21. Каушанский, Д.А. Технология воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» / Д.А. Каушанский // Нефтяное хозяйство. – 2005. - №12. –С.48-50.

22. Конторович, А.Э. Баженовская свита-главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / Конторович, А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева, Е.А., Пономарева Е.В., Ян П.А. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. -№2 (10). - С. 2.

23. Краснова Е.И. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири / Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. - № 4 (47). – С. 17-18.

24. Куликов, А.Н. Диагностика и ограничение водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов / Куликов А.Н., Силин М.А., Магадова Л.А., Шидгинов З.А., Довгий К.А. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. - №7. - С.50-55.

25. Кучин, В.Н. Методика исследования влияния различных факторов на технологические характеристики газожидкостных смесей / Кучин В.Н. // Севергеоэкотех-2014. Материалы XV международной молодежной научной конференции. – С. 46-48.

26. Кучин, В.Н. Обоснование применения газожидкостной блокирующей жидкости для проведения ремонтных работ / Кучин В.Н. // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. - 2015. - №1. – С. 83-87.

27. Кучин, В.Н. Совершенствование технологии изоляции водопритоков при бурении в интервале аномальных пластовых давлений / **Кучин В.Н.**, Цыгельнюк Е.Ю., Нуцкова М.В., Двойников М.В. // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т.16. - №4. - С.51-58.

28. Кучин, В.Н. Экспериментальные исследования влияния минерализации вод на кратность газожидкостных смесей // Севергеоэкотех-2014 материалы XV международной молодежной научной конференции. С. 27-30.

29. Литвин, В.Т. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения / Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Рощин П.В. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. –Т. 10. - №3. –С. 12.

30. Магадова, Л.А. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе / Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 68-73

31. Меркулов, А.П. Нефтепромысловая химия компании Zirax для повышения эффективности эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Меркулов А.П., Демахин С.А. // Бурение и нефть. – 2016. - №12. - С. 32-35

32. Моторин, Д.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений / Д.В. Моторин, П.С. Кротов, В.В. Гурьянов // Территория Нефтегаз. – 2011. - № 10. - С. 45-57.

33. Николаев, Н.И. Исследование влияния полимерных буферных жидкостей на прочность контакта цементного камня с породой / Николаев Н.И., Лю Х., Кожевников Е.В. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. - №18. – С. 16-22.

34. Нуцкова, М.В. Анализ и обоснование выбора составов для ограничения водопритоков при заканчивании скважин / Двойников М.В., Нуцкова М.В., **Кучин В.Н.** // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.17.- № 1. - С.33-39.

35. Нуцкова, М.В. Профилактика и ликвидация осложнений, возникающих при заканчивании скважин / Нуцкова М.В., **Кучин В.Н.**, Ковальчук В.С. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20. - №1. – С. 14-26.

36. Овчинников П.В. Крепление скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Овчинников П.В., Двойников М.В., Овчинников В.П., Фролов А.А., Будько А.В., Пролубщиков С.В., Арыпов Ш.К. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – № 2. - С. 28-34.

37. Оक्रमелидзе, Г.В. Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов, подробно рассматривают процесс глушения скважин / Г.В. Оक्रमелидзе, И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, С.Е. Ильясов // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №10. С. 56-61.

38. Остапов, О.С. Создание сцементированного проницаемого песчаного барьера при проведении ремонтно-восстановительных работ в скважине / О.С. Остапов, В.Г. Мосиенко, С.В. Нерсесов [и др.] // Вузовская наука – Северо-

Кавказскому региону: материалы V регион. науч.-техн. конф. СевКавГТУ. – Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз». – 2001. – С. 37-38.

39. Пат. 2000117653 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/13. Способ восстановления призабойной зоны пласта газовой скважины / Тагиров К.М., Дубенко В.Е., Андрианов Н.И., Зиновьев В.В.; заявитель и патентообладатель ОАО "Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных газов" ОАО "Газпром" – № 2000117653/03 2000117653/03; заявл. 04.07.00; опубл. 20.06.02.

40. Пат. 2138616 Российская Федерация, МПК 21В 33/138. Состав для крепления призабойной зоны пласта / Перейма А.А., Гасумов Р.А., Лeksuков Ю.А.; заявитель и патентообладатель ОАО «СевКавНИПИгаз». №97118822/03; заявл. 11.11.1997; опубл. 27.09.1999

41. Пат. 2154729 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/138. Тампонажная смесь / Вяхирев В.И., Гереш П.А., Добрынин Н.М.; заявитель и патентообладатель ЗАО "Нефтегазовая компания "Стройтрансгаз-ойл". – № 99125239/03; заявл. 02.12.99; опубл. 20.08.00.

42. Пат. 2475622 Российская Федерация, МПК Е21В33/13, С09К8/56. Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин / Тананыхин Д.С., Петухов А.В., Сюзев О.Б., Никитин М.Н.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный университет». – № 2011134125/03; заявл. 12.08.11; опубл. 20.02.13.

43. Патент 1175951. Пенообразующий состав для глушения скважин / Уханов Р.Ф., Куксов А.К., Шейнцвит Л.И. и др. - №3696861; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1985.

44. Патент 1208192. Жидкость для глушения скважин / Амиян В.А., Киселева Г.С., Ромашова М.М. и др. - №3769506; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1986.

45. Патент 2183735. Жидкость для глушения скважин / Крылов Г. В., Штоль В.Ф., Кашкаров Н.Г. и др. - №2000111805/03; заявл. 11.05.2000; опубл. 20.05.2002.

46. Патент 2187533. Пенообразующий состав / Гафаров Н.А., Гличев А.Ю., Горонович В.С. и др. - №2000131992/03; заявл. 21.12.2000; опубл. 20.08.2002.

47. Патент 2196164. Эмульсионный раствор / Галян Д.А., Комарова Н.М., Чадина Н.П., Гличев А.Ю. - № 2000131467/03; заявл. 15.12.00; опубл. 10.01.03.

48. Патент 2255209. Способ глушения скважины / Рябоконь С.А., Герцена Н.К., Горлова З.А. и др. - №2004100762/03; заявл. 08.01.2004; опубл. 08.01.2004.

49. Патент 2309177. Состав для блокирования призабойной зоны пласта газовых скважин / Обиднов В.Б., Кустышев А.В., Мазанов С.В. и др. - № 2006116076/03; заявл. 10.05.06; опубл. 27.10.2007.

50. Патент 484300 Российская. Эмульсия для глушения скважин /Акопян Н.Р., Клименко З.К., Шмельков В.Е. - №1323284; заявл. 15.04.1969; опубл. 15.09.1975.

51. Патент на изобретение №: 2145665. Способ изоляции притока пластовых вод в скважину / Сохошко С. К., Романов В. К., Клещенко И. И., Гейхман М. Г.

52. Патент № 194454. Российская Федерация, МПК E21B 33/12 (2006.01). Скважинный гидромеханический пакер: 2019130336: заявл. 24.09.2019: опубл. 11.12.2019 / **Кучин В.Н.**, Двойников М.В., Куншин А.А., Буслаев Г.В. заявитель СПГУ. – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.

53. Паффенгольца, К.Н. Геологический словарь: В 2 т. / Под ред. и др. М.: Недра. – 1978. - Т. 1. - С. 486; - Т. 2. - С. 456.

54. Перейма, А.А. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения / Перейма А.А., Кукулинская Е.Ю. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 5. – С. 35-41.

55. Перейма, А.А. Укрепление слабосцементированных пород в нефтегазовых скважинах химической обработкой призабойной зоны пласта / Перейма А.А., Кукулинская Е.Ю. // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С.108-113.

56. Пискунов А.И. Заколонные перетоки и анализ причин их появления // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 141-144.

57. Савинов, Р.А. Комплексное решение вопросов по предотвращению осложнений при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях / Савинов Р.А., Губайдуллин М.Г., Янгиров И.В. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2014. - №3. - С.32-35.

58. Силин М.А. Разработка битумной эмульсии для применения в технологии селективной изоляции водопритокров / Силин М.А., Рудь М.И., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Федорова Л.А., Кыюнг Ф.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. - № 11.– С. 11-13.

59. Стрижнев, В.А. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах / Стрижнев В.А., Корнилов А.В., Никишов В.И., Уметбаев В.Г. // Нефтепромысловое дело. – 2008. - №4. – С. 28–34.

60. Сувернев С.П. Опыт применения химреагентов компании «Championtechnologies» на нефтепромыслах ТНК-ВР // Инженерная практика. – 2011. - Спецвыпуск. - С. 74-78.

61. Тагиров, К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / Тагиров К.М., Нифантов В.И. // – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». - 2003. – С. 160.

62. Туктаров, Д.Х. Спуск обсадных колонн в скважины с большими отходами от вертикали. Проблемы и решения / Туктаров Д.Х., Корчагин П.Н.,

Охотников А.Б., Глебов Е.В. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. - №6.- С. 42-43.

63. Турицына, М.В. Исследование влияния минерализации вод на технологические характеристики газожидкостных смесей / Турицына М.В., Кучин В.Н., Гизатуллин Р.Р. // Вестник пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. - Т.12. - №6. - С. 64-73.

64. Фаттахов, И.Г. Модельные испытания водоизолирующей способности нефтесилорной эмульсии / Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р., Степанова Р.Р., Рамазанова Ю.А. // Научное обозрение. - №12-1. – 2014. – С. 182-186.

65. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / Ханин А.А. // М.: Недра. – 1969. –С.356.

66. Хлебникова, М.Э. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков / Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х. [и др.]// Интервал. – 2003. – № 9. – С. 4–22.

67. Шамсутдинова, М.Х. Изоляция водопритоков в нефтяные скважины / Шамсутдинова М.Х., Гойтемирова С.У., Исаева Э.Л., Бисиева Х.З., Сириева Я.Н. // Рефлексия. – 2010. – № 3. – С. 50-54.

68. Шамсутдинова, М.Х. Разработка технологии изоляции водопритоков в нефтегазовые скважины / Шамсутдинова М.Х., Мутузова М.Х., Исаева Э.Л., Сириева Я.Н. // Рефлексия. – 2011. - №1. - С. 30-32.

69. Ягудин, Р.А. Особенности крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов синтетическими смолами / Ягудин Р.А., Стрижнев В.А. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011.- №7. – С.43-47.

70. Aadnoy, B. (2017). Technology Focus: Multilateral/Extended-Reach Wells (May 2017). Journal of Petroleum Technology.– 69 (05).–P. 71-71.

71. Ahmad, N.; Comprehensive Diagnostic and Water Shut-off in Open and Cased Hole Carbonate Horizontal Wells / Ahmad, N.; Al-Shabibi, H.; Malik, S. //

Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and conference, Abu Dhabi, UAE, 11–12 November 2012.

72. Bailey, B. Water Control // Oilfield Review. – Spring 2000. – P. 30-51.
73. Belitz, K., Bredehoeft, J. D. (1988). Hydrodynamics of Denver Basin: Explanation of subnormal fluid pressures. AAPG bulletin. 72(11). 1334-1359.
74. Davis, R. Foam cementing Program // Drilling. -1989. -№ 12. -P. 70.
75. Fujii, K. The hydration of portland cement immediately after mixing water / Fujii K., Kondo W., Wataabe T. // Cement-Klak-Gips. -1970. -№ 2. C. 57-113.
76. Garvin, T. Foamed cement restores well-bore integrity in old wells / Garvin T., Creel P. // OGJ. – 1984. - № 34. – P. 125-126.
77. Heisig, G. Lateral drillstring vibrations in extended-reach wells / Heisig G., Neubert M. (2000, January) // In IADC/SPE drilling conference. Society of Petroleum Engineers.
78. Ismailov, A.A. Analysis of the existing methods for elimination of cement slurry losses while well cementing / Ismailov A.A., Kabdulov S.Z., Tikebayev T.A. // International Journal of Chemical Sciences. – 2013. - №11(1). – P. 150-158.
79. Kamenskih, S. Research and development of the lightweight corrosion-resistant cement blend for well cementing in complex geological conditions / Kamenskih, S., Ulyasheva, N., Buslaev, G., Voronik, A., Rudnitskiy, N. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2018, RPTC 2018.
80. **Kuchin, V.N.** Isolation through a viscoelastic surfactant of a fracable hydrocarbon-containing formation / **Kuchin V.**, Dvoynikov M., Nutskova M. // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – 1478(1). - 012022.
81. Livescu, S. A critical review of the coiled tubing friction-reducing technologies in extended-reach wells. Part 2: vibratory tools and tractors / Livescu S., Craig S. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – 166. – P. 44-54.
82. Livescu, S. Fluid-hammer effects on coiled-tubing friction in extended-reach wells / Livescu S., Craig S., Aitken B. // SPE Journal. –22(01). - 365-373.

83. Merdhah, A.B.B. Laboratory Study and Prediction of Calcium Sulphate at High-Salinity Formation Water / Merdhah A.B.B., Yassin A.A.M. // The Open Petroleum Engineering Journal. – 2008. – № 1. – P. 62-73.

84. Merzliakov, M.Y. Improving the efficiency of well cementing in permafrost regions by using gas-liquid cement mixtures / Merzliakov, M.Y., Podoliak, A.V. // International Journal of Applied Engineering Research, Volume 12, Issue 9, 2017, pp. 1879-1882.

85. Moradi S.S.T., Effect of fault stress regime on the mechanical stability of horizontal boreholes / Moradi S.S.T., Ghasemi M.F., Nikolaev N.I., Lykov Y.V. // GeoBaikal 2016 - 4th International Conference: From East Siberia to the Pacific - Geology, Exploration and Development 2016.

86. Moradi, S.S.T. Geomechanical study of well stability in high-pressure, high-temperature conditions / Moradi S.S.T., Nikolaev N.I., Chudinova I.V., Martel A.S. // Geomechanics and Engineering.–2018.- 16(3). - pp. 331-339.

87. Nutskova, M.V. Improving the quality of well completion in order to limit water inflows / Nutskova M.V., Dvoynikov M.V., **Kuchin V.N.** // Journal of Engineering and Applied Sciences. - 2017.- 12(22). - pp. 5985-5989.

88. Nutskova, M.V. Investigating of compositions for lost circulation control / Nutskova M.V., Rudiaeva E.Y., **Kuchin V.N.**, Yakovlev A.A. // Youth Technical Sessions Proceedings - Proceedings of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum. – 2019. - P. 394–398.

89. Ouyang, L.B. Practical consideration of an inflow-control device application for reducing water production / Ouyang L.B. [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition / Society of Petroleum Engineers. – New Orleans, 2009. – P. 1128–1146.

90. Reader, T.W. The Deepwater Horizon explosion: non-technical skills, safety culture, and system complexity / Reader T.W., O'Connor P. // Journal of Risk Research. – 2014. – 17(3). – 405-424.

91. Rozieres, S.D. Foamed cements characterization under downhole conditions and I-bz impact on job design / Rozieres S.D., Ferriere R. // SPE Prog. Eng. - 1991. -Vol. 3. -P. 297-304.
92. Seright, R.S. A strategy for attacking excess water production / Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D. // SPE Production and Facilities. – 2003. – Vol. 18. - №3. – P. 158-169
93. Skadsem H.J. Fluid Migration Characterization of Cemented Sections Retrieved from a North Sea Production Well / Skadsem H.J.; Gardner D.; Beltrán-Jiménez K.; Kragset S.; Delabroy L.; Paper F.R. // presented at the IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, Galveston, Texas, USA, March 2020. Paper Number: SPE-199662-MS <https://doi.org/10.2118/199662-MS> Published: February 25 2020.
94. Stein, N. Estimating maximum sand-free production rates from friable sands for different well completion geometry / Stein N., Oden A.S., Jones L.G. // Journal of Petroleum Technology. – 1974. – October. – P. 138-141.
95. Tabatabaee, Moradi S.S. Geomechanical analysis of wellbore stability in high-pressure, high-temperature formations / Nikolaev N.I., Chudinova I.V. // 79th EAGE Conference and Exhibition 2017.
96. Taha, A. Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells / Taha A., Amani M. // Chemical and Mechanical Solutions / Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University at Qatar, P.O. Box 23874, Doha, Qatar doi.org/10.3390/chemengineering3020051.
97. Thomas, F.B. Water Shut-off Treatments-Reduce Water and Accelerate Oil Production / Bennion, D.B.; Anderson, G.E.; Meldrum, B.T.; Heaven, W.J. // J. Can. Pet. Technol. 2000, 39, 25–29. [CrossRef].
98. Wang, H. Technologies in deep and ultra-deep well drilling: present status, challenges and future trend in the 13th Five-Year Plan period (2016–2020) / Wang H., Ge Y., Shi L. // Natural Gas Industry B. - 2017. - 4(5). - 319-326.

99. Willson, S.M., Assuring stability in extended reach wells-analyses, practices and mitigations / Willson S.M., Edwards S.T., Crook A.J., Bere A., Moos D., Peska P., Last N.C. // In SPE/IADC Drilling Conference. Society of PetroleumEngineers. 2007.

100. Xie, X. Evolution of abnormally low pressure and its implications for the hydrocarbon system in the southeast uplift zone of Songliao basin / Xie X., Jiao J. J., Tang Z., Zheng C. // 2003. China. AAPG bulletin, 87(1), 99-119.

101. Yu-Shu, Wu. Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoirs / Yu-Shu Wu, Baojun Bai. // SPE 118830. – SPE Reservoir Simulation Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 2-4 February 2009. – 13p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АКТ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МАТЕРИАЛОВ ДИССЕРТАЦИИ

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертации Кучина Вячеслава Николаевича на тему:
«Обоснование и разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции
водопроявляющих пластов при бурении скважин», представленной на
соискание ученой степени кандидата технических наук

Диссертационная работа Кучина Вячеслава Николаевича посвящена повышению эффективности строительства скважин изоляцией водопроявляющих пластов без остановки процесса бурения путем регулирования времени структурообразования и скорости течения разработанной вязкоупругой системы в кольцевом пространстве скважины при контролируемом разрушении горной породы.

Теоретические и практические научно-технические результаты, полученные в диссертационной работе Кучина В.Н., представляют ценность при планировании, организации и внедрении комплексных мероприятий по эффективному строительству скважин с изоляцией водопроявляющих пластов.

На заседании научно-технического совета ООО «Газпром подземремонт Уренгой» принято решение о возможности использования, разработанной в диссертационном исследовании вязкоупругой системы и технологии изоляции водопроявляющих пластов при ремонте скважин и бурении боковых стволов.

Главный инженер – первый заместитель

Генерального директора

ООО «Газпром подземремонт

Уренгой», к.т.н.



Д.Н. Хадиев