

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

Satbayev University

УДК: 622.323

На правах рукописи

ЫСҚАҚ АРДАҚ СЕРҒАЗЫҚЫЗЫ

**«Разработка технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин с
применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и
микроцемента»**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация

на соискание ученой степени доктора философии (PhD)

Научные консультанты:
PhD, канд.геол.-минер наук,
Енсенбаев Талгат Аблаевич
д.т.н., профессор,
Абдели Дайрабай Жумадилович
PhD, professor, Wisup Bae

Республика Казахстан

Алматы, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1 Изучение состояния вопроса. выбор цели и постановка задач исследований	10
1.1 Существующие технологии водоизоляции добывающих скважин	11
1.2 Анализ научно-исследовательских работ, направленных на совершенствование технологии водоизоляций нефтяных скважин.	27
1.3 Выводы по разделу 1	50
1.4 Выбор цели и постановка задач исследований.	51
2 Теоретические исследования технологических процессов создания водоизолирующей зоны нефтяного пласта применением жидкого стекла и микроцемента	52
2.1 Установление закономерностей технологических процессов создания водоизолирующей зоны ниже водонефтяного контакта применением жидкого стекла и микроцемента	54
2.2 Математическое моделирование процесса водоизоляций в призабойной зоне скважин	56
2.3 Выводы по разделу 2	68
3 Экспериментальные исследования технологических процессов создания водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта применением жидкого стекла и микроцемента	69
3.1 Методика проведения эксперимента	69
3.2 Результаты лабораторных опытов	81
3.3 Анализ результатов экспериментальных исследований	88
3.4 Численное моделирование	92
3.5 Выводы по разделу 3	98
4 Разработка научных рекомендации и экономическая эффективность результатов научных исследований	100
4.1 Расчет объема закачиваемой композиции в добывающую скважину	100
4.2 Экономическая эффективность результатов научных исследований	103
4.3 Выводы к разделу 4	103
Заключение	109
Список использованных источников	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Таблица 1 - Давления в пласте в зависимости от расстояния от скважины при закачке пресной воды	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Акт о принятии к внедрению в ТОО «Узень Геосервис»	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В –Справка о возможности внедрения результатов исследовательской работы на месторождении ЮЗ-Карабулак	123

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;
ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);

Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127;
межгосударственные стандарты:

ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления; ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ОВП– ограничение водопритока
НСМИ– неселективный метод изоляции
СМИ–селективный метод изоляции
РИР – ремонтно-изоляционные работы
ПЗС –призабойная зона скважины
ЖС –жидкое стекло
ВИЭ– водоизолирующий экран
ВНК – водонефтяной контакт
ПАВ – поверхностно-активные вещества
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
ВИС – водоизолирующий состав
ГОС – гелеобразующий состав
ВУС –вязкоупругий состав
КМЦ – карбоксиметилцеллюлозы
ДЭК –дополнительная эксплуатационная колонна
КИН – коэффициент извлечения нефти
ОГС – осадкогелеобразующая система

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научно-технологической проблемы

В настоящее время многие нефтяные месторождения Казахстана находятся на поздних стадиях разработки, для которых характерными являются низкие пластовые давления и высокая обводненность продукции скважин. Это приводит к существенному снижению дебита скважин по нефти и не предусмотренным эксплуатационным затратам, связанным с затратой энергии на добычу воды и отделения ее от товарной нефти.

Результаты анализа разработки таких месторождений как Узень, Жетыбай, Каламкас, Жанажол, Кумколь, Каражанбас говорят о своеобразном характере обводнения залежей - быстрый прорыв воды в глубь залежи и высокая обводненность продукции скважин наступают уже при низких значениях текущего коэффициента нефтеизвлечения.

Учитывая, что основным методом разработки месторождений страны является заводнение, в обводненных пластах остаточные запасы нефти будет постоянно возрастать. Для доизвлечения таких запасов необходимо также использовать более совершенные технологии.

Одним из основных факторов, приводящих к обводнению нефтяных скважин, является поступление к забою пластовой воды через нижние перфорационные каналы эксплуатационной колонны. По мере добычи нефти и снижения давления в нефтеносном пласте приток воды к забою из нижнего водоносного пласта происходит в виде конуса через поры и трещины породы-коллектора, щели, образованные между породой, цементным камнем и эксплуатационной колонной, а также в результате постепенного повышения водонефтяного контакта.

Для ограничения водопритоков в скважинах наиболее перспективными методами является технологий на основе применения гелеобразующих составов. В пластовых условиях образуясь гель создает водоизолирующие зоны (барьеры, экраны) с большим фильтрационным сопротивлением и исключает прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам в скважину.

На сегодняшний день существует расширенный спектр гелеобразующих тампонажных материалов и технологий, применяемых при проведении изоляционных работ. Так, например, для этих целей широко используют водные растворы полиакриламида с добавлением сшивателя (ацетат хрома). Однако их успешность и эффективность остается низкой и непродолжительной. Это объясняется их низкой проникающей способностью, химической неустойчивости их к минеральным солям пластовой воды, большая чувствительность к пластовым температурам, токсичность, высокая стоимость.

Также особо следует отметить имеющиеся недостатки существующих технологий водоизоляционных работ: закачка гелеобразующих растворов через забой, обводненной минерализованной пластовой водой,

непосредственно в нефтенасыщенный пласт. Это приводит к преждевременному гелеобразованию уже в забое скважины и закупориванию пор нефтяного пласта образованной гелю, приводящему к снижению проницаемости не только по воде, также и по нефти.

В связи с этим, возникает необходимость в совершенствовании существующей технологии водоизоляции забоя нефтяных скважин на основе применения новых доступных и эффективных гелеобразующих материалов, обладающих высокой проникающей способностью в глубину водоносного пласта и создающих более надежный прочный водоизоляционный экран.

Основание и исходные данные для разработки темы

Отсутствие эффективных методов и технологии ограничения притока пластовой воды из нижних и верхних водоносных пластов через неплотности между цементным камнем и обсадной колонной к забою добывающих скважин является основанием для разработки данной темы диссертации.

Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы по теме

Для решения проблем преждевременного прорыва пластовых вод в скважину и увеличения безводного периода эксплуатации скважин требуется проведение теоретических и экспериментальных лабораторных исследований процессов создания водоизолирующего экрана из гелеобразующего силиката натрия в ПЗП ниже уровня водонефтяного контакта, позволяющих разработать рациональные режимы ограничения притока пластовой воды к забою добывающих скважин. Это предопределяет необходимость проведения научно-исследовательских работ по теме диссертации.

Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработки, о патентных исследованиях и их выводы определяются проведением научного анализа современного состояния научно-технической проблемы и исследований по повышению эффективности водоизоляции нефтяных скважин. Поставленные задачи будут реализованы путем выполнения теоретических и экспериментальных исследований процессов создания водоизолирующего экрана ниже нефтяного пласта из гелеобразующих тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента. Ожидаемым результатом является рациональные режимы и параметры эффективной технологии водоизоляции забоев нефтяных скважин.

Сведения о метрологическом обеспечении диссертаций

Результаты исследования получены на основе теоретических и практических положений теории на основе закономерностей технологических процессов водоизоляции забоя скважин новыми видами гелеобразующих и тампонажных растворов.

Экспериментальные исследования проведены на действующих установках в научной лаборатории кафедры «Нефтяная инженерия» Satbayev University под руководством профессора Абдели Д.Ж.

Актуальность темы

На месторождениях нашей страны более 90% всей добываемой нефти извлекается с применением метода заводнения пластов. Однако, за счет

высокой степени неоднородности пропластков метод заводнения больше проявляет продвижение неравномерного фронта вытеснения нефти водой как по толщине пласта, так и по площади. Опережающее движение пластовых вод и их прорыв к забою скважин происходят до достижения потенциально возможных отборов нефти из скважин. Это приводит ко многим отрицательным последствиям как снижение темпов текущих отборов нефти, увеличение нагрузки на системы сбора и подготовки нефти, снижение эффективности воздействия системы ППД.

Для решения таких проблем на многих месторождениях проводят закачку геле-, осадкообразующих и вяжущих композиций с целью закупорки высокопроницаемых каналов. Данные технологии известны как потокоотклоняющие технологий. Однако при проведении данных изоляционных работ их успешность составляет не более 50%.

Причинами низкой успешности изоляционных работ и недостатками данных технологии избыточное количество воды, большие давления закачки реагентов, в результате которого происходит расширение существующих и образование новых каналов в обводненных пропластках.

В скважинах, у которых обводненность достигает 85 – 100 %, обычно очень низкая результативность технологии закачек геле-, осадкообразующих и вяжущих композиций.

Необходимо воздействие со стороны добывающей скважины для проведения эффективной водоизоляции каналов низкого фильтрационного сопротивления. Не смотря на большое число теоретических исследований и практических разработок обводненность продукции скважин не снижается, число удачных результатов от проведения ремонтных работ существенно не увеличивается. Для устранения имеющихся недостатков, существующих гелеобразующих составов как низкая проникающая способность в матрицу пласта, не высокие прочностные характеристики при определенных условиях пласта, невозможность регулирования временем гелеобразования, высокая стоимость и т.д. необходимо разработать новые водоизоляционные композиции на основе доступных и недорогих химических реагентов.

В недостаточной степени разработана эффективная технология ограничения притока пластовой воды из нижних и верхних водоносных пластов через неплотности между цементным камнем и обсадной колонной к забою добывающих скважин. В связи с этим, снижение объемов попутно-добываемой воды путем применения эффективных технологий по водоизоляции на основе применения управляемых осадко-гелеобразующих составов является актуальной задачей.

Новизна темы диссертации

1. Выявлено, что при создании водоизолирующей зоны из гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента приток пластовой воды к забою добывающей скважины не может происходить, поскольку вязкость затвердевшей гели выше вязкости нефти, а проницаемость пласта для нефти выше чем для гели.

2. Установлено, что при массовом содержании в водном растворе гелеобразующей композиции силиката натрия 8% и сшивателя 2% – время гелеобразования составляет не менее 2 часов (больше, чем необходимое время для технического осуществления процесса в скважине) и коэффициент изоляции водоносного пласта составляет от 0,66-0,99.

3. Выявлено, что при массовом содержании в водном микроцементном растворе 47% сухой смеси (состоящего из 95% портландцемента и 5% расширяющейся оксидной добавки кальция) и жидкости (66% воды, 25% раствора силиката натрия и 9% замедлителя схватывания цемента - ингибитора) затвердевание раствора в заколонном пространстве скважины происходит не менее 2 часов и обеспечивается полная непроницаемость перфорационных каналов в водоносном пласте.

Цели и задачи исследований, их место в выполнении диссертации в целом

Совершенствование технологии водоизоляции забоя нефтяных скважин, обеспечивающий существенное снижение обводненности добываемой нефти, повышение дебита скважин и продление безводного периода добычи нефти, а также уменьшение затрат на подготовку товарной нефти, путем изучения закономерностей процессов гелеобразования эффективных тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента в пластовых условиях. Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Установление закономерностей технологических процессов ограничения притока подошвенной пластовой воды к забою добывающих скважин при создании водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта применением гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

2. Определение рационального состава гелеобразующей композиции из жидкого стекла и сшивателя, а также состава микроцементного водного раствора для создания водоизолирующей зоны.

3. Математическое моделирование процесса водоизоляции в призабойной зоне скважин созданием водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта.

4. Разработка научных рекомендаций по созданию новой технологии водоизоляции забоя нефтяных скважин с применением гелеобразующих композиций и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

Объектами исследования являются нефтедобывающие скважины, обводненные подошвенной пластовой водой, и тампонажные геле- и осадкообразующие материалы, применяемые для водоизоляции забоев скважин.

Предметом исследования являются гелеобразующие тампонажные материалы на основе силиката натрия со сшивателем и микроцементный раствор с расширяющимися добавками и создание водоблокирующей зоны в добывающей скважине ниже уровня водонефтяного контакта.

Положение выносимые на защиту

1. Перфорация эксплуатационной колонны в верхней части зумпфа, и последовательная закачка через образованные перфорационные каналы в водоносный пласт пресной воды, водного раствора жидкого стекла и сульфата алюминия, а также расширяющегося микроцементного раствора с одновременным созданием в нефтяном пласте противодействия полностью ограничивает приток подошвенной пластовой воды к забою скважин.

2. Микроцементный раствор с жидким стеклом, расширяющимся оксидом кальция и замедлителем реакции глубоко и своевременно проникают в поры и трещины цементного камня в заколонном пространстве и образует в пластовых условиях надежный водоизолирующий экран.

3. Данные составы экономически и технологически целесообразны, они являются продуктами казахстанского содержания.

Достоверность и обоснованность научных положений и выводов обеспечены современными методами и средствами исследований, использованием статистических методов обработки информации, подтверждением теоретических положений экспериментальными данными.

1 Изучение состояния вопроса. выбор цели и постановка задач исследований

1.1 Существующие технологии водоизоляции добывающих скважин

Для повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин, с целью снижения энергетических затрат на подъем, транспортировку, отделение и утилизацию попутно-добываемой воды, а также для регулирования потоков флюидов в прискважинной зоне в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений проводятся работы по ограничению водопритока (ОВП) [1].

Промысловыми инженерами проводятся ремонтно-изоляционные работы (РИР, это и есть водоизоляционные работы в добывающих скважинах), принцип проведения которых заключается в избирательном перекрытии путей поступления воды в добывающую скважину с применением различных изолирующих материалов и технических средств. Методы водоизоляции в скважинах в зависимости от перекрытия характера интервала перфорации закачиваемым агентом делят на: селективные и неселективные. Данное разделение определяется физико-химическими свойствами используемых химических реагентов.

К неселективным методам изоляции относятся материалы, которые способны образовывать стойкий блокирующий экран в независимости от насыщенности среды водой или нефтью. При неселективных методах воздействия основным применяемым тампонажным материалом являются составы на основе цемента. Доставка реагента осуществляется с применением пакера или специальных перекрывающих устройств. Методы изоляции продуктивных интервалов пласта с помощью химических реагентов, которые в призабойной зоне пласта образуют изолирующую массу лишь в водонасыщенной зоне пласта относят к селективным методам изоляции.

Образование водоизолирующего экрана (ВИЭ) происходит при наличии основного водоизолирующего и дополнительного реагента, приводящего к загеливанию. Перекрытие фильтрационных каналов для вод может происходить за счет осадка или геля, образующегося из компонентов исходного реагента [2-6].

Научный прогресс и многообразие геолого-технических условий разрабатываемых месторождений способствовали созданию большого количества материалов и тампонажных систем, что существенно расширило спектр технологий, применяемых при проведении водоизоляционных работ (ВИР). Типичными видами гелеобразующих композиций являются водорастворимые неорганические соединения, способные при контакте с пластовой водой образовывать гели.

Труды многих отечественных и зарубежных ученых посвящены методам ограничения водопритоков, основанные на увеличении фильтрационных

сопротивлений в промытой части пласта путем закачки различных осадкообразующих и отверждающих составов через добывающие скважины. Несмотря на разнообразие этих химических составов, многие из них не нашли промышленного применения из-за различных недостатков.

Необходимость контроля воды и ограничение ее поступления в добывающие скважины вместе с добываемой нефтью было выявлено операторами еще при применении вторичных методов добычи, когда произошел спад добычи нефти и газа на многих месторождениях.

Впервые В.Н.Щелкачевым [7] в 1946 году был предложен метод форсированного отбора жидкости из скважин, частично обводненных пластовой водой. Авторы работы [8] придерживаются мнения о значительном увеличении количества отбираемой жидкости. Применение метода форсированного отбора на месторождениях Азербайджана показал, что в отдельных случаях происходит заметное снижение абсолютного содержания воды и увеличение содержания нефти в добываемой продукции. Однако, данный метод не всегда эффективен и требует обоснованного применения на отдельных участках залежи.

А в 1943 году А.В. Крылов [9] утверждал обратное, что увеличение отбора жидкости из скважины может привести к полному обводнению добываемой продукции, т.е. применение этого способа не во всех месторождениях приемлемо. Проведение данного метода на промысле и их данные подтверждают, что это мнение правильно [10].

В своей работе авторы [11] приводят результаты своих анализов и расчетов интегральными преобразованиями, где считают, что вследствие форсированного отбора нефти проявляется тенденция к деформированию поверхности раздела двух фаз, т.е. конусообразование подошвенной воды. Если же превысить депрессию и отбор нефти сверх некоторой предельной величины, то вода прорвется в скважину, что может привести к ее прогрессирующему обводнению.

Для разработки водонефтяных зон с глобальными деформациями поверхности ВНК еще в 1964 году авторами [12] была предложена идея о создании обратного нефтяного конуса. Сущность этого метода основана на создании водонасыщенного объема в прискважинной зоне пласта ниже ВНК, который препятствует прорыву подошвенной воды и соответственно отбирать значительно большее количество нефти. По данной технологии на месторождениях России (Бавлинском, Матросовском) начиная с 2002г по 2006г были получены положительные эффекты. Однако, как указывают сами авторы данный технологический процесс эксплуатации скважин при наличии подошвенной воды можно широко использовать только при бурении скважины на новых участках, при зарезке боковых стволов и возвратах на другие горизонты.

Еще в начале 1960-х годов использовались простейшие тампонажные смеси на основе цемента, которые представляют собой смеси цемента и воды в качестве материалов водоизоляции. На водной основе приготовленный цементный раствор относится к твердеющей дисперсной

системе, где происходит необратимое затвердевание в результате сложных физико-химических превращений, приводящих к образованию трехкальциевого гидроалюмината (тампонажного камня) [13].

Однако при использовании цемента можно получить результат при изоляции притока воды в только некоторых случаях, как установка цементного моста, цементного кольца при возвратах на другие горизонты. Также цементные растворы имеют низкую проникающую способность, которая не позволяет изолировать низкопроницаемое пространство в пластах.

Известны применения различных цементных тампонирующих растворов в трудах Газизова и др [14,15] сущность которых заключается в закачке цементной суспензии по заливочным трубам с пакером и без него на местах водопритоков. Многие из них используются на промыслах ОАО "Татнефть", АНК "Башнефть", в Западной Сибири и др. По мнению многих авторов, в результате анализов применение этих технологии дают лучшие результаты, только при отключении обводненного пласта и каналов, и заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве скважины.

Одним из перспективных реагентов при водоизоляции является применение синтетических смол [16,17]. Широкое распространение получили ТСД-9, ТСД-10, ФР-12 на месторождениях бывшего Советского Союза. В работе [18] приведены подробные описания рецептов и способов приготовления, а также особенности проведения ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Башкирии.

Начиная с 1967 года на месторождениях Татарии применяли смолу ТСД-9. Особенностью этой смолы является хорошая фильтруемость в пласт и возможность регулирования процесса полимеризации в пластовых условиях. В первое время смесь смолы ТСД-9, формалина и воды закачивали последовательно за пластовой минерализованной водой и продавливание осуществляли той же водой при непосредственном контактировании и реакции с пластовой водой. Позже для отверждения стали использовать уротропин [19]. Недостатком применения смол является отсутствие избирательности воздействия при закачке, что может привести к необратимому снижению фильтрационных характеристик нефтенасыщенных интервалов в пласте, также высокая стоимость [20].

С 1967 года начали промысловое испытание мономеров акриламида для изоляции путей водопритоков на месторождениях Татарстана. Изоляционные работы с применением указанного материала были проведены на 30 скважинах в 1972г, где эффективными были в скважинах для отключения обводненного пласта. Наименьшие результаты показали, при закачке разделительной жидкости (т.е. пресная техническая вода). В данном случае происходит разбавление раствора акриламида и снижение выхода полимера, что приводит к слабому перекрытию водопроводящих каналов [21].

С середины 1980-х годов начали широко применяться технологии физико-химического воздействия на неоднородные по проницаемости

пласты. При физико-химическом воздействии производят закачку в пласт различные цементные составы, растворы полимеров, гелеобразующие и осадкообразующие составы, водонефтяные эмульсий, стабилизированные ПАВ.

В качестве отверждающихся химических составов для борьбы с заколонными перетоками жидкости изучены и предложены возможность применения полиуретанов в КазНИПИнефти и в ВНИИ совместно с ПО Азнефть. Первые опытно-промышленные испытания технологии применения полиуретанового полимера были проведены в 1982-1984гг. на месторождении Узень и в НГДУ Лениннефть. Однако, применение данного состава ограничено температурой (90-150⁰С). Из-за высокой скорости конденсации полиуретанов в воде есть препятствия закачки больших объемов реагента в пласт и созданию больших водоизолирующих экранов [22].

В своих работах авторы [23,24] предлагают использовать материал из акриловых водорастворимых полимеров – полиакрилонитрил (гипан), как селективный реагент. Результаты применения гипана оказались разными из-за не учета особенности его коагуляции в пластовых условиях. В последнее время были приняты меры по снижению объема закачиваемого гипана (не более 4 м³ в одном приготовлении), продавливание в пласт не менее чем 0,2-0,4 м³ продавочной жидкости, а также обязательная обратная промывка под давлением после закачки гипана. Данные изменения привели к положительным результатам.

В своих работах авторы [23,24] предлагают использовать материал из акриловых водорастворимых полимеров – полиакрилонитрил (гипан), как селективный реагент. Результаты применения гипана оказались разными из-за не учета особенности его коагуляции в пластовых условиях. В последнее время были приняты меры по снижению объема закачиваемого гипана (не более 4 м³ в одном приготовлении), продавливание в пласт не менее чем 0,2-0,4 м³ продавочной жидкости, а также обязательная обратная промывка под давлением после закачки гипана. Данные изменения привели к положительным результатам.

При использовании гипана его успешность в значительной степени зависят от концентрации солей в пластовой воде. Его эффективность резко падает при концентрации солей менее 160 г/л. Применение гипана на месторождениях России и за рубежом [25] показала эффективность только при высокой минерализации пластовых вод (>50г/л), однако при низкой минерализации (до 25 мг/л) он не обеспечивает надежной водоизоляции. Недостатками гипана также являются повышенная исходная вязкость (300-350 мПа*с), вынос из пласта в процессе освоения и при эксплуатации скважины и высокая стоимость, [21, 26-28].

Технологии и технические решения, разработанные в 90-е годы, основываются на применении различных гидрофобизирующих веществ и композиций на базе преимущественно катионных ПАВ и кремнийорганических соединений.

В технологиях увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока используется целый ряд кремнийорганических реагентов: эфиры ортокремниевой кислоты (АКОР, продукт 119-126, 119-296Т), олигоорганозтокси (хлор) силоксаны (продукт 119-204), гликолевые эфиры кремнийорганических соединений (ВТС-1, ВТС-2), полиэтилгидридсилоксан (продукт 136-41), металлоорганосилоксаны и др., а также их комбинации с ПАА, карбоксиметилцеллюлозой, соляной кислотой, хроматами калия и натрия, ПАВ. Такие соединения способны образовывать в пластовых условиях закупоривающий водонасыщенную породу полиорганосилоксановый полимер, обладающий высокими адгезионными характеристиками к породе, гидрофобной активностью, высокими селективными свойствами [29].

Первые патенты по применению кремнийорганических соединений для водоизоляции появились за рубежом в 40-х годах. В качестве кремнийорганических соединений предлагалось использовать хлорсиланы. В России первые в 1972 г были выполнены опытно-промышленные работы по изоляции пластовых вод полифункциональными соединениями на месторождений Анастасьевско-Троицкого [30,31]. Скважины IV горизонта обрабатывали фенилтрихлорсиланом и его раствором в дизтопливе, после чего, почти во всех скважинах, дебит вырос в 1,5-3 раза, а обводненность продукции снизилась с 20-85 до 1-2 %. Эффект обработки сохранялся 2-15 месяцев, но на 65% скважин эффект продолжался не более 6 месяцев. Однако применение хлорсиланов для изоляции водопритока не нашло широкого применения по причине высокой токсичности, коррозионной активности и пожароопасности так как содержит в составе 50 % легкогидролизующий хлор; невозможности обработки породы с высокой карбонатной составляющей; неуправляемости процессов гидролиза хлорсиланов в пласте, что приводит к образованию большого количества рыхлого непрочного вещества с низкими колюматизирующими свойствами. Преимущества и недостатки основных кремнийорганических составов приведены в таблице 1.1.

Основными достоинствами кремнийорганических селективных составов являются низкая динамическая вязкость, высокая прочность, хорошая фильтруемость. За счет высокой чувствительности к содержанию вод эти составы моментально отверждаются при взаимодействии даже с плёночной водой, что является главным их недостатком. Поэтому технология ограничения притока вод осложняется предварительной закачкой больших объемов буферных растворов, в основном, углеводородных жидкостей.

Автор [43] указывает также на недостаток, что кремнийорганические составы образуют жесткую изолирующую массу не во всём объёме, в основном только на контакте с водами, что отрицательно сказывается на прочностных характеристиках состава.

В последующие годы на основе кремнеорганических соединений разрабатывались большое число водоизолирующих материалов и композиций.

Таблица 1.1 – Достоинства и недостатки кремнийорганических составов [32]

№	Наименование состава	Достоинства	Недостатки
1	АКОР, АКОР-2, АКОР-БН [33-37]	Высокие прочностные характеристики и селективные свойства	Дороговизна, дефицитность, коррозионная активность
2	Силор [20]	Высокая прочность, низкая динамическая вязкость, низкая цена	Высокая чувствительность к пластовой воде
3	119-204, 119-296Т [34, 35, 38, 40]	Низкая динамическая вязкость, гомогенность	За счет гидрофобности состава есть необходимость в предварительной закачке ацетона в пласт
4	Силаны [35,42]	Низкая динамическая вязкость, высокая прочность	Высокая токсичность
5	ВТС-1, ВТС-2 [34]	Легкая фильтруемость, имеет селективные свойства	Сложность приготовления состава
6	Этил- и метилсиликонаты (ГКЖ-10, ГКЖ-11) [40, 41, 43]	Гидрофобная активность, пожаробезопасность, низкая коррозионная активность	Не эффективность при ликвидации притока пластовой воды в скважинах с АНПД

Были разработаны композиции АКОР-2, АКОР-4. И так как были отмечены в их приготовлении из-за использования в них кристаллогидрата хлорного железа разработали новые составы АКОР Б-100 и АКОР Б-300. Они предназначены для ограничения водопритоков в скважинах с пластовыми температурами до 120 и 300 °С соответственно. Из 1 т концентрированной жидкости получается несколько тонн рабочего состава так как реагент разбавляется водой. В целом используют 1-3 м³ товарного материала на одну скважинно-операцию в свою очередь приготавливая из этого объема 6-15 м³ водного рабочего раствора. Такой состав широко применялся на малодобитных скважинах Краснодарского края и на месторождениях Западной Сибири. На одну тонну закачанной продукции количество добытой нефти составило 2 тыс.т при средней продолжительности эффекта 12мес и успешность составляло 80%. Применение тампонажного материала АКОР на практике показала, что в зависимости от характера притока пластовой вод необходимо применять различные технологические приемы обработки в каждом конкретном случае. [44].

Применение водорастворимых полимеров является одним из широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в Казахстане и зарубежом. Они применяются как в нагнетательных и в добывающих скважинах. В качестве полимерного реагента использовался частично

гидролизированный полиакриламид во всех первоначальных проектах по разработке залежей.

В период с 2000 по 2002 годы для ограничения водопритока на месторождениях Казахстана (Кумколь, Узень и ряде месторождений Прикаспийского региона) компанией «ОТО-ПРОМ» были проведены ремонтно-изоляционные работы. Был применен низкомолекулярный полиакриламид [44].

При многих достоинствах этого реагента, в процессе освоения скважин после РИР, все же были выявлены некоторые недостатки, особенно на месторождениях Прикаспийского региона:

- слабая адгезия с породой, что приводит к постепенному выносу геля из пласта;
- довольно большие объемы закачки для создания необходимой оторочки (в среднем 50 м³), что не всегда возможно закачать в скважины с низкой приемистостью (например, на некоторых месторождениях Прикаспийского региона);
- на месторождениях с пескопроявлением после закачки полиакриламида интенсивность выноса песка, как правило, возрастает;
- для повышения эффективности работ, была предложена и испытана технология, предусматривающая последовательную закачку ВУС+АКОР БН 102, что позволило существенно уменьшать или же полностью устранить указанные выше недостатки.

Технология ВУС+АКОР БН 102 применялась для селективной изоляции на месторождении Узень в конце 2002 года. Все 5 обработанных скважин показали хороший результат, т.е. эффективность равна 100 % (табл. 1.2).

Таблица 1.2 – Результаты проведения РИР на месторождении Узень с применением технологии ВУС+АКОР [45].

№ п/п	№ скв	Дебиты							
		до мероприятия				после мероприятия			
		нефть т/с	вода м ³ /с	жидк м ³ /с	% обв	нефть т/с	вода м ³ /с	жидк м ³ /с	% обв
1	5218	0,5	19	20	95	1,6	4,2	6	68
2	2101	1,3	150	152	99	7	75	82	90
3	4087	0,4	24	25	98	0,5	2,4	3	80
4	3508	2,9	31	35	90	5,2	23	31	80
5	4108	3,4	65	70	90	13,7	23,4	40	60

Также проводились технологии «ТВИКОР» более чем в 100 скважинах месторождений Республики Казахстан [46]. Средние показатели по 89 скважино-операциям (без учета скважино-операций проведенных в 2007 г.) приведены в таблице 1.3.

Из представленных данных видно, что применение технологии «ТВИКОР» только в 2002-2006 гг. позволило дополнительно получить 39 282 т нефти, средняя дополнительная добычи нефти на одну скважино-операцию составила 441,4 т нефти. Средняя продолжительность эффекта – более 1 года, рекордная (на 31.12.2006 г.) – более 3 лет. Средняя успешность составила 84 %.

Таблица 1.3 – Результаты РИР с применением технологии «ТВИКОР» на месторождениях Республики Казахстан (данные на 31.12.2006 г.) [46].

Месторождения	Количество скважино-операций	Успешность, %	Дополнительная добыча нефти, т	Доп.добыча нефти на 1 скв.-опер, т
Узень	36	80	22821	633,9
Ю.-3. Камышитовое	18	88,9	3875	215,3
С.Балгимбаева	3	100	1185	395,0
Кырыкмылтык	3	100	2353	784,3
Акинген	7	71,5	2510	358,6
Алтыкуль	5	100	311	62,2
Вост.Мака́т	4	50	29	7,3
Сев.Жолдыбай	8	100	1711	213,9
Вост.Молдабек	2	100	622	311,0
Б.Жоломанова	3	100	3112	1 037,3
Итого	89	84	39282	441,4

Во втором полугодии 2007 года специалистами ТОО «ОРИЕНТ-ТЕРРА» с применением технологии «ТВИКОР» (закачка водонаполненного состава АКОР-БН 102 и докрепление цементным раствором) были проведены РИР в 19 добывающих скважинах, расположенных на контрактной территории АО «ТУРГАЙ-Петролеум» месторождения Кумколь (Республика Казахстан) [46,47].

Эффективность проведённых проведенных РИР превысила 78%. Средняя дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию составила 949 т/мес, общая дополнительная добыча только за период с июля по декабрь

2007г. превысила 50 000 т, сокращение попутно добываемой воды по скважинам – свыше 300 т/сут. Дальнейшее состояние работы скважин (после 31.12.2006 г.) сервисной компанией ТОО «ОРИЕНТ-ТЕРРА» не отслеживалось [47].

Также разработан способ разработки [48] неоднородного пласта путем закачки в скважину дисперсии частиц полимера и сшивающего агента, в качестве которого используют соли поливалентного металла. В результате реакции между компонентами возникает химически сшитая полимерная система, обладающая повышенной прочностью. Но есть опасность преждевременного образования сшитого гидрогеля, которая исключает возможность удаления при необходимости гелеобразной композиции из ствола скважины. Кроме того, ограничивается практическое применение этой композиции по экологическим обстоятельствам ввиду последующего окисления солей хрома в высокотоксичную форму Cr^{+6} .

Зарубежом крупный действующий проект по применению полимеров осуществлялся на месторождении Taber Mannville, Альберта, Канада (компания «Шеврон Кэнэда»). Это месторождение с тяжелой нефтью (вязкость 55 мПа*с, плотность 940 кг/м³), проницаемостью пласта 1100 мкм², пористостью 22% и с глубиной всего до 1000м. Проект был внедрен в 1987 г., когда обводненность добываемой продукции достигла 90%. Ежегодно добыча за счет закачки полимера составляет 800-820 тыс. т нефти. К числу успешных проектов можно отнести проект компании «Тексако», реализуемый на месторождении Ханкенсбуттель, Германия. Это месторождение имеет хорошие характеристики. Однако, высокая минерализация пластовой воды (до 175 г/дм³) ставила эффективность проекта под сомнение [49].

Интерес к масштабным закачкам полимеров немного позже снизился. Причиной, этому была высокая стоимость полимеров. При цене полиакриламида -около 4000 дол. /т, для дополнительной добычи 1 т нефти затраты составляли около 20 долларов. Также требуется большое время создания полимерной оторочки в пласте (исчисляется десятками лет), что такая обработка оказывается экономически малоэффективной. Поэтому с конца 80-х годов наметился переход от применения полномасштабного полимерного заводнения к обработкам призабойной зоны небольшими (десятки-сотни кубометров) объемами полимерных растворов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения притока воды в добывающих, а также переход к комбинированным реагентам – полимердисперсным и полимергелевым системам. Кроме того, полимеры обладают рядом ограничений по применимости: по температуре пласта, вязкости нефти, минерализации пластовых вод, проницаемости коллектора. При температуре выше 130⁰С происходит термическая деструкция полиакриламида. При перемешивании полимерных растворов с пластовой соленой водой происходит разрушение структуры раствора и снижение его вязкости. В случае высокой

минерализации воды необходимо повышение концентрации раствора в 2-3 раза [50].

В России и за рубежом технологии одним из перспективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов является использование биополимеров [51-53]. Преимуществом биополимеров является совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами, более высокая стойкость против механической, термоокислительной деструкции.

Основным недостатком биополимеров является их деструкция, которая вызывается микрофлорой, находящейся в минерализованных пластовых и особенно в закачиваемых пресных водах. В связи при закачке в пласт растворов биополимеров предварительно вводятся бактерициды для стабилизации и предотвращения биодеструкции.

Впервые биополимеры на основе ксантана были внедрены на месторождениях Северного моря в 80-е годы прошлого столетия. Основными производителями таких полимеров являются фирмы «Статойл» (Норвегия), «Рон Пуленк (Франция) и «Келко Мерк» (США) [51]. Наибольшую известность в России получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан» [52,53].

В 1987 году были проведены промысловые испытания биополимера – «Симусана» на Арланском месторождении. За период 1987-1990 г.г. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400- 800 тонн на одну тонну реагента. Дальнейшее промысловое внедрение было прекращено из-за отсутствия биополимера [53].

Для ограничения притока водопритока применялись и другие разновидности химических композиций - полимергелевые системы, основанные на использовании основного компонента полимера. В этих системах основным ингредиентом является вода, которая после сшивки полимера находится в связанном состоянии и занимает промежутки пространственной структуры, образованной макромолекулами полимера. [12,54-59]. Полимергелевые системы готовят на основе полиакриламида, гипана, иногда карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ). Среди них известны вязкоупругие составы ВУС, сшитые полимерные системы СПС, гелеобразующие составы ГОС, реагент «Темпоскрин» [60-62].

Наряду с физико-химическими методами ВИР также применялись технические методы. К этим методам относятся механические способы отключения пластов – применение дополнительной эксплуатационной колонны (ДЭК), летучек, металлических и резиновых пластырей, двухпакерных систем [63-68]. Положительной стороной данных систем является отсутствие необходимости крепления дополнительной колонны цементом, то есть в случае обнаружения негерметичности в каком-либо интервале скважины ДЭК свободно поднимается на поверхность, проводится ревизия и вновь спускается в скважину. Однако данные методы имеют ряд недостатков, которые ограничивают возможность их использования. Это, в

первую очередь, уменьшение диаметра обсадной колонны, а также невозможность ликвидации заколонных перетоков в пласте за обсадной колонной [69]. Однако, несмотря на перечисленные недостатки, в последнее время данное направление активно развивается, также и развиваются технологии разделения воды и нефти в стволе скважины [70].

В 1991 году авторы [71] - используя численную модель и промысловые данные - оценили эффективность скважины для управления конусом, используя двойное завершение с «трубой - хвостовиком», позже получившей название: скважинный водосток (DWS).

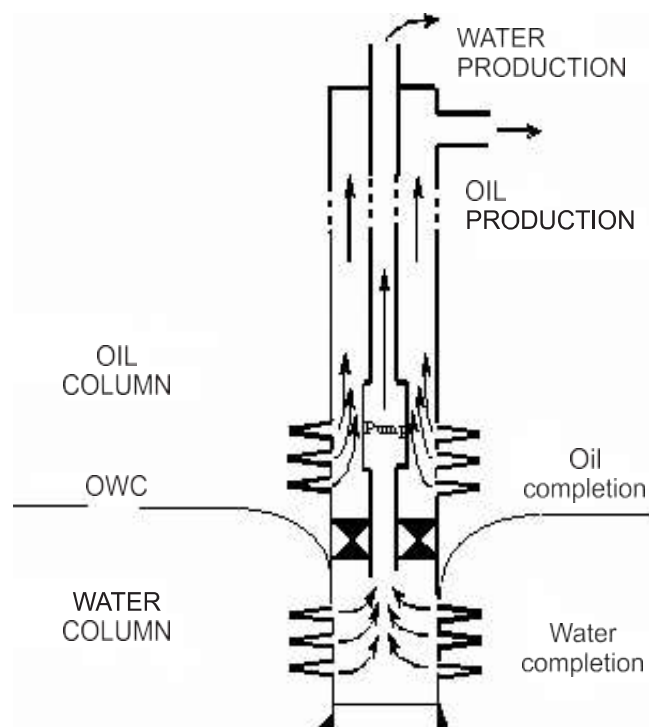


Рисунок 1.1 – Скважинный забойный уловитель в добывающей скважине [71]

Они пришли к выводу, что труба - хвостовик будет контролировать появление воды и добывать больше нефти с меньшим количеством воды, чем обычные скважины. Первая публикация концепции DWS сопровождалась промысловыми испытаниями и аналитическими, экспериментальными и численными исследованиями для понимания этого метода и оценки его характеристик в различных нефтяных скважинах. Скважинный забойный уловитель (DWS) представляет собой метод завершения/производства для добычи углеводородов без воды из резервуаров с режимом краевой воды и сильной тенденцией к нагнетанию воды. DWS исключает обводненность путем добычи углеводородов с использованием гидродинамического механизма управления конусом на месте при контакте с нефтью или газом. Механизм основан на местном гидравлическом дренаже, создаваемом контролируемым скважинным водоочистителем, установленным в водоносном горизонте под контактом с нефтью или газом и водой.

В системе скважина имеет двойную комплектацию в нефтяных и водяных зонах, а два пополнения разделяются пакером, установленным внутри скважины на глубине контакта нефть-вода. Окончание погружения в воду (внизу) включает погружной насос и перфорации дренажа. Погружной насос дренирует пластовую воду вокруг скважины и контролирует рост конуса воды и проникновения ее нефтяную колонну. Жидкости, образующиеся при завершении верхнего слоя, либо свободны от воды, либо имеют небольшое содержание воды - подлежат регулированию скорости дренажа. В результате потенциал производительности скважины может быть полностью использован для максимизации добычи нефти.

Промысловое испытание DWS было проведено в Канаде в полностью обводненной скважине, которая в течение некоторого времени была неработающей. Глубокая скважина высотой 2600 футов, добываемая из песчаника, содержащая 60-футовый нефтяной столб, и 23 футами воды. (Проницаемость пласта варьируется от 2 до 9 Дарси.) Скважина была повторно заполнена для дренажа воды и повторной закачки. Проект реконструкции включал сжатие большинства старых перфораций, оставляя 10 футов открытым для потока и перфорирования 8-футового интервала ниже ВНК. Для нагнетания воды была использована нижняя открытая секция скважины ниже производственной оболочки 5 1/2-дюйма в карбонатной зоне Ледука. Упаковщики разделяли три завершенных интервала. Завершение также включало два насоса - PCP и ESP, для добычи нефти и для дренажа воды, соответственно. Несмотря на то, что система не была строго разработана, дополнения и графики накачки были выбраны произвольно - испытание было техническим успехом.

Начальная скорость добычи нефти в скважине, заполненной DWS, была на 30% выше, чем типичная скважина на месторождении. После 17 месяцев эксплуатации скважина делала 57 барр/сут по сравнению с 12-16 барр/сут из обычных скважин в этой области. Сокращение воды в ходе завершения процесса после двух лет производства составило 0,1% по сравнению с 92% для типичной скважины. Однако забойное заполнение скважины DWS истощало 1900 барр. воды/сут, поэтому общий WC составлял 97% - довольно близко к значению WC в условно заполненных скважинах в той же области.

Скважина была изготовлена со скоростью 250 BFPD с скоростью закачки дренажа воды 5400 BWPD. С самого начала хорошо добывалась нефть. Первоначально содержание нефти в добываемой жидкости составляло 6%, и оно продолжало ежедневно повышаться со скоростью 0,1% в день в течение всей продолжительности теста - три недели.

Вторая история применения DWS была зарегистрирована в скважине в Восточном Техасе, США. После повторного завершения с DWS старая, обводненная скважина была восстановлена и доведена до средней скорости производства 24 барр./сут - максимальная зарегистрированная скорость нефти составляла до 47 барр./сут. Скорость дренажа воды составляла 628 баррели воды в сутки, а общий (верхний и нижний) обводненность (WC) составляла 97%.

DWS применялся также в скважине в Индонезии, которая не была лучшей при добыче. После пятилетней истории водоотбора и нескольких неудачных попыток отвода воды в скважине было произведено 240 баррели нефти в сутки с 84% обводненностью. Оператор решил добавить в эту скважину еще один (водоотвод) и попытаться использовать ESP (электропогружной насос) для дренажа воды и, возможно, - добыча дополнительной нефти, инвертируя водный конус. После перекомпоновки с установкой DWS, включающей PCP (винтовой насос) и ESP (электропогружной насос), верхние и нижние пополнения, соответственно, скорость добычи нефти скважины увеличилась до 298 баррели нефти в сутки (из которых 20 баррели нефти в сутки были получены из забойного водоотвода). Испытание продемонстрировало потенциал DWS для контроля воды конусы с дренажным дном [71].

Две установки DWS были помещены в две скважины в Венесуэле в 2001 и 2002 годах. Первая установка была сделана путем переоборудования старой скважины, расположенной в районе Ла-Виктория. Резервуар содержит ненасыщенную сырую нефть с низким давлением насыщения и низким ГФ. Породы слабо уплотнены сланцевым песком с высокой прочностью (25-30%) и проницаемостью (1000-3000 мД). Скважина был сильно вымыта водой, а установка DWS была использована для уменьшения обводненности в верхней части. На рисунке 1.2 показаны результаты обводненности в течение трехмесячного дренажа воды в их скважине. Можно заметить, что фактическое сокращение обводненности было значительно выше, чем прогнозировалось теоретически. После трех месяцев работы скважина столкнулась с механическими проблемами (не связанными с DWS), и испытание было прекращено.

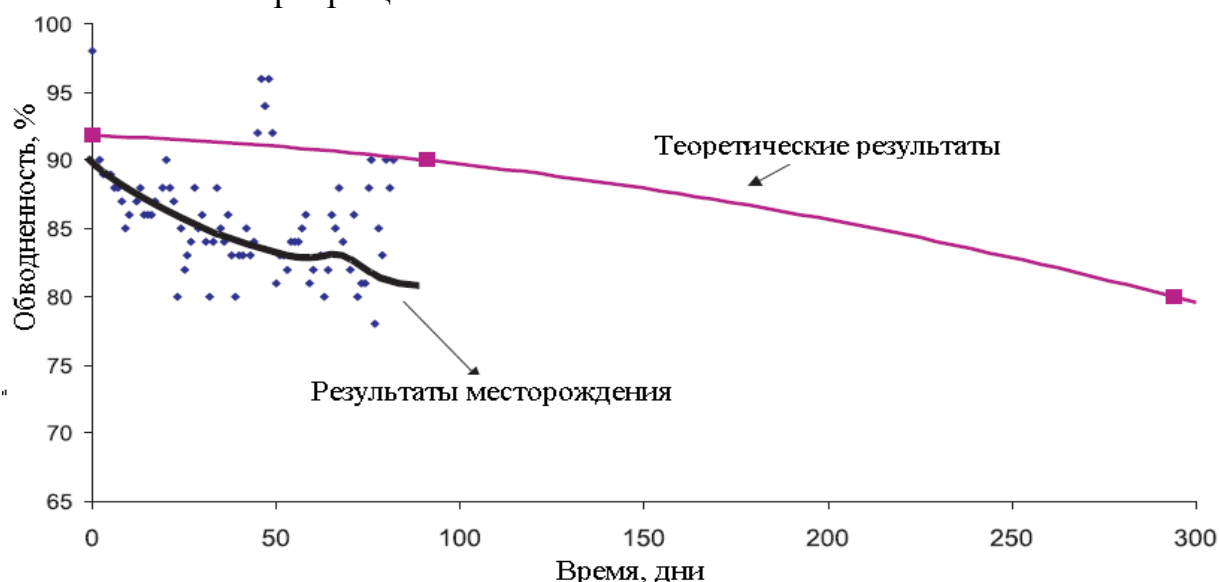
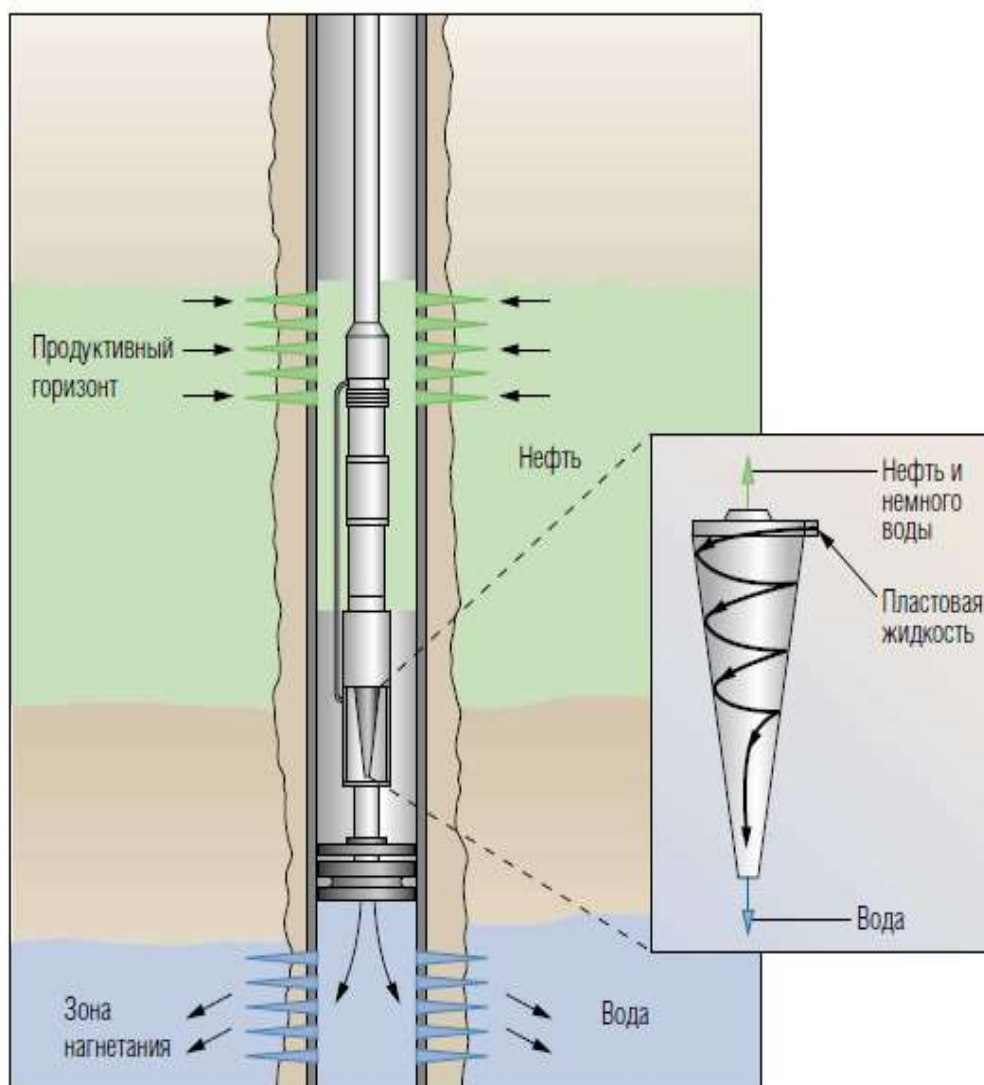


Рисунок 1.2 – Применение DWS для скважины на месторождении Ла-Виктория, Венесуэла [71].

Для проектирования установки DWS была использована численная имитационная модель, включающая фактические данные коллектора. После сопоставления истории модель использовалась для оценки различных сценариев DWS. При добыче нефти, которая неизбежна без попутно добываемой нефти стремятся к управлению и контролю этой воды уже на ранних стадиях при помощи внутрискважинных оборудований (рис 1.3) [73].



23

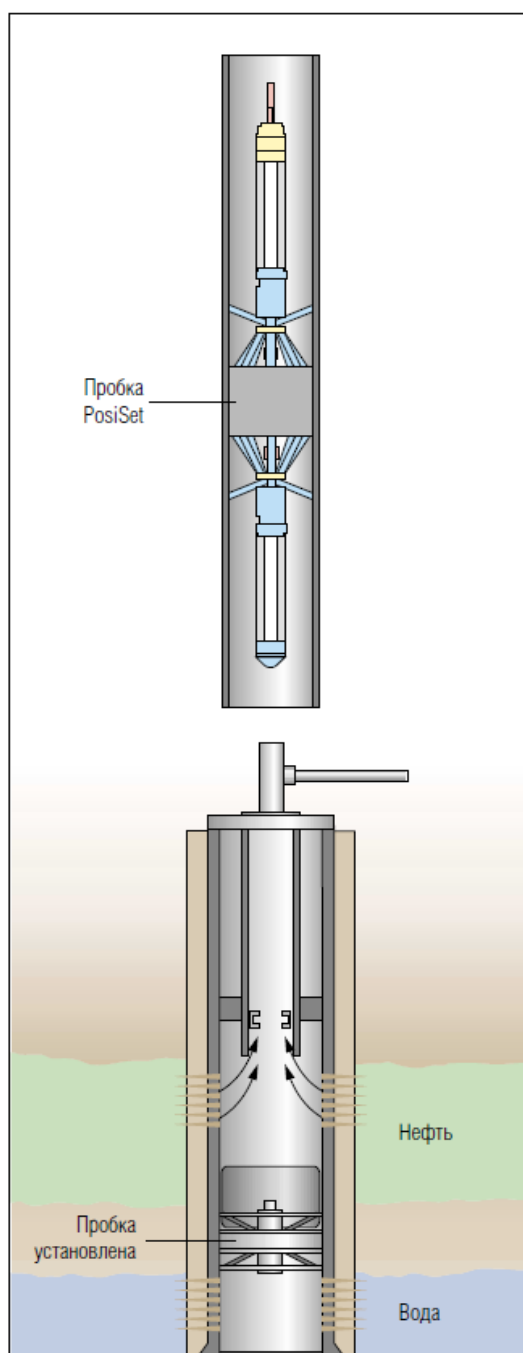


Рисунок 1.4 – Механическая пробка PosiSet для водоизоляции в скважине [73].

С помощью системы положительной анкеровки с верхним и нижним скользящими якорями (верхняя часть рисунка) изолируют обводнившийся пропласток как в обсаженной, так и в открытом стволе скважины.

Одним из наиболее перспективных и технологичных методов для блокирования промытых, сильно обводненных зон пласта и селективного ограничения водопритока является применение технологии введения в пласт составов на основе силиката натрия. Применение силикатов в различных промышленных зонах огромно и хорошо документировано. Закачка силикатных растворов в резервуары с целью повышения коэффициента

извлечения с помощью отклоняющего эффекта была впервые предложена в 1922 году [74-76]. Кислотные гелевые системы являются самыми старыми и наиболее часто используемыми методами, в которых используются силикаты. Эти гели более точно описываются как гели типа осаждения, так как они чрезвычайно хрупкие, без эластичности. В начале 1960-х годов силикат натрия и глиоксаль объединялись для получения различных твердых цементноподобных покрытий. При низких концентрациях был получен твердый гель, который не обладал когезионностью и не был таким твердым, как цемент. В 1964 году Гандон [77] предпринял миссию еще на один шаг, сославшись на реакции силиката натрия с другими органическими соединениями, чтобы сделать цементные вещества, используемые для создания очень твердых консолидированных почв для строительства мостов и плотин. За последние 50 лет многочисленные изобретатели [78-80] запатентовали различные системы силиката натрия, чтобы полученные гели использовать в коллекторах для закупорки каналов с высокой проницаемостью.

В работе Krumrine и Boyce [81] собраны многочисленные статьи и патенты на химию силиката натрия применительно к нефтяным месторождениям и цементации. Они также обратили внимание на противоречивый факт, что использование силикатов в то время неправомерно игнорировалось в коммерческих приложениях в пользу полимерных обработок.

Хотя технология силиката натрия была первой технологией модифицирования закупорки и снижения проницаемости, которая в значительной степени практиковалась, использование гелеобразных полимеров на основе полиакриламидных и хромовых солей VI с восстановителями или соединениями органохрома стало более популярным в 1970-х и 1980-х годах из-за их уникальной универсальности, которые делают твердые и мягкие эластичные гели, а не неупругие гели, образованные с использованием оригинальной химии силиката натрия. Phillips Petroleum Company была пионером в этой области, а затем компанией Marathon Oil Company с аналогичной технологией с использованием гелиевых систем с полиакриламидом и хромом.

Силикаты щелочных металлов имеют способность взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать гелеобразные системы, а также твердый тампонирующий материал. Составы на основе жидкого стекла можно применять не только в высокопроницаемых коллекторах, но и в коллекторах низкой проницаемости, так как составы закачиваются в пласт в виде маловязких растворов, а образование тампонирующего материала происходит непосредственно в пласте [82].

Компания «Халлибертон» разработала несколько видов тампонажных состав [83]: Инжектрол G – для песчаников и известняков в скважинах с пластовой температурой до 120 °C. До и после обработки этим реагентом необходимо закачивать в скважину пресную воду. Инжектрол H – для

скважин с забойными температурами до 163⁰С. Инжектрол – для обработки скважин с породами из известняков и известняковых песчаников с пластовой температурой 15,6-93,3 ⁰С. Применяются в тех случаях, когда требуются высокопрочные гели.

В конце 90-х годов в США фирмой Dowell разработана и применяется система «Zonelock» [84], на основе силиката натрия. Основными реагентами в составе являются силикат натрия, соляная кислота, полимер, сшиватель и наполнитель. Эта система представляет собой подкисленный силикатный гель и успешно используется в песчаных, известковых и доломитовых пластах при температурах до 80⁰С. За счет повышенной кислотности состава происходит коррозия оборудования, что является главным его недостатком. Устранение данного недостатка возможно только путем введения в композицию ингибиторов коррозии.

Существует также технология, в которой в скважину закачивают последовательно две оторочки растворов (силиката натрия и кислого агента). [85]. Гель образуется при их смешении в пласте. Но данная технология имеет существенный недостаток. В пористой среде компоненты раствора плохо перемешиваются, в результате гель не образуется или образуется не во всем объеме.

За счет образования золи поликремневой кислоты (при взаимодействии с соляной кислотой) и моментального выпадения нерастворимых осадков при создании водоизоляционных экранов их применение не всегда эффективно. Две основные проблемы, связанные с использованием силикатов натрия для отвода воды, - синерезис геля (гели имеют тенденцию сжиматься при вытеснении воды) и гель-хрупкость, что приводит к относительному разрушению гелей [86,87].

Таким образом, остается актуальным вопрос разработки водоизоляционного тампонажного материала на основе силиката натрия (жидкого стекла), что связано с возможностью получить более надежные гели в обрабатываемой добывающей скважине.

1.2 Анализ научно-исследовательских работ, направленных на совершенствование технологии водоизоляций нефтяных скважин.

На сегодняшний день существует большое число публикаций, посвященных применению в ремонтно-изоляционных работах (РИР) скважин гелеобразующих составов на основе неорганических полимеров, в первую очередь силикатов натрия.

Большой вклад в разработку и совершенствование технологий ограничения водопритока и материалов для проведения РИР внесли ученые: Блажевич В.А., Булгаков Р.Т., Газизов А.А., Газизов А.Ш., Зозуля Г.П., Клещенко И.И., Агзамов Ф.А., Земцов Ю.В., Ленченкова Л.Е., Старковский А.В., Стрижнев В.А., Алтунина Л.К., Муслимов Р.Х., Юмадилов А.Ю., Телков А.П., Ганеева З.М., Ризванов Р.З., Хисаметдинов

М.Р., Кравченко И. И., Корнилов А.В., Никишов В.И., Уметбаев В.Г., Дубинский Г.С

Наибольший вклад внесли зарубежные ученые: Mills R.V., Krumrine P.H. and Boyce S.D., Kennedy, Seright, R.S., Lane, R.H., Sydansk, R.D., Lakatos H.T., Lakatos-Szabo I., Szentés J., Razavi G., Hassani S.M., Penberthy F., Bayless, J.H., Essawy W.M., Bin Hamzah R., Hossein Ali A., Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Kristensen R., Lund, T., Muhammad H. Alu'datt, Taha Rababah.

Жидкое стекло выпускается по ГОСТ 13078-81 и в разработках применяется с 1935 года [88].

Силикат натрия представляет собой смесь различных силикатов натрия, отвечающую общей формуле $n\text{SiO}_2 \cdot \text{Na}_2\text{O}$, где n – число молекул SiO_2 , приходящихся на одну молекулу (Na_2O) и получают его из силикат-глыбы обработкой паром в автоклавах. Жидкое стекло – это щелочной реагент. В кислой среде он образует коллоидные растворы (золи) кремниевой кислоты. С течением времени коллоидные растворы переходят в гели. В присутствии многовалентных ионов в нейтральной среде происходит коагуляция кремниевой кислоты с образованием гелеобразных осадков или гелей. По сравнению с гелями образованные в щелочной среде, кислые гели являются наиболее прочными [89].

При введении жидкого стекла в пласт происходит выпадение нерастворимого осадка, которое снижает проницаемость высокопроницаемых каналов и зон пласта. В условиях глубокозалегающих высокотемпературных коллекторов трещинного, порового и трещинно-порового типа применение их особенно эффективно. Жидкое стекло сохраняет свои свойства в течение длительного времени при высоком давлении и температуре до 200°C и почти не взаимодействует с породами пласта. Особенностью растворов силиката натрия является способность компонента натрия взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и образовывать гелеобразные системы и твердый тампонажный материал.

Обычно для закачки запланированного объема в пласт перед раствором жидкого стекла закачивают буферную жидкость, которая представляет собой раствор карбоната натрия. Образовав с ионами кальция и магния нерастворимые соединения карбонат натрия выводит их из пластовой воды, за счет чего жидкое стекло нагнетаясь с ним достигает заданную глубину проникновения в нескоагулированном состоянии. После выдержки в пласте жидкое стекло коагулирует в обводненной зоне из-за диффузии ионов кальция и магния из пластовой воды и закупоривает проводящие каналы. А в нефтенасыщенных зонах коагуляции жидкого стекла не происходит из-за отсутствия источника ионов кальция и магния. Жидкое стекло зависит от минерализации пластовой воды, чтобы устранить эту зависимость было предложено закачивать его вместе с кислотой, либо после нее, обычно соляную [90,91]. Однако, во многих случаях его применение снижает селективность материала и, как следствие, сделать необходимым проведение операций по перфорации пласта. Жидкое стекло хорошо

растворяется в пресной воде. Имеет низкую вязкость, регулируемую в широком диапазоне концентрацией самого силиката.

Применение тампонажных растворов на основе жидкого стекла широко началось за рубежом в 80-е годы, и выпускалось несколько модификаций тампонажных растворов.

В работе [92] авторами представлены результаты фильтрационных исследований на образцах керна разной проницаемостью 0,138 и 0,079 мкм².

При этом получена зависимость проницаемости керна, насыщенного гелеобразующим составом с последующей выдержкой до образования силикатного геля, и градиента давления от объема прокачки раствора. Авторы условно делят полученную зависимость на 3 участка: 1-й — это область упругих деформаций силикатного геля в пористой среде до градиента давления 4,8 МПа/м, 2-й — область частичного разрушения силикатного геля до градиента давления 8,0 МПа/м, 3-й — область поведения в пористой среде уплотненного частично разрушенного силикатного геля до градиента 10 МПа/м.

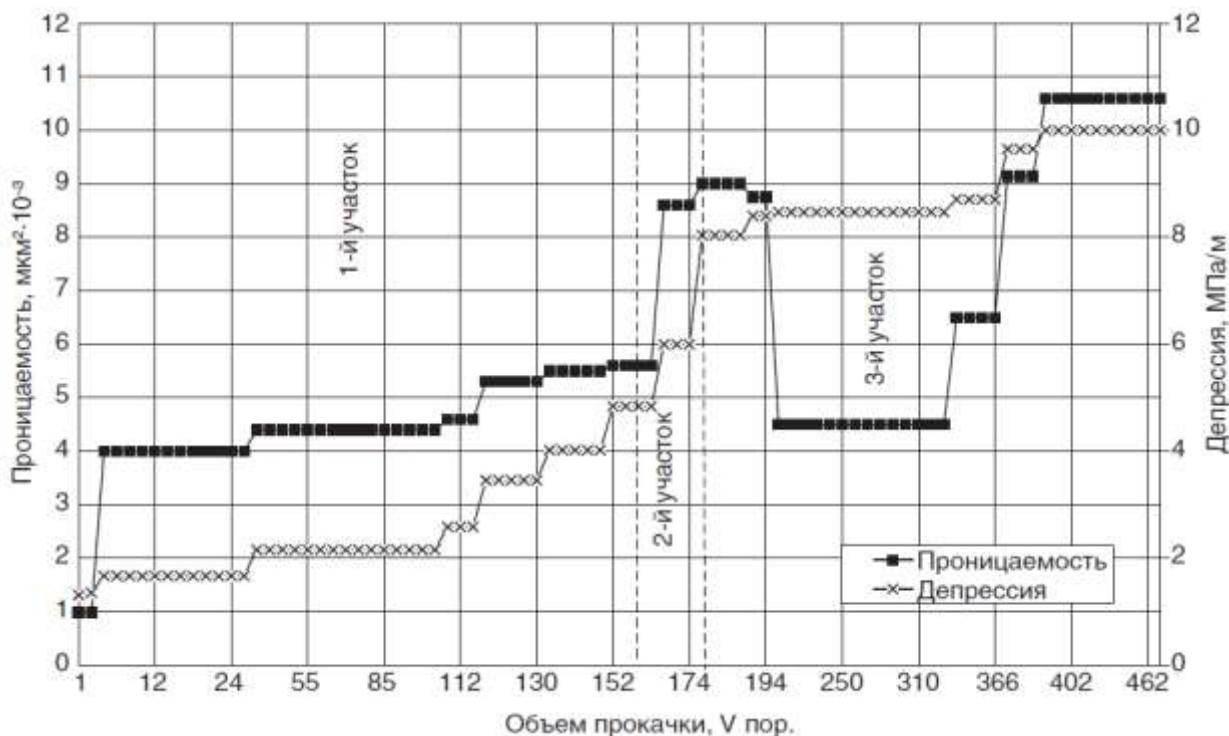


Рисунок 1.5 – Зависимость проницаемости керна (начальная проницаемость 0,138 мкм²), заполненного гелем, от объема прокачки пресной воды при различной депрессии [92].

Из данного видно, что образец керна, заполненный силикатным гелем до частичного разрушения, выдерживает градиент давления около 4,8 МПа/м и при этом проницаемость образца керна составляет 0,0056 мкм². Коэффициент снижения проницаемости составил около 25. Это означает, что если в высокопроницаемом прослое нагнетательной или добывающей

скважины создать кольцевую зону из силикатного геля, то ее приемистость уменьшится в 25 раз [92].

Таблица 1.3 – Результаты внедрения технологий в нефтяных скважинах в различных компаниях

Объединение	Количество операций	Успешность, %	Дополнительная добыча нефти, т	Удельная дополнительная добыча нефти, т/скв.-опер.
ОАО «Красноленинскнефтегаз»	16	100	39500	2469
ОАО «Сургутнефтегаз»	19	100	75254	3961
ОАО «Нижневартовскнефтегаз»	35	100	198174	5662
ТПП «Урайнефтегаз»	11	100	99300	9027
ОАО «Ноябрьскнефтегаз»	40	93	34630	866
ОАО «Лангепаснефтегаз»	30	100	42171	1406
ОАО «Татнефть»	24	73	17787	741
ОАО «Лукойл-Пермнефть»	31	94	31000	1000
ОАО «Тэбукнефть»	13	100	12612	970
ОАО «Мегионнефтегаз»	113	86	92844	822
ПФ «УзеньМунайГаз»	187	95	154462	826
Итого	519		797734	1537

В таблице 1.3 представлены результаты и технологическая эффективность применения технологий на нефтяных месторождениях в различных регионах России и Казахстана [92].

Для низкопроницаемых неоднородных коллекторов в работе авторов [93] представлен разработанный водоизоляционный состав на основе силиката натрия. В составе данного раствора были метасиликат натрия, хромокалиевые квасцы и вода.

Устанавливают, что водные растворы силиката натрия при взаимодействии с хромокалиевыми квасцами образуют прочные гели. Работа подтверждена результатами фильтрационных исследований на образцах низкопроницаемого терригенного керна с моделированием процесса проведения водоизоляционных работ слоисто-неоднородном пласте. Был рекомендован водоизоляционный состав с концентрацией силиката натрия и хромокалиевых квасцов 10 и 5,9 % соответственно. Данный выбор обусловлен высоким значением пластической прочности 1640 Па, напряжением сдвига 120 Па и временем гелеобразования 108 при стандартных условиях.

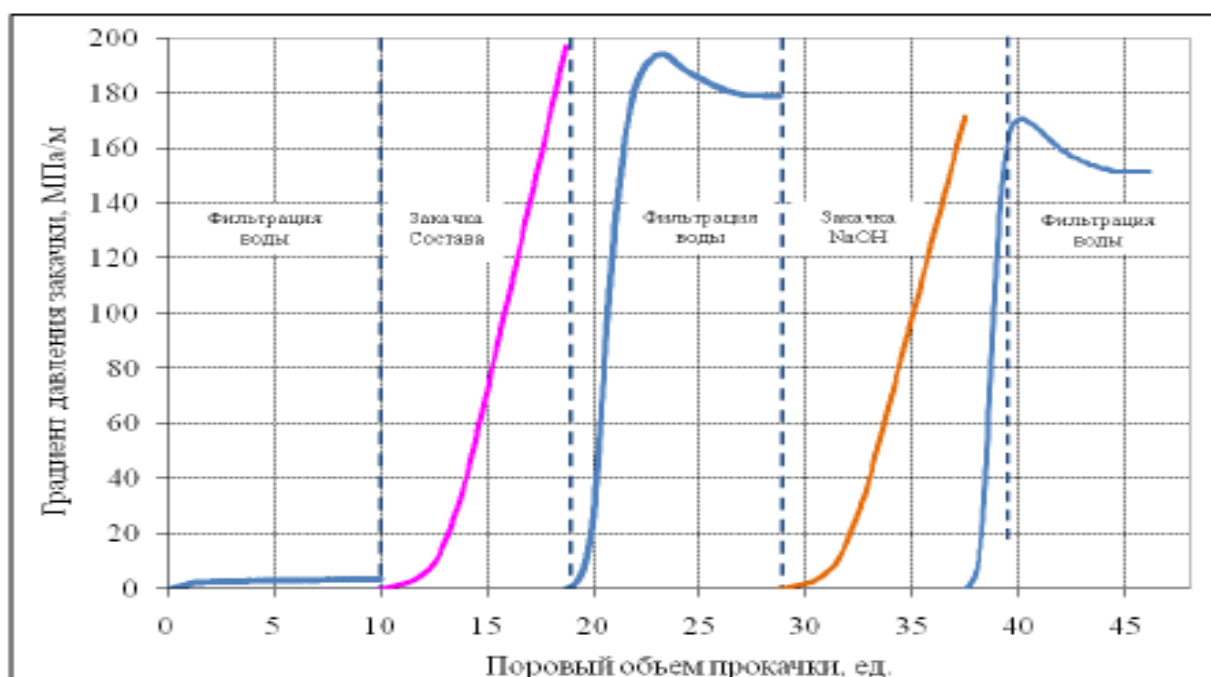


Рисунок 1.6 – Зависимость градиента давления закачки от количества прокачанного поровых объемов пластовой воды и водоизолирующего состава в водонасыщенном керна [93].

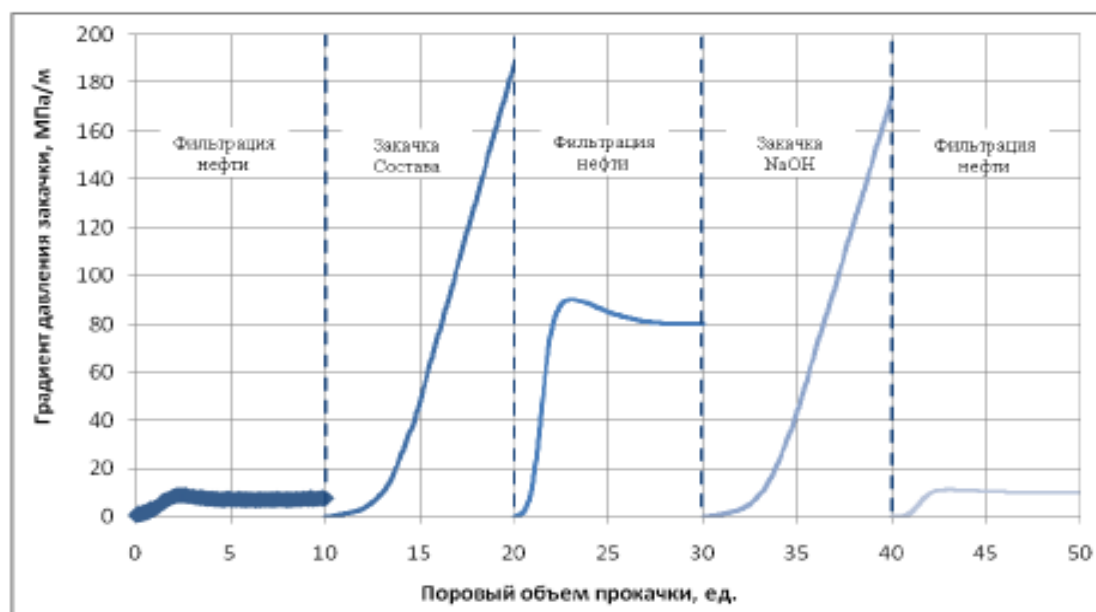


Рисунок 1.7– Зависимость градиента давления закачки от количества прокачанного поровых объемов нефти и водоизолирующего состава в нефтенасыщенном керна [93].

При сравнении данных графиков авторы делают вывод, что исследуемый водоизоляционный состав способен снижать больше проницаемость в водонасыщенных кернах, чем в нефтенасыщенных. И указывается селективность данного состава.

Однако, авторы указывают, если данный состав полностью блокирует нефтенасыщенные пропластки, то рекомендуется закачка разрушающих агентов такие как щелочи (гидроксид натрия). По результатам реологических и фильтрационных исследований авторы делают вывод, что данный водоизолирующий состав целесообразно применять при обработке нагнетательных скважин.

В работе [94] авторы приводят описание проведенных фильтрационных экспериментов гелеобразующий состав SPMI-1, содержащий 3,3 % силиката натрия и 1,38 % ацетата хрома с временем начала гелеобразования 77 минут. Были проведены три разные эксперимента: в 1-ом на водонасыщенном керне; во 2-ом на насыщенной высоковязкой нефтью керне; и в 3-ем на образце керна с трещиноватым типом проницаемости (таблицы 1.5-1.7).

Таблица 1.5 – Результаты фильтрационного эксперимента №1 [94]

Параметр	Единица измерения	До закачки состава	После закачки состава	После прокачки NaOH
Расход воды	см ³ /мин	40	4	2
Градиент давления закачки воды	атм/м	4,37	231,26	9,48
Подвижность по воде	мД/(мПа*с)	2142,83	4,03	49,43
Проницаемость по воде	мД	1929	3,63	44,5
Градиент давления закачки SPMI-1 (после 2V _{пор})	атм/м	10,6		
Начальный градиент давления сдвига геля в керне	атм/м	1211,0		
Фактор сопротивления $k_{до}/k_{после}$	ед.	531,4		

Для эксперимента №1 взят керн со следующими характеристиками: длина - 6,27 см, диаметр – 3,01 см, абсолютная проницаемость – 2000 мД, пористость по азоту – 29,62%. После прокачки пластовой воды в керн был прокачан 2 поровых объема состава SPMI-1 и оставлен на 4 часа для образования и упрочнения геля. Затем была закачана пластовая вода и 3 поровых объемов 10% раствора NaOH, затем опять закачали пластовую воду.

Как видно из таблицы 1.5 снижение проницаемости составил 531,4 ед. Для проверки возможности разрушения прокачали 10% раствора NaOH и добились увеличения проницаемости с 3,63мД до 44,5 мД. При проведении эксперимента №2 использовали нефтенасыщенный керн Ярегского месторождения, где после прокачки пластовой воды был закачан 2 объема высоковязкой нефти Усинского месторождения вязкостью 1140 мПа*с при 30°.

Затем закачали гелеобразующий состав SPMI-1 и оставили керн в покое на 4 часа и после закачали пластовую воду. Данный эксперимент

показал, что состав обладает высокими изолирующими свойствами в водонасыщенных коллекторах, чем в нефтенасыщенных. Авторы указывают, что при проведении эксперимента №3 на образцах керна с трещинным типом проницаемости состав способен эффективно изолировать высокопроницаемые каналы в коллекторах сложного типа [94].

Авторы А.В. Алтусева и другие [94] описывают разработанную в институте «БелНИПИнефть» силикатную композицию, в состав которой входят силикат натрия и инициаторы гелеобразования (сульфаминовая кислота САК и ацетат хрома АХ).

Таблица 1.8 – Техничко-эксплуатационные характеристики гелеобразующих композиций на основе ГСН и САК [94].

№	Содержание компонентов, масс. %		Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	Плотность при 20 °С, г/см ³	Время гелеобразования при 60 °С, ч		Модуль упругости геля, Па (при t, °С)
	ГСН	САК			без породы	с породой	
1	2,0	0,2	1,1	1,010	нет геля	6,0	2,7 (95)
2		0,5	1,1	1,013		5,0	4,2 (95)
3		0,7	1,1	1,020		4,0	5,75 (95)
4	6,0	1,75	1,2	1,048	4,8	4,5	63 (25)
5		2,0	1,3	1,048	3,2	3,0	71 (25)
6		2,25	1,5	1,050	1,9	1,7	78,5 (25)
7		2,5	1,8	1,050	0,3	0,25	263 (25)

Таблица 1.9 – Техничко-эксплуатационные характеристики гелеобразующих композиций на основе ГСН и АХ [95].

№	Содержание компонентов, масс. %		Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	Плотность при 20 °С, г/см ³	Время гелеобразования (тго) при 60 °С, ч		Модуль упругости геля, Па (при 95 °С)
	ГСН	АХ			без породы	с породой	
1	2,0	0,15	1,20	1,011	нет геля	7 < тго < 14	5,8
2		0,2	1,19	1,011		4	6,1
3		0,3	1,16	1,011		2	8,7

Для приготовления композиции используют порошкообразный гидросиликат натрия (ГСН). Растворение ГСН производят в пресной воде имеющий температуру не ниже +5 °С. Но для лучшего разбавления

использовали воду, нагретую до $+20^{\circ}\text{C}$ и выше, так как растворение затруднено при температурах $+10^{\circ}\text{C}$ до $+15^{\circ}\text{C}$. После приготовления раствора силиката натрия вводится расчетное количество инициаторов гелеобразования, технико-эксплуатационные характеристики которых приводятся в таблицах 1.8 и 1.9.

Результаты проведенных серий фильтрационных экспериментов на водонасыщенных образцах кернов терригенной и карбонатной породы. показали, что водоизолирующий экран выдерживает градиент давления 45-46 МПа/м и остаточное сопротивление фильтрации воды 33-35,5. По этим результатам разработанные композиции прошли опытно-промышленные испытания в 2012-2013 гг. через 4 нагнетательные скважины (Восточно-Первомайского, Тишковского, Речицкого и Золотухинского месторождений). Давление при каждом нагнетании возрастало, что свидетельствовало о создании в пласте потокоотклоняющего экрана [95].

Институтом «ТатНИПИнефть» была предложена и запатентована (патент №2270328) композиция на базе модифицированного жидкого стекла для ремонтно-изоляционных работ [96].



Рисунок 1.8 – Сравнительная схема закачки композиций на базе модифицированного жидкого стекла до и после проведения технологии [96].

Технология применяется для ограничения притока подошвенных, пропластковых и закачиваемых вод, также для ликвидации заколонных

перетоков добывающих и нагнетательных скважин, ликвидации нарушения цементного кольца и выравнивания профиля приемистости.

Ограничение притока пластовых вод в добывающие скважины основано на закачке композиций на базе модифицированного жидкого стекла (силиката натрия) и формирования в зоне изоляции стойкой тампонирующей массы. В качестве структур образователя (отвердителя) в модифицированное жидкое стекло вводится сложный эфир карбоновой кислоты. Обработка скважин осуществляется по следующей схеме: прямая закачка композиции насосным агрегатом в НКТ, доводка его до башмака НКТ и продавка через существующий фильтр в зону изоляции. Компоненты подаются через тройник, либо перемешиваются в осреднительной емкости на дневной поверхности. Успешность РИР составляет -90% [96].

Преимуществом составов на основе водного раствора силиката натрия является их хорошая адгезия к породе и металлу, устойчивость при высоком давлении и температуре до 200 °С, поэтому они эффективны в условиях глубокозалегающих высокотемпературных коллекторов[97].

Авторами Vizcarra, E., Kraishan, G., Hall, J [98] была предпринята попытка дать полную картину о применении силикатов базирующихся на методах, модификации проницаемости. На сегодняшний день возможность широкого применения щелочных силикатов подтверждается тем фактом, что они являются экологически чистыми неорганическими химическими веществами, толерантны к биологической деградации, которые потенциально могут заменить некоторые из тех, которые используются в настоящее время привлекательных химических веществ, но перечисленные в REACH (регистрация, оценка, разрешение и ограничение химических веществ) как вредные [98]. Силикат натрия был описан как экологически чистое химическое вещество (PLONOR) и безопаснее, чем любая другая используемая в настоящее время для модификации химических обработок проницаемости [99].

Результаты некоторых лабораторных исследований и промышленных испытаний показали, что несмотря на водоподобную вязкость, проникновение силикатных растворов может быть осложнена из-за осаждения $Mg(OH)_2$ двухвалентного катиона, увеличение скорости силикатного осаждения частиц при низких скоростях потока и плохой контроль времени гелеобразования, в то время как высокая выраженная модуль сдвига и неспособность силикатных гелей вытесняться при достаточных градиентах давления в трещинах и каналах с высокой проницаемостью может сделать эту технологию неэффективной даже при закачке вблизи стволов скважин.

Авторы [100] показали, что закачка силикатного раствора натрия содержит 4,0 мас.% SiO_2 , 0,46 мас.% HCl и $0,02g \cdot L^{-1}$ $CaCl_2$ с последующим вытеснением воды в образец с образцом на 25 см с проницаемостью равным до 2 D со скоростью 0,5 мл/мин можно было выполнить при нулевом увеличении давления нагнетании только тогда, когда образец керна первоначально насыщался 0,5% -ным раствором KCl .

Однако анализ проб сточных вод в ходе другого эксперимента показал, что из-за эффекта катионообмена после образца керна диаметром 98,9 см, насыщенного 0,5%-ным KCl, была предварительно добавлена водопроводная вода, содержащая $0,02 \text{ g}\cdot\text{L}^{-1}$ CaCl_2 -аккумуляции двухвалентных ионов, вызвало образование обогащенного Ca^{2+} оторочки фронта вытеснения перед введенным раствором силиката натрия. Концентрация Ca^{2+} внутри оторочки была в 20 раз выше, чем концентрация промывочной воды (рисунок 1.9а). В результате закупоривание образца керна ускорилось в значительной степени из-за взаимодействия двухвалентных ионов с силикатом натрия и образования осадка $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (рисунок 1.9 а, б) [100].

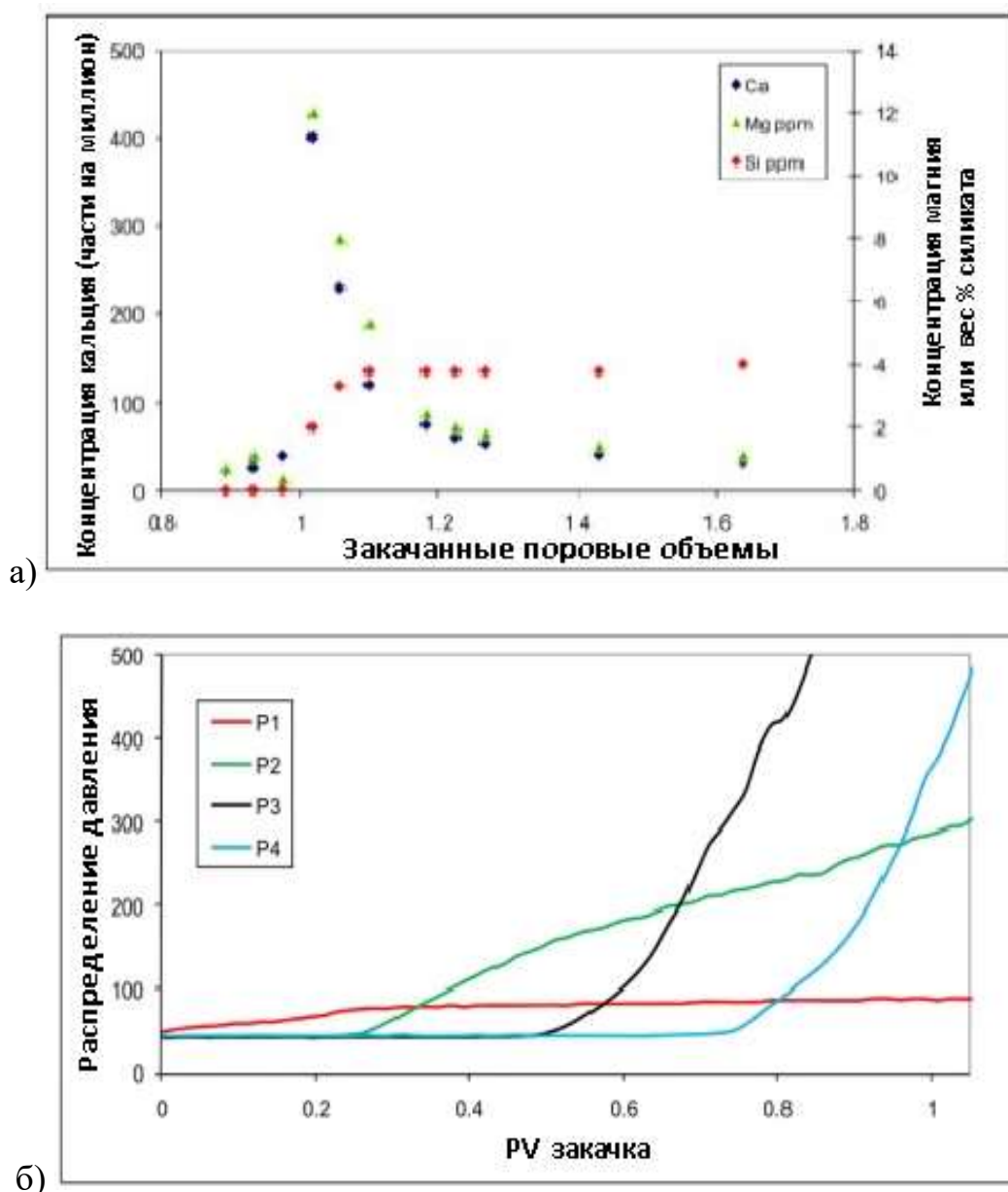


Рисунок 1.9 – а) Концентрация магния кальция и силиката в сточных образцах при фильтрации силиката натрия через образец керна б) Перепад давления зарегистрированы на 4 участках образца керна при фильтрации силиката натрия [100].

Таким образом, эффект катионного обмена может ограничить глубину проникновения силикатного геля и требуется достаточный объем промывочной воды для того, чтобы предкондиционировать пласт [99,100]. Примером может служить испытание который проводился в одной нагнетательной скважине P07 на месторождении Snorre, у берегов Норвегии. 760 м³ 4% концентрированного раствора силиката натрия, содержащего 0,43% хлористого водорода закачали в июне 2011 года. Для правильного размещения геля время гелеобразования зависящая от температуры было проведено охлаждение температуры от 90 до 40°С закачкой 14,000 м³ холодного фронта температуры воды, и 400 м³ 0,5% KCl рассола для кондиционирования пласта и смывания двухвалентных катионов. Время гелеобразования регулировали до около 5 дней при 40 ° С, оторочку затем вытесняли закачкой 200 м³ раствором 0,5% KCl.

Однако, в конце процесса закачки увеличения КИН в 10 раз было отмечено, скорее всего, из-за смешивания силиката натрия с ионами двухвалентных, что привело к выпадению Mg(OH)₂, что указывает на более высокий объем KCl раствора в буферной жидкости. Тем не менее кривая падения давления до и после обработки подтвердили снижение проницаемости выше 100 раз в пределах 70 м от призабойной зоны (рисунок 1.10). Результаты мониторинга добывающих скважин еще не были [99] опубликованы.

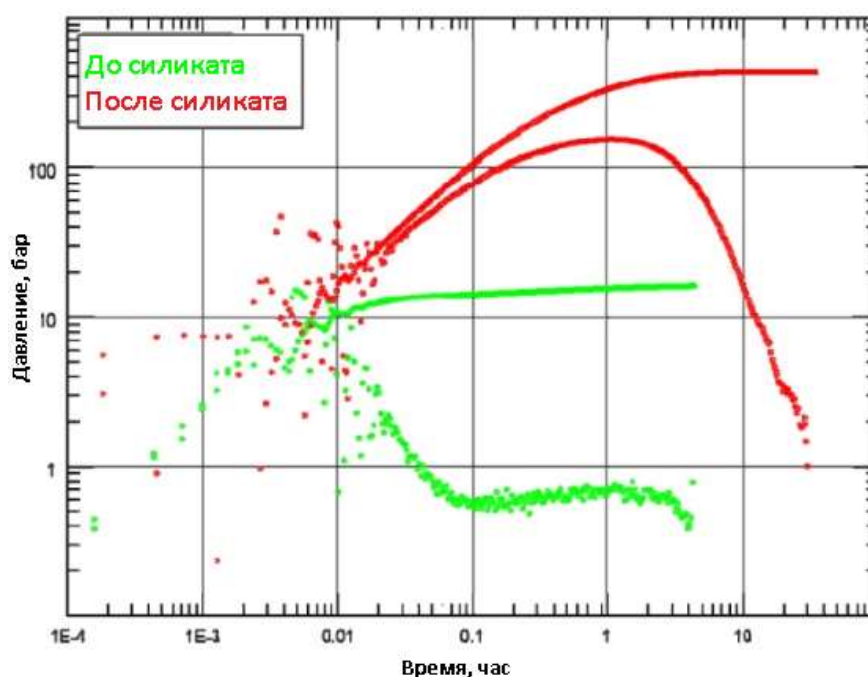


Рисунок 1.10 – Данные кривых падения давления до и после 20 дней обработки [99].

Лабораторные исследования показали, что применение высоких концентрированных растворов силиката натрия может решить проблему низкой эффективности забивания в трещиноватых коллекторах. Например,

авторы [101] утверждают, что гелеобразующий раствор, содержащий 85% силиката натрия и 15% NaCl позволило 20000-кратное снижение проницаемости в карбонатном образце керна с цилиндрическим отверстием, сделанные в нем с диаметром 5 мм, начальная проницаемость из отверстия было около $2,1 \cdot 10^6$ D.

В другой работе исследования показали, что после нескольких недель силикатные гели имеют тенденцию к усадке и отводят воду, что является неблагоприятным при длительных работах, это указывает что гель при высоких силикатные концентрации и температуры показывают 80% уменьшение объема в результате синерезиса [102].

Для того, чтобы проверить влияние усадки геля на снижение проницаемости в трещинах авторы [101] в обработанном образце керна в том же растворе, который был использован для растворения силиката натрия, при комнатной температуре в течение трех недель образовавшийся гель сжался и проницаемость керна увеличилась с 1,8 до 83 мкр, что является значительным, но все еще недостаточно, принимая во внимание начальное значение проницаемости. В другом эксперименте образец керна подвергали выдержке после обработки температурой 60°C измеряли три раза с интервалами между 1-2 недель, что привело к проницаемостям 1,4, 1,7 и 1,8 соответственно, показывая, что не произошло усадка геля в течение этого периода времени.

Однако даже высококонцентрированные силикатные гели демонстрируют низкую вязкость раствора геля (1.5-2 ср), что не всегда выгодно, например, если резервуар имеет тяжелую систему трещин, и особенно, когда эксплуатируется статический механизм гелеобразования это может привести к утечке раствора геля в другие более сильно осушенные участки резервуара, поэтому было предложено использовать силикат натрия в сочетании с различными био- и синтетическими полимерами [101,103]. Эксперимент, проведенный с использованием раствора, состоящего из 85% силиката натрия и 15% ксантан показали снижение проницаемости после обработки от $2,1 \cdot 10^6$ Д до 30 мД, также было обнаружено, что из-за улучшенной эластичности геля при увеличении скорости потока воды проницаемость снизилась до 1,6 мД, авторы объясняют это явление "осевого сжатия, сопровождающееся радиального расширения геля", что привело к закрытию небольших проточных каналов которые все еще оставались вокруг геля. Этот состав имеет вязкость 11,2 сПз, измеренную при 20 ° C и значение скорости сдвига $8,8 \text{ с}^{-1}$. Таким образом, было показано, что в трещиноватых резервуарах силикат натрия в сочетании с полимерными добавками могут быть применены, однако в тех случаях, когда силикат натрия используется без полимерных добавок большое внимание следует уделять на распределение давления в пласте с целью выявления возможности утечки геля в нежелательные зоны [101].

Как уже было сказано выше, и, как это видно из описанных случаев, гели силиката натрия трудно размещать на большие расстояния от точки нагнетания [104]. Тем не менее, стоит отметить, что отвод утечки жидкости

не является панацеей, например, в тех случаях, когда некачественные операции цементирования вызывают высокую производительность воды вблизи ствола скважины жидкости утечки должны быть выполнены для того, чтобы реанимировать скважину. Например, в июле-декабре 1996 года в районе Провост восточной провинции Альберта (Канада) силикатный раствор на основе полимерной суспензии с последующим ультратонким и класса G цементом закачивали в 200 добывающие скважины для обеспечения герметизации, что вызвало резкое увеличение обводненности от 0-10% до 98%. По предварительным результатам после обработки дебит нефти увеличился на 104 м³/сут и добыча воды сократилась с 3,927 до 0,63 м³/сут, что считается высоким показателем успеха [105].

Тем не менее пример одной нагнетательной скважины в Snorre резервуаре показал, что при низких концентрациях HCl можно достичь глубокого проникновения силиката натрия, не повреждая ближней зоны ствола скважины. Однократная закачка для обработки скважин на Snorre в 2011 году последовал масштабным проектом в 2013 году. С июня по октябрь 2013 года 240,000 м³ были закачаны в пласт, разработанный состав для обработки которого составлял 4% концентрированного силиката натрия, содержащего 0,2% HCl. Исследование моделирования предсказывало дополнительную нефтеотдачу около 200000 Sm³ и снижения обводненности на 3%, однако промысловые данные после обработки еще не были опубликованы, было сообщено ранее, что силикатные гели, содержащие низкие концентрации HCl являются более подходящими для глубоких проникновений. Кроме концентрации HCl скорость нагнетания потока является еще одним параметром, который высоко влияет на эффективность глубокого проникновения силиката натрия. Было показано, что при низкой скорости потока время закупорки значительно сокращается. Эта особенность силиката натрия гарантирует, что в призабойной зоне, где высокие скорости потока являются общими на месте закупорки время будет соответствовать времени гелеобразования оторочки, однако на больших расстояниях от скважины преждевременное динамическое закупоривание может происходить из-за увеличения скорости силикатного осаждения частиц.

В работе [106] был предложен гелеобразующий состав на основе силиката натрия и аммиачной селитры. При взаимодействии данных реагентов происходит выделение углекислого газа за счет гидролиза аммиачной селитры и образование геля кремниевой кислоты. У данного состава есть ограничение в том, что у карбамида очень медленная скорость гидролиза в щелочной среде. Поэтому в условиях отсутствия высокотемпературных пластов он применяется.

Авторы Aly A. Hamouda и Hossien A. Akhlaghi Amiri в своей работе [107] рассматривали и анализировали влияния всех факторов на процесс гелеобразования силиката натрия различной концентрации. Как считают авторы время гелеобразования и прочность геля являются основными параметрами, влияющими на применение геля для глубокой обработки резервуара, чтобы увеличить сопротивление потоку в зонах с высокой

проницаемостью и, таким образом, повысить эффективность за счет отвода вод в зоны с низкой проницаемостью. Факторами, влияющими на эти параметры в щелочных силикатных системах, являются содержание Na-силиката (мас.%), pH, наличие двухвалентных ионов и температура. Температура ускоряет время гелеобразования. Однако было показано, что прочность геля снижается примерно на 39% при повышении температуры от 20 до 50°C. Дальнейшее повышение температуры до 80°C показало увеличение прочности геля примерно на 10%. По мере повышения температуры растворимость SiO₂ увеличивается, что может привести к снижению pH. Это, в свою очередь, уменьшает время гелеобразования и тем самым увеличивает прочность геля по сравнению с его уровнем при 50°C (рис 1.11).



Рисунок 1.11– pH различных содержаний Na-силиката от 35 до 0,02 мас.% путем разбавления дистиллированной водой (DW) [107].

Для экспериментов взяты силикатный раствор (Na-силикат) которого поставляли ВІМ Kemі АВ, Драммен, Норвегия. Содержание Na-силиката в растворе составляло 35,7 мас.%. Молярное отношение (n) образца составляло 3,35. Содержание силиката и оксида натрия составляло 27,3 мас.% и 8,4 мас.%, Этот раствор имел плотность 1,368 г / см³ и pH около 11,4 при 20°C. Для регулирования pH использовали соляную кислоту (HCl) с концентрацией 7,4 мас. % (2,02 М). Содержание Na-силиката регулировали для компенсации разведения из добавленной кислоты [107].

pH различных растворов Na-силикатов был получен путем разбавления исходного Na-силиката от 35 до 0,02 мас.% с дистиллированной водой. Как показано на рисунке 1.12, предельное изменение pH демонстрируется до тех пор, пока содержание Na-силиката не достигнет примерно 6 мас.% разбавленного исходного Na-силиката (в дальнейшем будет использоваться только вес.% Na-силиката). Это может указывать на высокую буферную емкость Na-силиката выше 6 вес.%. Значительная разница в pH наблюдается

для разбавленного Na-силиката ниже 3 вес.%. Содержание Na-силиката в диапазоне от 3 до 6 мас.%. Время гелеобразования зависит от содержания Na-силиката и pH. Рисунок 1.12 иллюстрирует эти отношения. Линейная зависимость между t_g в логарифмическом масштабе и pH для 3 мас. %, 4 мас. %, 5 мас. % и 6 мас.% Na-силиката в дистиллированной воде продемонстрирована при 20°C и скорости сдвига 10c^{-1} .

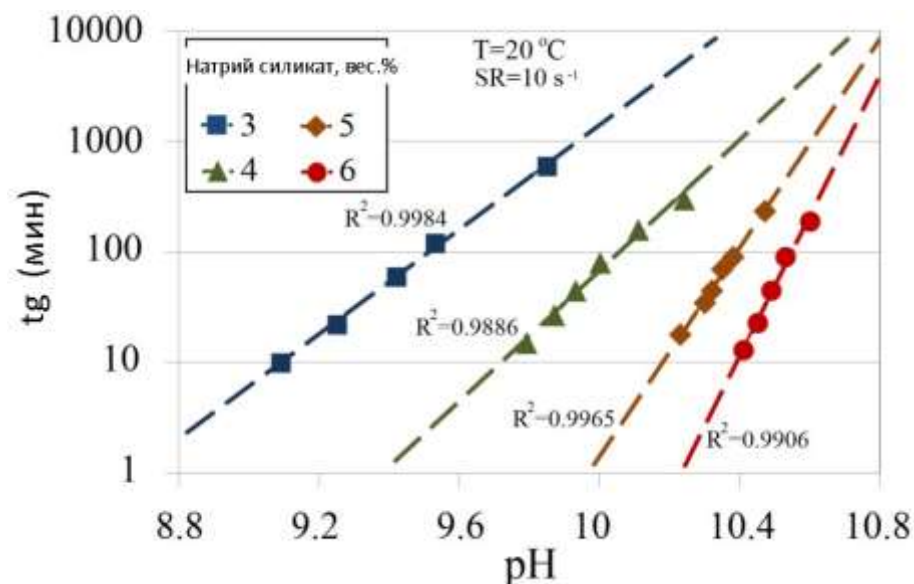


Рисунок 1.12 – Время гелеобразования как функция pH для растворов с мас. 3%, 4%, 5% и 6% Na-силиката [107].

При определенном pH скорость конденсации кремниевой кислоты увеличивается с увеличением содержания силиката. Понижение pH для определенного содержания силиката также увеличивает конденсацию кремниевой кислоты и, следовательно, уменьшает время гелеобразования.

Hossein A. A и другие [108] рассматривают поведение щелочного силиката натрия (Na-силиката) в пористых средах. Их работа показала, что вода с низкой соленостью (LSW, морская вода, разбавленная в 25 раз) может использоваться в качестве предварительной промывки при заводнениях. Во время образования геля наблюдалось явление опережения воды, которое вызвано гравитационной сегрегацией. Динамические адсорбционные испытания в трубках заполненных песком показали незначительную плотность адсорбированного кремния (около $8,5 \times 10^{-10} \text{ кг/см}^3$ для раствора с содержанием кремния 33 мг/л), что меньше, чем расчетная плотность адсорбции монослоя в $1,4 \times 10^{-8} \text{ кг/см}^3$. Na-силикат повышает эффективность коэффициента вытеснения водой после применения в системе с двойной проницаемостью и без утечки в нефтеносную зону с низкой проницаемостью (LP). Как показано на рисунке 1.13, перед временем гелеобразования примерно при $t_g = 180$ мин скорость образования геля является низкой из-за назначенной низкой скорости реакции геля, которая представлена постепенным увеличением профиля вязкости. Однако во время

гелеобразования скорость образования геля возрастает, поэтому вязкость резко возрастает. Другими словами, C_{gel} (назначенная фракция геля) позволила сопоставить экспериментальные данные [109].

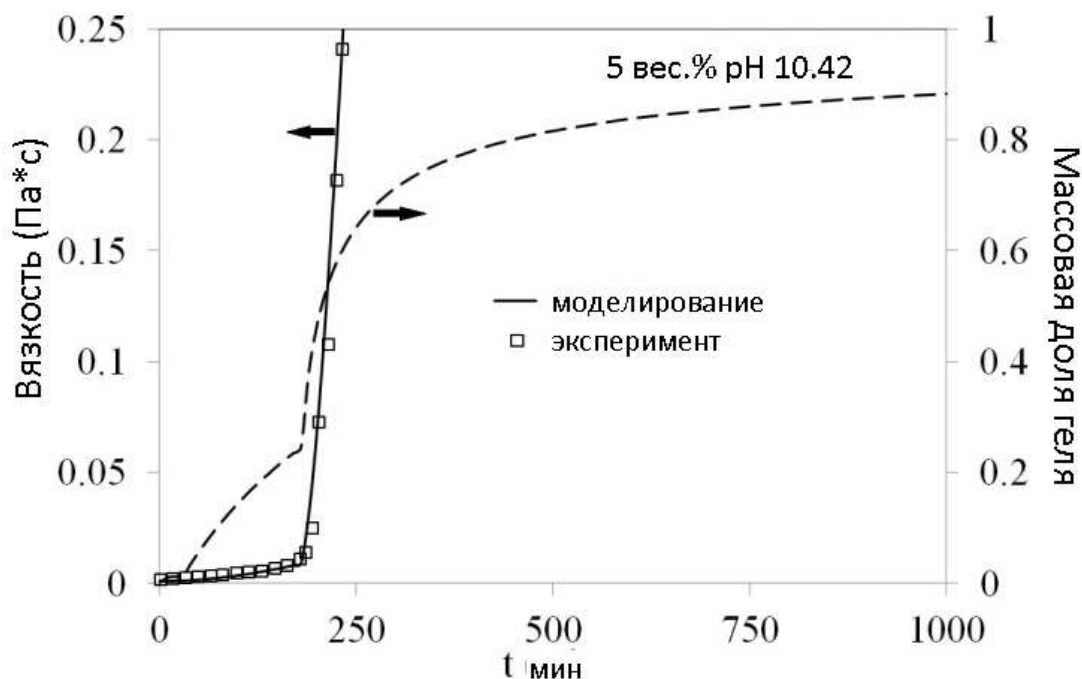


Рисунок 1.13 – Смоделированная массовая доля геля и вязкость для 5 мас.% силиката натрия (Na-силиката) при pH = 10,42 как функция времени. Моделируемый профиль вязкости сравнивается с измеренной вязкостью [108].

Были исследованы два разных раствора Na-силиката, которые имели концентрации Si 33 мг / л и 3,9 мг / л, что соответствует 0,0093 мас.% и 0,0011 мас.% растворов Na-силиката соответственно. Низкая концентрация Si в тестируемых растворах была использована для точной оценки адсорбированного количества. Концентрация Si в стоках измерялась с помощью ICP, а измерения адсорбции проводились при комнатной температуре.

Эксперимент по закачке песчаного керна с двойной проницаемостью проводился как экспериментально, так и численно. Среда (включая пакеты с песком А и В) была первоначально насыщена красителем, окрашенным в красный цвет (n-C10 и M NN-DMDA) и бесцветной остаточной SSW (синтетической морской водой).

Первичная закачка водой осуществляли путем введения синтетической морской воды для 0,5 PV (обоих пакетов песка) со скоростью потока 0,1 мл/мин. Измеренные и смоделированные перепады давления вдоль параллельной песчаной системы показаны на рисунке 1.12. В начале закачки перепад давления постепенно увеличивалась примерно до 1,5 кПа, а затем стабилизировалась.

Падение давления было почти постоянным (около 1,5 кПа) в течение всего процесса нагнетания воды, как показано на рисунке 1.14.

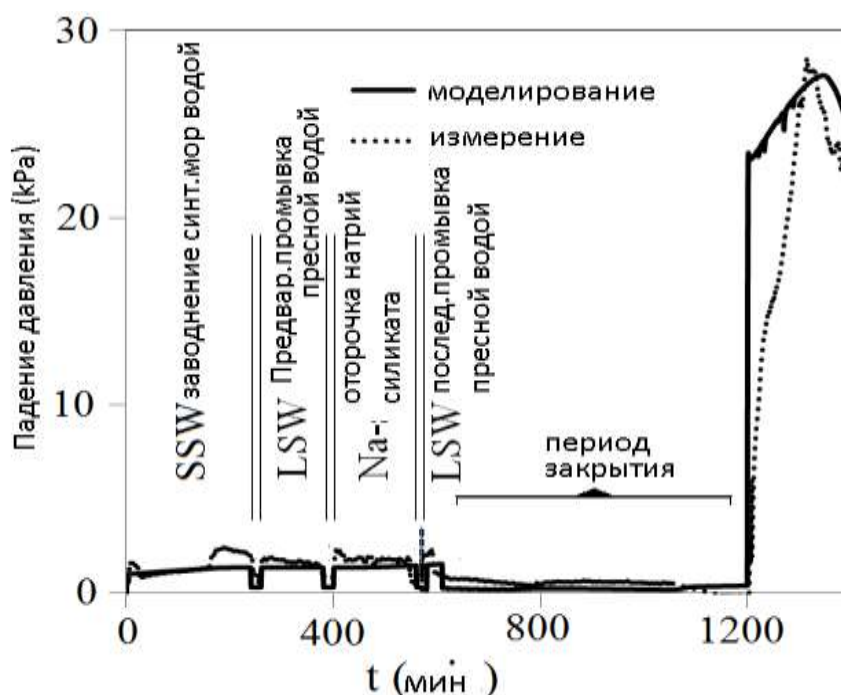


Рисунок 1.14 – Смоделированные и измеренные перепады давления вдоль песчаных образцов в ходе эксперимента по заводнению песчаного образца с двойной проницаемостью [108].

Проведенные исследования численной чувствительности в пластовом пласте показали, что более высокая контрастность проницаемости и вязкости и более низкое отношение вертикальной/горизонтальной проницаемости приводят к уменьшению утечки Na-силиката в матрицу. Длина зоны вытеснения который образуется в результате предварительной промывки с низкой соленостью между коллекторной водой и закачиваемым раствором силиката натрия действует как буферная зона.

Авторы данной работы приходят к выводу, что необходимым шагом перед применением Na-силиката на месторождениях является проведение теста на наличие следов в секторе резервуара, который будет подвергаться обработке. Полученные промысловых данных из трассерных исследований дают оценку коэффициента дисперсии в исследуемом секторе пласта. Коэффициент дисперсии важен для определения скорости разбавления Na-силиката пластовой водой и длины зоны смешивания, создаваемой предварительной промывкой с низкой минерализацией. Затем можно использовать численное моделирование для прогнозирования размещения геля в пластовых условиях.

Для совершенствования технологии блокирования обводненных зон пласта в своей работе автор [109] предлагает гелеобразующий состав состоящий из 8,3% масс.-ПСН (полисиликата натрия), 2,5% масс.-САК (сульфаминовая кислота), 2,1% масс.-МЭА (моноэтаноламина). Во время

лабораторных экспериментов было изучено влияние времени и интенсивности перемешивания на время гелеобразования.

Автором была разработана две рецептуры водоизоляционных составов, которыми были проведены дальнейшие фильтрационные исследования: ПСН-МЭА-САК и ПСН-МЭА–НТФ (нитрилотриметил-фосфоновая кислота). По изучению времени гелеобразования и прочности гели для фильтрационных исследований был выбран оптимальный состав 8,4% масс. ПСН, 2,7% масс. МЭА и 1,9% масс. САК (рисунок 1.15).

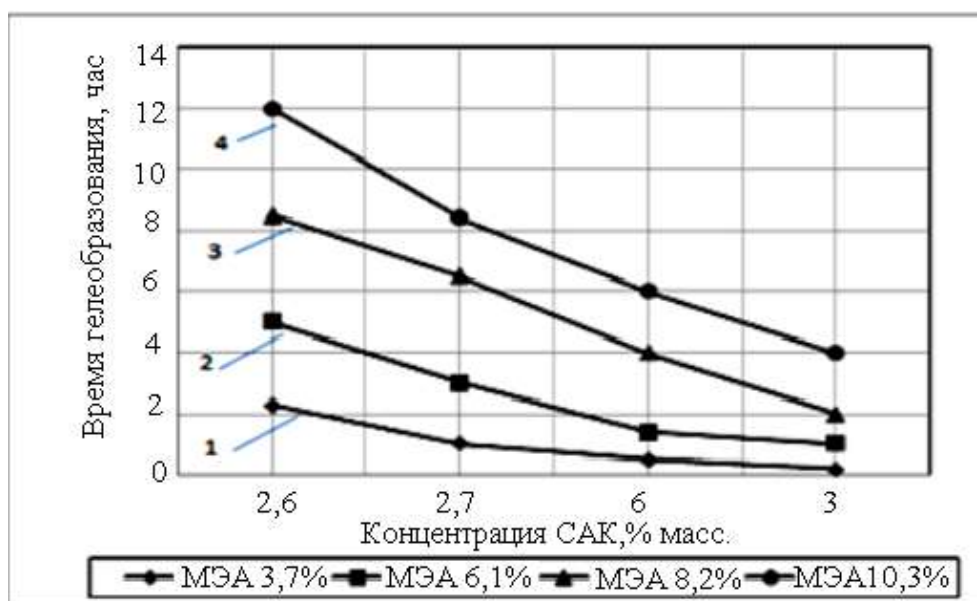


Рисунок 1.15 – Зависимость времени гелеобразования от концентрации САК: 1– 0, 5:1; 2–0, 8:1; 3–1, 1:1; 4– 1, 4:1[109].

На основе изучения фильтрационных характеристик выявлена (рисунок 1.16), что данный гелеобразующий состав имеет способность повышать градиент давления на естественных ядрах модели неоднородного пласта терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения.

Данный эксперимент был проведен на керне диаметром 28 мм, длиной 40 мм, пористость 25 % при температуре 25 °С. После закачки состава снижение проницаемости по воде произошло в 19,6 раза т.е. проницаемость по воде снизилась с 627мД до 32 мД, градиент давления закачки воды до закачки состава 105 до атм/м, а после закачки состава составила 250 атм/м.

Как описывают авторы, данный гелеобразующий состав на основе воды и гидрофильных компонентов имеет слабую адгезию к стенкам пор смоченного нефтью, поэтому при обратной промывке легко смывается из керна [109].

С целью оптимизации запланированного промышленного испытания по закачке силиката натрия на месторождении норвежского континентального шельфа (NCS) авторами Dimitrios G. Hatzignatiou и др. [110] были проведены несколько экспериментов на силикатном геле для изучения объемного гелеобразования, в том числе эксперименты по

динамическому вспениванию для определения кинетики реакции и прочности силикатного геля.

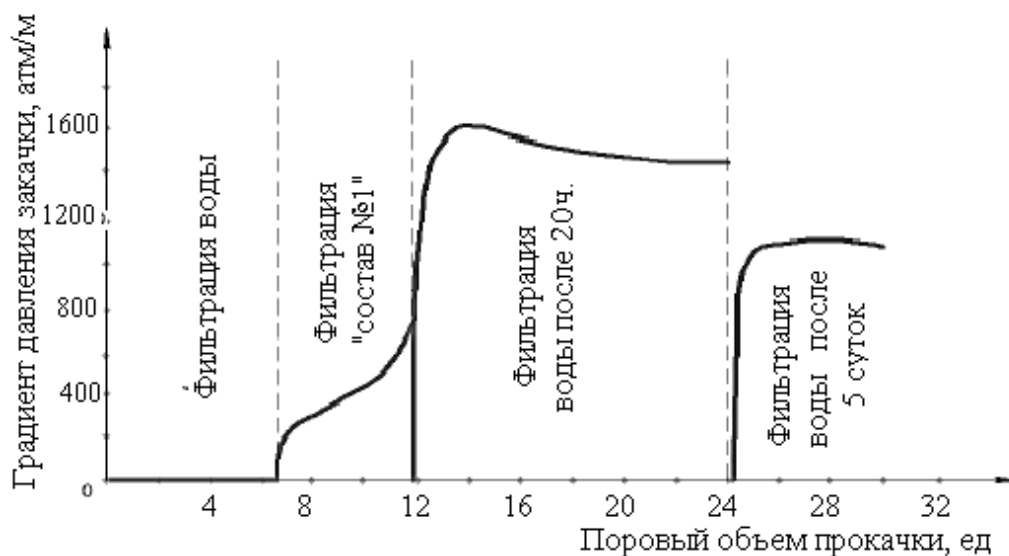


Рисунок 1.16 – Зависимость градиента давления закачки от количества прокачанных объемов пластовой нефти и выбранного гелеобразующего состава. [109]

Данные, полученные в результате этих экспериментов, были использованы для моделирования экспериментов по заводнению кернов для лучшего понимания поведения геля в пористых средах, а именно было сосредоточено на сопоставлении относительных концентраций сточных вод и перепада давления во время закачки смеси периодического действия в пористой среде. Для этой цели использовался коммерческий численный симулятор. Возможности моделирования геля основаны прежде всего на определенной химической реакции, а затем на адсорбции/удержании определенного чистого блокирующего геля. В трех экспериментах (параметры по заводнению кернов показаны в таблица 1.11) использовались песчаные колонны, насыщенные различной минерализацией пластовой воды.

Путем введения раствора силиката были оценены параметры RRF (остаточный фактор сопротивления) и RF (коэффициент извлечения) и было обнаружено, что проницаемость песчаных кернов снижается по мере увеличения солёности пластовой воды.

Наблюдаемое поведение перепада давления как функции закачки жидкости было смоделировано путем характеристики процесса гелеобразования с помощью упрощенной химической реакции с использованием экспериментальных измерений объемного гелеобразования:

- для определения входных значений для реакции гелеобразования (скорость реакции, стехиометрические коэффициенты),
- определения геля входные данные имитатора адсорбции удерживания в зависимости от концентрации

- для согласования с экспериментально определенным временем гелеобразования и определения значения RRF для истории соответствуют наблюдаемому увеличению перепада давления во время закупорки пласта в песчаной толще.

Таблица 1.11– Параметры по динамическому заводнению кернов при экспериментах [110].

Параметры	Номер экспериментов		
	1	2	3
(SiO ₂) _{3,4} :Na ₂ O (% масс.)	4.0	4,0	4,0
2 М HCl (% масс.)	4.76	6,50	4,76
Al ^{3p} (милл.доля)	31	31	31
Ca ^{2p} (милл.доля)	20	20	20
Температура (°C)	55 и 64	55	55
Время выдерживания, t_{res} (сутки)	6,13	6,07	0,4-22,03
Темп закачки (мл/мин)	0,24	0,24	с 11,07 до 0,03

Измеренные концентрации ионов в относительном потоке хорошо соответствовали результатам моделирования при высоких скоростях закачки.

Только концентрации во время первых трех скоростей закачки отбираются во время экспериментов из-за подключения регулятора обратного давления. При 1 PV закачиваемой жидкости наблюдается значительное увеличение относительной концентрации всех компонентов, вызванное прорывом этой жидкости. Относительная концентрация силиката, кальция и алюминия, полученная в результате моделирования, хорошо согласуется с экспериментальными данными для первой скорости закачки. После прорыва и в течение всего периода со скоростью закачки, равной 11,7 мл/мин, концентрации силиката и алюминия были близки к единице. Это является результатом низкого времени пребывания, связанного с высокой скоростью закачки. Время пребывания ниже, чем предварительно установленное время пребывания гелеобразования, которое составляло 13,6 дня, и, следовательно, гель не образуется во время этой скорости нагнетания [110].

И в заключении авторы указывают что химический состав реагентов (вводимых в пористую среду во время введения раствора силиката) сложен и не может быть описан простой химической реакцией. Поэтому следует избегать и/или изменять некоторые наблюдения, наблюдаемые во время процедуры моделирования, которые не соответствуют физике. Более конкретно, два параметра - критическая концентрация геля и критическое время гелеобразования - введены для получения эффектов гель-блокирования

в заранее определенное (наблюдаемое) время. Чтобы получить лучшее совпадение времени гелеобразования для других значений HCl , порядок реакции и частотный фактор в уравнении для скорости реакции должны быть настроены и сопоставлены с экспериментальными данными. Это очень важно в отношении потенциальных применений силикатных гелей на месторождениях. Количество сеток моделирования пласта и данные удержания важны с точки зрения точности результатов моделирования.

С другой стороны, молекулярная масса силиката натрия оказала незначительное влияние на количество реагирующего и удерживаемого геля в соответствии с результатами моделирования. Смоделированный перепад давления хорошо соответствовал экспериментальному давлению в эксперименте 3.

Правильный перепад давления был получен путем регулировки RRF во время включения. Значение RRF 8000, как оказалось, дает результаты, которые хорошо согласуются с экспериментальными данными по перепаду давления.

Однако, как замечают авторы следует избегать и/или изменять некоторые наблюдения, наблюдаемые во время процедуры моделирования, которые не соответствуют физике [110].

Для контроля и управления водой в карбонатных пластах с естественными трещинами месторождения норвежского континентального шельфа (NCS) авторами [111] был проведен скрининг и оценка лабораторных смесей, существующих коммерческих, экологически чистых силикатных химикатов натрия. Для тщательной оценки химического вещества для целей контроля соответствия требуется исследование химических свойств до, вовремя и после гелеобразования. Этими свойствами являются вязкость геля, pH, фильтруемость и приемистость, время гелеобразования и кинетика процесса гелеобразования, прочность сформированного геля против приложенных внешних сил, стабильность геля; усадка геля и поведение после гелеобразования.

Это исследование было проведено для различных комбинаций (гелеобразующих систем) силиката натрия с двумя типами полимеров (биополимер ксантана и низкомолекулярный синтетический полимер) и сшивающий агент. В таблице 1.12 приводятся описания шести основных комбинаций вышеупомянутых химических веществ, которые могут быть использованы в качестве потенциальных гелеобразователей.

Как отмечено в таблице, эти комбинации состоят из пяти основных компонентов: силиката натрия, активатора (три разных молярности хлорида натрия) и трех полимерных добавок (смеси 1 - 3) [111].

Для приготовления смесей с 1 по 3 сначала готовили раствор активатора с определенной молярностью NaCl , а затем добавляли к раствору активатора при перемешивании конкретные количества добавок.

Таблица 1.12 – Шесть общих комбинаций силиката натрия, активатора, двух полимеров и сшивателя [111]

Шесть основных Комбинаций		
Базовая система	Силикат натрия + Инициатор	Силикат натрия + Инициатор
Системы с полимерными добавками	Силикат натрия + (Инициатор + Биополимер)	Силикат натрия + Смесь 1
	Силикат натрия + (Инициатор + Синт.полимер + Сшиватель)	Силикат натрия + Смесь 2
	Силикат натрия + (Инициатор + Синт.полимер)	Силикат натрия + Смесь 3
	Силикат натрия + (Инициатор + Биополимер + Синт.полимер)	Силикат натрия + (Смесь 1 + Смесь 3)
	Силикат натрия + (Инициатор + Биополимер + Синт.полимер + Сшиватель)	Силикат натрия + (Смесь 1 + Смесь 2)
Гелеобразующие системы компоненты		
Силикат натрия	От 80 до 95 мас.% полученного исходного раствора	
Инициатор	0,5, 0,75 или 1 М NaCl	
Смесь 1	0,3 мас.% биополимера в активаторе	
Смесь 2	5 мас.% синтетического полимера + 2 мас.% сшивающего агента в активаторе	
Смесь 3	5 мас.% Синтетического полимера + 2 мас.% Дистиллированной воды в активаторе	

На рисунке 1.18 а) показан процесс гелеобразования в пробирке-тесте. Результаты основаны на этом методе при 80 °С для выбранных систем, а данные о времени гелеобразования показаны на рис. 1.18б.

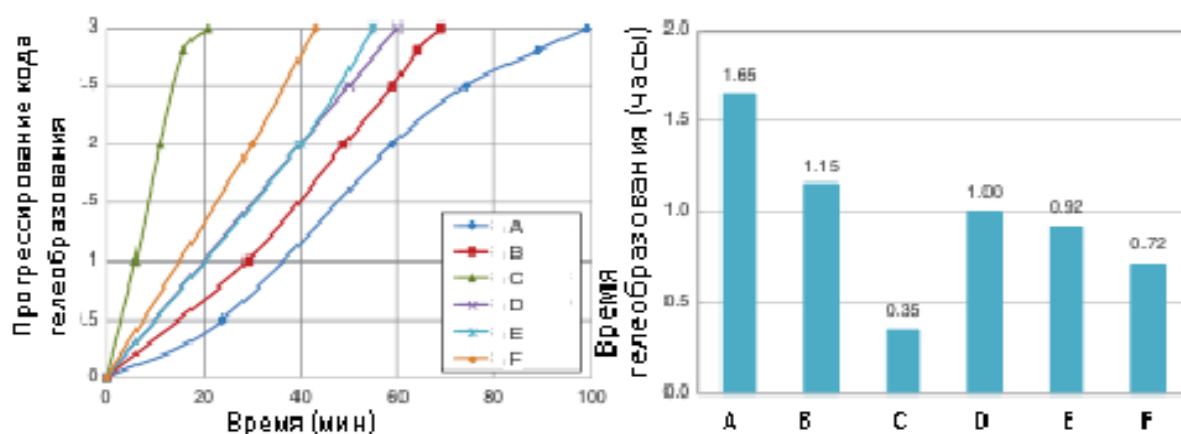


Рисунок 1.18 – Результаты испытаний в пробирке при 80°С: (а) прогрессирование кода гелеобразования во времени и (б) время гелеобразования (время геля достигает кода 3) [111].

Результаты показывают, что, хотя эффективная концентрация активатора в системе А самая высокая, а в системе С самая низкая, среди шести систем. Системы С и А показывают самое быстрое и самое медленное время гелеобразования, соответственно. Добавление полимера в основную систему силикатов натрия приводит к уменьшению времени гелеобразования (системы В – F). Время гелеобразования дополнительно уменьшается благодаря наличию сшивающего агента (системы С и F) [111].

Гели системы А имели лучшие характеристики на основе наблюдаемых результатов усадки и снижения проницаемости по сравнению с гелями из систем В и Е. Хотя во всех экспериментах наблюдалась некоторая усадка геля, результирующая проницаемость при потоках после гелеобразования была значительно ниже, чем исходная проницаемость трещин керна, когда гели из систем А и В использовались для изоляции трещин керна. Однако следует отметить, что искусственные трещины в образцах керна лабораторного масштаба идеальны из-за отсутствия шероховатости, извилистости и изменения диафрагмы. В пористых трещиноватых средах трещины будут более неоднородными, и их следует принимать во внимание.

Также авторами данной работы было исследовано взаимодействие породы и жидкости, которое может оказать серьезное влияние на процесс гелеобразования. Влияние двухвалентных ионов кальция, как одного из основных ионных компонентов в карбонатных породах, на время гелеобразования оценивали при различных температурах. Из испытаний было ясно, что с увеличением концентрации кальция время гелеобразования экспоненциально уменьшается и это было проверено при температурах 40, 60 и 80.

На рисунке 1.18 показано влияние изменения ионов кальция на время гелеобразования в трех различных системах силиката натрия, каждая из которых имеет фиксированную концентрацию ионов натрия при 60 °С, с использованием метода тестирования в трубке; с увеличением концентрации кальция время гелеобразования уменьшается практически экспоненциально. Такое поведение также наблюдалось при температурах 40 °С и 80 °С, но скорость ускорения времени гелеобразования с концентрацией ионов кальция (наклон линии) была ниже / выше по мере того, как температура снижалась для данного количества концентрации ионов натрия. Влияние ионов кальция на время гелеобразования также изучалось как с помощью экспериментов по заводнению керна, так и с помощью гелеобразующих систем из силиката натрия, подвергнутых воздействию измельченных карбонатных пород; Оба типа испытаний показали уменьшение времени гелеобразования по сравнению со случаями, когда ионы кальция отсутствовали в задействованном активаторе.

Авторы работы [112] используя динамические колебательные тесты, также наблюдали аналогичные результаты. Авторы заявили, что кинетика гелеобразования исследуемой силикатной системы контролируется несколькими параметрами, включая концентрацию силиката, концентрацию активатора, температуру и присутствие двухвалентных ионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}).

Присутствие двухвалентных ионов сокращает время гелеобразования, при этом Mg^{2+} имеет более высокий потенциал для осаждения, чем Ca^{2+} (концентрация Mg^{2+} 500 ppm в подпиточной дистиллированной воде вызвала осаждение, тогда как 1000 ppm Ca^{2+} приводили только к более непрозрачной гелевой системе). Была получена обобщенная корреляция времени гелеобразования, содержащая все задействованные параметры (концентрация силиката натрия, концентрация активатора, температура, концентрация двухвалентных ионов (Ca^{2+} , Mg^{2+})) на основе полученных экспериментальных данных для прогнозов гелеобразования данной силикатной системы.

1.3 Выводы к разделу 1

Согласно проведенному литературному обзору и анализу научно-исследовательских работ авторов из разных стран мира можно сделать следующие выводы:

1. Литературный обзор и анализ разработки многих месторождений в Казахстане как Узень, Жетыбай, Каламкас, Кенбай и Кумколь и других, показали, что основными причинами обводнения скважин (70% и выше) являются технологические, связанные с внедрением воды в нефтяной пласт из нижнего водоносного горизонта, образующие водяные конусы. А также проникновение пластовой воды из нижних, а также из верхних водоносных горизонтов месторождений через поры (пустоты) и трещины между обсадной колонной-цементным камнем, цементным камнем и горной породой, образовавшиеся при цементировании обсадных колонн скважин.

2. Выполненный анализ существующих технологий и применяемых материалов для водоизоляций показал перспективность применения составов из силиката натрия (жидкого стекла) с учетом его преимуществ как хорошая адгезия к породе и металлу, устойчивость при высоком давлении и температуре до 200⁰С. Однако, закачка жидкого стекла имеет ряд недостатков, как мгновенное неконтролируемое выпадение осадка в ПЗП и высокая коррозионная активность по отношению к скважинному оборудованию при применении соляной кислоты как сшивателя. Также результаты анализа позволяют выделить некоторые существующие недостатки традиционно используемых технологии как непосредственная закачка раствора в обводненный нефтяной пласт, который существенно снижает проницаемость ПЗС по нефти и не позволяет в достаточной степени решить имеющую проблему обводненности.

3. Необходимо совершенствовать существующие технологии водоизоляций забоя нефтяных скважин на основе применения новых доступных и эффективных гелеобразующих материалов, обладающих высокой проникающей способностью в глубину водоносного пласта и создающих более надежный прочный водоизоляционный экран.

1.4 Выбор цели и постановка задач исследований

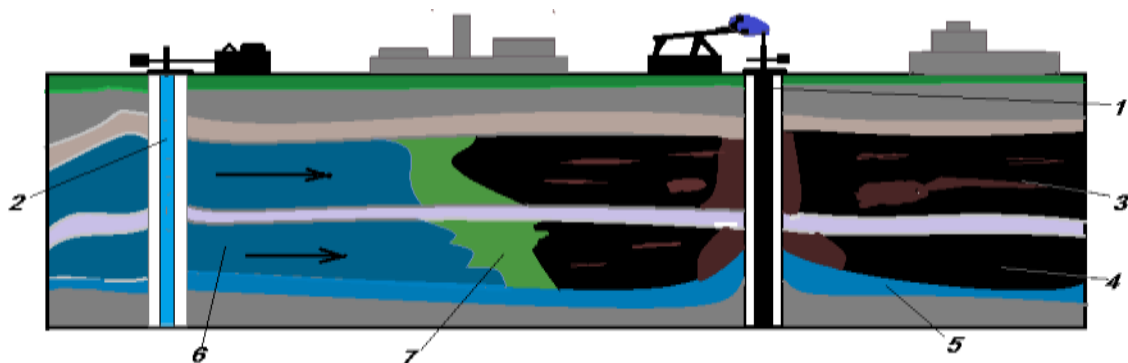
Целью настоящей научной работы является совершенствование технологии водоизоляции забоя нефтяных скважин, обеспечивающий существенное снижение обводненности добываемой нефти, повышение дебита скважин и продление безводного периода добычи нефти, а также уменьшение затрат на подготовку товарной нефти, путем изучения закономерностей процессов гелеобразования эффективных тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента в пластовых условиях.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Установление закономерностей технологических процессов ограничения притока подошвенной пластовой воды к забою добывающих скважин при создании водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта применением гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.
2. Определение рационального состава гелеобразующей композиции из жидкого стекла и сшивателя, а также состава микроцементного водного раствора для создания водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта.
3. Математическое моделирование процесса водоизоляции в призабойной зоне скважин созданием водоизолирующей зоны ниже нефтяного пласта.
4. Разработка научных рекомендаций по созданию новой технологии водоизоляции забоя нефтяных скважин с применением гелеобразующих композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

2. Теоретические исследования технологических процессов создания водоизолирующей зоны нефтяного пласта применением жидкого стекла и микроцемента

Одной из главных причин, приводящей к преждевременной обводненности добывающих скважин это – проникновение пластовой воды из нижних, а также из верхних водоносных горизонтов месторождения через неизбежные поры (пустоты) и вертикальные щели (или трещины) между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, образованные при цементации обсадных колонн скважин. Результаты анализа разработки многих месторождений Казахстана, таких как например, Узень, Жетыбай, Каламкас, Кенбай, Кумколь и других показали, что основными причинами обводнения скважин являются технологические, связанные с внедрением пластовых вод из нижнего водоносного горизонта в залежь (образование конусов обводнения), преждевременный прорыв нагнетаемой воды для поддержания пластового давления в добывающие скважины и технические, связанные с нарушением крепи скважин, т.е. негерметичностью цементного камня эксплуатационной колонны (рис. 2.1).



1 и 2 – добывающие и нагнетательные скважины, 3 и 4 нефтяные пласты, 5 – водоносный горизонт, 6 – нагнетаемая вода для поддержания пластового давления, 7 – оторочка полимерного раствора и ПАВ

Рисунок 2.1 – Образование конусов обводнения из нижнего водоносного горизонта в нефтяную залежь

Возникновение явление конусообразования пластовых вод часто встречается в залежах массивного типа, где нефтеносная часть подстилается водоносной, а также в краевых частях залежей пластово-сводового типа. Это явление также возможно только при водонапорном и упруго-водонапорном режиме залежи. Для продуктивных пластов небольшой толщины с заметным углом падения при поступлении краевых вод движение пластовой воды происходит вдоль напластования. А для пластов большой толщины с малым углом падения происходит напор подошвенных вод.

Конусообразование пластовой воды возникает, когда водонефтяной контакт (ВНК) находится вблизи перфорационных отверстий в пласте, имеющая относительно высокую вертикальную проницаемость.

Относительно высокая вертикальная проницаемость в сочетании с производительностью увеличивает скорость, с которой поднимающийся ВНК достигает перфорационных отверстий.

Из-за высокой разницы давлений в водоносной части пласта и низкого давления на забое добывающей скважины граница ВНК претерпевает колоссальный перепад давления. При таком процессе линии тока будут ортогональны первоначальному ВНК и направлены вверх (рис.2.2 а).

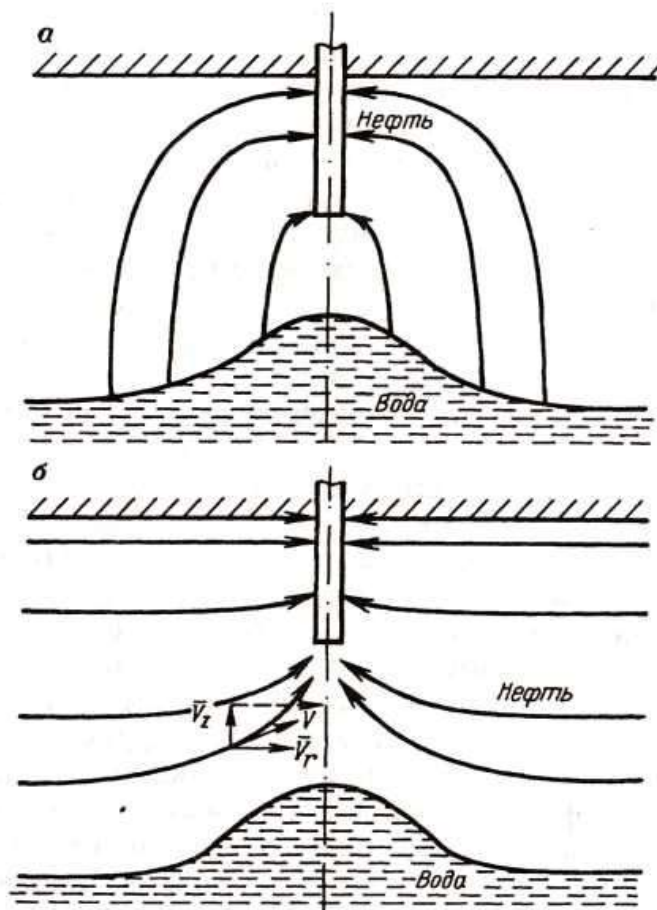


Рисунок 2.2 – Схемы линий тока, характеризующихся напором подошвенных (а) и краевых вод (б) [12,113]

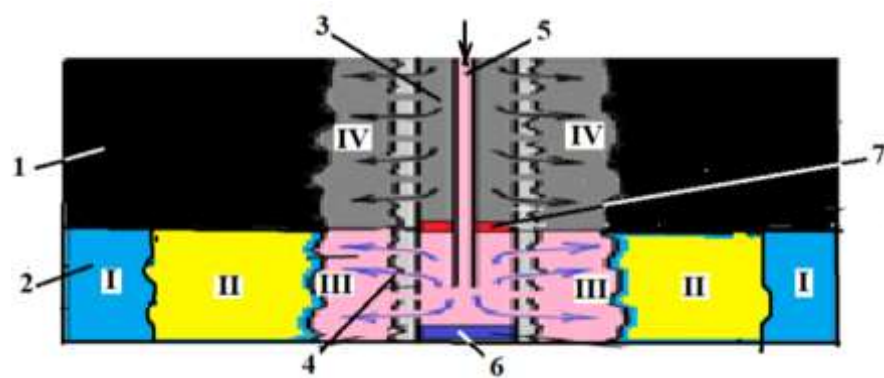
На уровне вскрытой толщины пласта приближаясь к забою скважин линии начинают отклоняться. За счет продвижения ВНК происходит вытеснение нефти, которое сопровождается конусообразованием воды. Поверхность ВНК начинает принимать форму конуса из-за того, что вдоль оси скважины вертикальная составляющая скорость продвижения ВНК принимает максимальное значение. Такая форма образуется даже и в том случае, когда нижележащая подошвенная вода малоактивна или не принимает участие в вытеснении. Приток нефти к несовершенной по степени вскрытия, на расстоянии большем одного – двух значений продуктивной толщи от ее оси, считают плоскорадиальным. Во внутренней зоне происходит пространственный приток, где линии тока искривлены (рис.2.2 б). [12,113].

По мере добычи нефти вода из нижнего водоносного пласта проникает в забой скважины через поры породы по конусу обводнения и щели, образованные между эксплуатационной колонной, цементным камнем и горной породой, появившиеся в процессе цементации скважины и эксплуатации месторождения. Эти образованные вертикальные щели и трещины между цементным камнем и породой вдоль обсадных колонн по своим размерам значительно превышают размеры пор нефтяного пласта-коллектора и способствуют проникновению пластовой воды в забой из нижних и верхних водоносных горизонтов и высокому обводнению добывающих скважин. Во многих случаях запасы воды в нижних и верхних водоносных горизонтах месторождения в несколько раз превышают объема нефти в пластах и подошвенной воды самого коллектора-пласта. Так как все нефтяные залежи находятся в ловушке, т.е. между непроницаемыми глинистыми породами или солевыми отложениями, то главными источниками обводненности добывающих скважин будут верхние и нижние водоносные горизонты месторождения.

При закачке гелеобразующего реагента в скважину с обводненностью до 70% и выше водный раствор полимеров соприкасаясь высокоминерализованной водой в забое преждевременно образует гель, который в дальнейшем закупорит поры призабойной зоны нефтяного пласта. Селективная водоизоляция нефтяного пласта, осуществляемая закачкой гелеобразующей композиции через забой скважины в нефтеносную зону пласта является недостаточно обоснованным, так как источником гелеобразования является не нефтяной пласт, а –нижний водоносный пласт.

2.1 Установление закономерностей технологических процессов создания водоизолирующей зоны ниже водонефтяного контакта применением жидкого стекла и микроцемента

Предлагается новая технология ограничения притока пластовой воды к забоям скважин и рациональный состав гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла (водного раствора силиката натрия) и микроцементного раствора с расширяющейся добавкой. Сущность и новизна этой технологий заключаются в том, что в начале ниже уровня нефтяного пласта 1 (рис. 2.3) на верхней зоне водоносного горизонта 2 в скважине 3 перфорируют эксплуатационную колонну и цементный камень 4. Затем в образованные перфорированные каналы нагнетают последовательно буферную жидкость I, раствор жидкого стекла II со сшивателем и микроцементный раствор III с расширяющейся добавкой и продавочную жидкости через насосно-компрессорную трубу (НКТ) 5. Одновременно в нефтяной пласт через затрубное пространство нагнетают нефть IV. Ниже создаваемого экрана устанавливают цементную пробку 6. Затрубное пространство ниже забоя изолируют пакером 7.



I – буферная жидкость, II - раствор жидкого стекла со сшивателем, III – микроцементный раствор с расширяющейся добавкой, IV –дегазированная нефть

Рисунок 2.3 – Последовательная закачка в водоносный пласт

В качестве буферной жидкости используют пресную воду или дегазированную нефть, которая вытесняет минерализованную пластовую воду вглубь пласта и не допускает преждевременное гелеобразование в забое скважины. Первой рабочей жидкостью является водный раствор гелеобразующей композиции из жидкого стекла (силиката натрия) и сульфата алюминия (сшивателя), а второй рабочей жидкостью - водный раствор тампонажного материала из микроцемента, жидкого стекла, оксида кальция и замедлителя реакции GL-1. В качестве продавочной можно принимать дегазированную нефть, объем которой определяется длиной НКТ. Дегазированную нефть также закачивают одновременно в вышележащий продуктивный пласт через внешнюю трубу с целью создания противодавления в ПЗП и предотвращения подъема гелеобразующего состава в продуктивный пласт. Критериями оценки и условиями создания надежного водоизолирующей зоны нефтяного пласта являются значения предельной вязкости и плотности гелеобразующей композиции и текучести (подвижности) при транспортировании прочности после затвердения тампонажного материала. Для установления рациональных параметров созданной водоизолирующей зоны нефтяного пласта, при значениях которых не происходит приток подошвенной пластовой воды к забоям добывающих скважин, согласно закону Дарси составим уравнения расходов радиальной фильтрации нефти и потока гели.

Приток подошвенной пластовой воды к забоям скважин не происходит если расход радиальной фильтрации нефти Q_1 будет больше или равно расходу фильтрации потока гели Q_2 . Согласно закону Дарси эти параметры могут быть определены как

$$Q_1 = \frac{Ak_1 dp}{\mu_1 dL} \geq Q_2 = \frac{Ak_2 dp}{\mu_2 dL} \quad (2.1)$$

где A – площадь фильтрации призабойной зоны пласта, k_1 и k_2 – проницаемости соответственно нефтяного и водоносного пластов, p – давление, μ_1 и μ_2 – вязкости соответственно нефти образованного геля, L –

радиус контура области дренирования скважины (контура питания скважины).

После интегрирования переменных параметров получим

$$Q_1 \int_0^R dL = \frac{Ak_1 dp}{\mu_1} \int_{p_0}^p dp \geq Q_2 \int_0^R dL = \frac{Ak_2 dp}{\mu_2} \int_{p_0}^p dp \quad (2.2)$$

где dP – изменение давления от забойного P_0 до пластового P , dR – изменение контура питания от 0 до радиуса питания R .

После сокращения одноименных параметров получим

$$Q_1 = \frac{Ak_1(p-p_0)}{\mu_1 R} \geq Q_2 = \frac{Ak_2(p-p_0)}{\mu_2 R} \quad (2.3)$$

$$\frac{k_1}{\mu_1} \geq \frac{k_2}{\mu_2} \quad \text{или} \quad \mu_2 \geq \frac{k_2}{k_1} \mu_1 \quad (2.4)$$

Полученные зависимости показывают о том, что приток подошвенной пластовой воды к забоям добывающих скважин не происходит, если вязкость образованного геля будет больше вязкости нефти с учетом отношения проницаемостей водоносного и нефтяного пластов. Этому явлению также положительно способствует то, что плотность образованной гели в водоизолирующей зоне больше, чем плотность нефти. Поэтому созданная водоизолирующая зона в процессе добычи нефти будет всегда располагаться ниже нефтяного пласта.

Для дальнейшего исследования предлагаемой технологии с учетом свойств закачиваемых флюидов (пресная вода, гелеобразующий состав на основе силиката натрия) и раствора микроцемента, а также характеристик водоносного пласта определим основные параметры.

2.2 Математическое моделирование процесса водоизоляции в призабойной зоне скважин созданием водоизолирующей зоны ниже ВНК.

Целью математического моделирования является определение пластового давления при закачке пресной воды и ГОК в добывающую скважину в зависимости от расстояния от скважины и изменения времени, а также определение скорости перемещения контактана границе фаз при определенных расстояниях от скважины при различных значениях времени.

В случае радиального притока приведем вывод уравнения неразрывности потока жидкости.

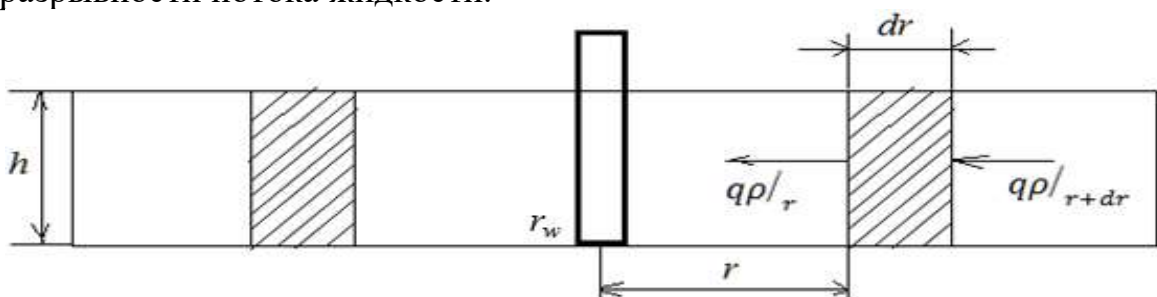


Рисунок 2.4 – Модель неоднородного пласта

Входящая масса – выходящая масса = изменение объема в контролируемом объеме.

$$q\rho|_{r+dr} - q\rho|_r = 2\pi rh\phi dr \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.5)$$

$$q\rho|_{r+dr} - q\rho|_r = \frac{\partial(q\rho)}{\partial r} dr \quad (2.6)$$

Из (2.5) и (2.6) получим уравнение неразрывности

$$\frac{\partial}{\partial r}(q\rho) = 2\pi rh\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.7)$$

Предположим, что выполняется закон Дарси

$$q = \frac{2\pi kh r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.8)$$

Уравнение состояния запишем в виде

$$\rho = \rho_0 \exp[c(P - P_0)] \quad (2.9)$$

Сжимаемость определим с помощью соотношения

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (2.10)$$

Из соотношений (2.3) - (2.6) выводим уравнение диффузии относительно давления P

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi c \mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.11)$$

$$t > 0, \quad 0 < r < R,$$

где ϕ -пористость, c - сжимаемость, μ - вязкость, k - проницаемость.

Для того чтобы найти решение уравнения (2.11) зададим начальное условие

$$P(r, 0) = P_0(r), \quad 0 < r < R, \quad (2.12)$$

И внутреннее граничное условие на забое скважины (постоянный объем добычи)

$$r \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \frac{1.41.2qB\mu}{kh} \quad (2.13)$$

или постоянное давление

$$P = (r, t) /_{r=r_w} = P_{wt} \quad (2.14)$$

Внешние граничные условия для бесконечного резервуара

$$r \frac{\partial P}{\partial r} /_{r=r_g} = 0$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} (r, t) = P_i$$

Введем следующие безразмерные переменные:

Безразмерный радиус $r_D = \frac{r}{r_w}$

Безразмерное время $t_D = \frac{\eta}{l^2} t$,

$$\eta = \frac{Ck}{\phi c \mu}, C = \begin{cases} 2.637 \cdot 10^{-4} & \text{для } t \text{ в часах} \\ 6,328 \cdot 10^{-3} & \text{для } t \text{ в днях} \end{cases}$$

l - характеристная длина в системе $(r_w, x_f, L_{h/2})$

Безразмерное давление

$$P_D(M, t) = \frac{kh}{141.2qB\mu} [P_0 - P(M, t)] = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta P(M, t)$$

Безразмерное расстояние $\xi_D = \frac{\xi}{l}$

ξ -расстояние (x,y,z,r,d.....)

Уравнение (2.7) перепишем в виде

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.15)$$

Выберем $l = r_w$ и в уравнении (11) вместо P запишем ΔP

$$\frac{1}{r/r_w} \frac{\partial}{\partial r/r_w} \left(\frac{r}{r_w} \frac{\partial \Delta P}{\partial r/r_w} \right) = \frac{1}{\eta l r_w^2} \frac{\partial \Delta P}{\partial t} \quad (2.16)$$

Обе части равенства (2.16) умножим на $\frac{kh}{141.2qB\mu}$ и используем безразмерные переменные.

Тогда уравнение (2.16) примет вид:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (2.17)$$

Начальные и граничные условия в безразмерных переменных примет вид

$$P_D(r_D, 0) = 0 \quad (2.18)$$

$$r_D \frac{\partial P_D}{\partial r_D} \Big|_{r_D=1} = -1 \quad (2.19)$$

Решение задачи (2.13) -(2.15) запишем с помощью функции Есри

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{\eta t_D} \right), \quad (2.20)$$

Где $E_i(x)$ -интегральная показательная функция. Значения функции $E_i \left(-\frac{r_D}{\eta t_D} \right)$ табулированы (таблица 2.1)

Таблица 2.1 – Значения $-E_i(-x)$ как функция от X см [114].

x	$E_i(-x)$
0,1	1,82292
0,2	1,22265
0,3	0,90568
0,4	0,70238
0,5	0,55977
...	
...	
3,4	0,00789
3,5	0,00697
....	
....	
10,0	0,0000

$$E_i(x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} 2u = \left(\ln x - x + \frac{x^2}{2 \cdot 2!} - \frac{x^3}{3 \cdot 3!} + \dots \right)$$

$$e^{-u} = 1 - u + \frac{u^2}{2!} - \frac{u^3}{3!} + \frac{u^4}{4!} - \dots$$

Интегральная показательная функция E_i может быть приближенно вычислена по формуле

$$E_i(-x) = \ln(1.781x) \text{ при } x < 0.01, \text{ где } x = \frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}$$

Используя значения функции, давление $P(r,t)$. Для этого в левой части (16) вместо безразмерного давления подставим значение

$$\frac{kh}{141.2qB\mu} [P_0 - P(r,t)] = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{\eta t_D} \right)$$

Отсюда

$$P(r,t) = P_0 - \frac{70.6qB\mu}{kh} E_i \left(-\frac{r_D^2}{\eta t_D} \right)$$

или

$$P(r,t) = P_0 - \frac{70.6|q|B\mu}{kh} E_i \left(-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \quad (2.21)$$

$P(r,t)$ - давление в зависимости от радиуса r от времени t , psi;

P_0 - забойное давление, psi;

r - радиус распространения жидкости, м;

B - объемный коэффициент жидкости, ед;

t -время, час;

k -проницаемость, мД;

$|q|$ -объем закачки или добычи жидкости, станд.баррель/сут;

$$|q| = \begin{cases} q - \text{добыча} \\ -q - \text{закачка} \end{cases}$$

h - толщина вскрытия пласта, м;

C_t - полная сжимаемость, $C_t = C_{roc} + S_f \cdot C_{fl}$, psi⁻¹;

μ -вязкость жидкости, сП;

ϕ -пористость, %

При помощи (2.21) можно определить депрессию $\Delta P(r,t) = P(r,t) - P_0$.

Затем используя соотношение

$$q = \frac{0.00708kh}{B\mu \ln \frac{r}{r_w}} \Delta P \quad (2.22)$$

Приведем вычисления $P(r,t)$ для пресной воды. При этом будем использовать следующие данные:

- Расход пресной воды 200-250 м³ (52,4 ст.баррель/сут -65,5ст.баррель/сут)
- Объемный коэффициент пластовой воды $B=1.003$;
- Толщина водоносного пласта 35 м;
- Глубина перфорации в водоносный пласт $h=5$ м;
- Вязкость пресной воды $\mu_{пр.в}=1,003 \cdot 10^{-3}$ Па·с = 1,015 сП;
- Вязкость пластовой воды $\mu_{пл.в}=1,98$ мПа·с = 1,939 сП;

- Вязкость раствора $\mu_{\text{раствора}} = 2,02 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} = 1,96 \text{ сП}$;
 - Радиус скважины $r_w = 0,1 \text{ м} = 0,33 \text{ фут}$
 - Пористость породы $\phi = 0,24$
 - Сжимаемость пластовой воды $c_{\text{пл.в}} = 0,0005 \text{ 1/MPa} = 0,436 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
 - Сжимаемость породы $c_{\text{rock}} = 0,18 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1} = 0,256 \cdot 10^{-3} \text{ psi}^{-1}$
 - Время закачки (в часах) - 150 часов
 - Проницаемость пласта $k = 711 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2 (720 \text{ мД})$
 - Расход раствора геля $400\text{-}500 \text{ м}^3 (104,8 \text{ -} 131,04 \text{ ст.баррель /сут})$
 - Глубина скважины - 1270 м
 - Начальное пластовое давление $8,3 \text{ МПа} (1204 \text{ psi})$
 - Текущее пластовое давление 1010 psi
 - Забойное давление $6,9 \text{ МПа} (1001 \text{ psi})$
- Вычислим изменение призабойного давления по формуле (2.21)

$$\begin{aligned}
 x &= -\frac{948 \phi \mu c_t r^2}{kt} = -948 \cdot 0,27 \cdot 1,015 (0,256 \cdot 10^{-3} + 0,8 \cdot 0,436 \cdot 10^{-5}) r^2 \cdot 720 t \\
 &= -255,96 \cdot 1,015 (0,256 + 0,001177) \cdot 10^{-3} r^2 \cdot 720 t \\
 &= -0,0000936 r^2 / t
 \end{aligned}$$

$$t = 1 \text{ час}, \quad r = 1 \text{ м} = 3,28 \text{ фут}, \quad r^2 = 10,7639 \text{ фут}^2$$

$$x(3,28; 1) = -0,09362 \cdot 10^{-3} \cdot 10,7639 = -0,99886 \cdot 10^{-3} \approx -0,001$$

$$E_i(-0,001) = \ln(1,781 \cdot 0,001) = \ln(0,00178) = -6,33$$

$$P(3,28, 1) = 1001 - \frac{70,6 \cdot 603,84 \cdot 1,015}{720 \cdot 16,4} \cdot (-6,33) = 1001 + 23,2 = 1024,2 \text{ psi}$$

Таким образом, аналогично были вычислены давления P при закачке пресной воды при разных временах $t = 1 \div 3$ часа и расстояниях $r = 1 \div 10$ м от скважины. Результаты вычислений показаны в Приложении А табл.1 и на графике 2.3.

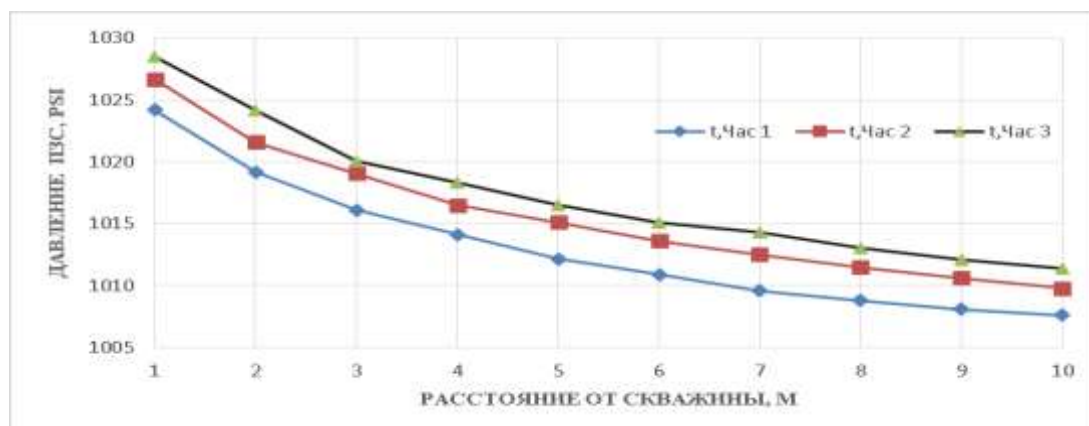


Рисунок 2.5 – Значения давлений в пласте в зависимости от расстояния от скважины при закачке пресной воды.

Аналогические вычисления можно привести и для закачки раствора геля.

$$x_r = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} = -948 \cdot 0.27 \cdot 1.96 (0.256 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0.436 \cdot 10^{-5}) r^2 \cdot 720t \\ = (-255.96 \cdot 1.96 \cdot 0.2603 \cdot 10^{-3} r^2) \cdot 720t = -0.181 \cdot 10^{-3} r^2 / t$$

Время закачки геля отсчитаем с нуля после закачки пресной воды. Пусть $t=1$ час, $r=1\text{м}=3.28\text{фут}$, $r^2=10.7639\text{ фут}^2$

$$x_r(3.28; 1) = -0.181 \cdot 10^{-3} \cdot 10.7639 = -1.94 \cdot 10^{-3} \approx -0.002$$

$$E_i(-0.002) = \ln(1.781 \cdot 0.002) = -5.6$$

$$P(3.28, 1) = 1001 - \frac{70.6 \cdot 603.84 \cdot 1.96}{720 \cdot 16.4} \cdot (-5.6) = 1001 + 39.62 = 1040.6 \text{ psi}$$

$$t=1 \text{ час}, r=2\text{м}=6.56 \text{ фут}, r^2=43.05564 \text{ фут}^2$$

$$x_r(6.56; 1) = -0.181 \cdot 10^{-3} \cdot 43.05564 = -7.71 \cdot 10^{-3} \approx -0.008$$

$$E_i(-0.008) = \ln(1.781 \cdot 0.008) = -4.25$$

$$P(6.56, 1) = 1001 + 7.076 \cdot 4.25 = 1031.1 \text{ psi}$$

Таким образом, были вычислены давления P , при разных временах t и расстояниях r от скважины. Результаты вычислений показаны в Приложении А табл. 2 и на графике 2.5.

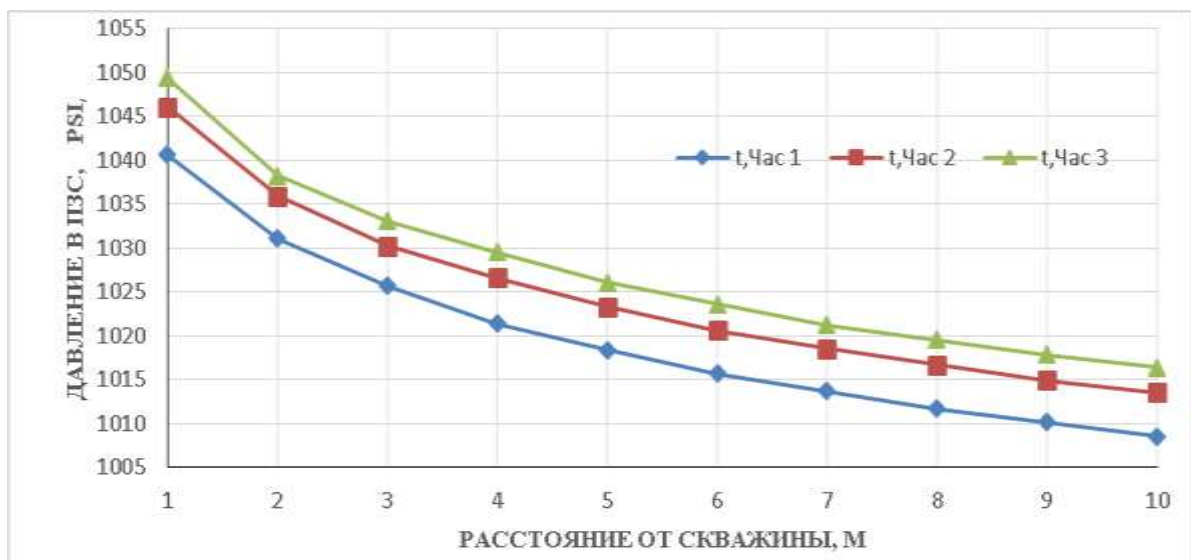


Рисунок 2.6 – Значения давлений в пласте в зависимости от расстояния от скважины при закачке гелеобразующей композиций

Скорость перемещения контакта на границе фаз

На подвижной границе между двумя фазами поставим условие

$$\left. \frac{\partial P}{\partial t} \right|_{r=r_t} = -\frac{\Phi \mu \sigma}{k}$$

$r = r_t$ - расстояние от начального до текущего положения контура между фазами, причем $r(0) = 0$; σ - средняя водонасыщенность водоносного пласта; Φ - эффективная пористость; μ - вязкость жидкости; k - проницаемость водоносного пласта.

Кроме того, на межфазной границе

$$P_{1D}(r(t), t) = P_{2D}(r(t), t)$$

давления должны быть равны.

В качестве $P_{1D}(r(t), t)$ можно взять среднее взвешенное давление в области пресной воды. Предположим, что движение контакта подчиняется закону [115]

$$r(t) = Ut, \quad U = \frac{\vartheta}{\Phi \sigma} = 2\beta \sqrt{\frac{r_t}{t}} \quad (2.23)$$

То скорость перемещения контакта U или скорость фильтрации u определится из уравнения

$$\Delta P^*(t) = 2\beta^2 + (1 + 2\beta^2) \operatorname{erf}(\beta) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\beta^2} \quad (2.24)$$

$$\text{где } \Delta P^*(t) = \frac{\Delta P(t)}{\Phi \mu \sigma \frac{\eta}{k}}, \quad \beta = \frac{U}{2} \sqrt{\frac{t}{\eta}}$$

$$\eta = \frac{c k}{\Phi c_t \mu} \quad \operatorname{erf}(x) - \text{интеграл вероятности,}$$

$$c_t = c_{rock} + s_{fl} c_{fl}$$

Уравнение (2.24) нелинейное алгебраическое уравнение относительно $\Delta P(t)$. $\Delta P(t)$ определим из промысловых данных, тем будем знать значение $\Delta P^*(t)$. При этом скорость передвижения контакта $U(t)$ и его положение $r(t)$ определим из решения нелинейного уравнения (2.24).

В равенстве (2.24) вместо $\operatorname{erf}(\beta)$ подставим его значение

$$\operatorname{erf}(\beta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\beta e^{-z^2/2} dz + \frac{2}{\sqrt{2\pi}} e^{-\beta^2} = \Delta P^*(t) \quad (2.25)$$

Разложим под интегральную функцию в ряд Маклорена

$$e^{-z^2/2} = 1 - \frac{z^2}{2} + \frac{1}{2} \frac{z^4}{4} - \frac{1}{3!} \frac{z^6}{8} + \dots \quad (2.26)$$

В разложении (2.26) ограничимся первыми двумя слагаемыми в правой части этого неравенства

$$e^{-z^2/2} = 1 - \frac{z^2}{2}$$

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\beta e^{-z^2/2} dz \approx \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \left(\beta - \frac{\beta^3}{6} \right) \quad (2.27)$$

Учитывая (24) равенство (22) перепишем в виде

$$2\beta^2 + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} (1 + 2\beta^2) \left(\beta - \frac{\beta^3}{6} \right) + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\beta^2} = \Delta P^*$$

$$e^{-\beta^2} = 1 - \beta^2$$

Заменим $e^{-\beta^2}$ через $1 - \beta^2$. Тогда

$$2\beta^2 + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \left(\beta + 2\beta^3 - \frac{\beta^3}{6} - \frac{\beta^5}{3} \right) + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} (1 - \beta^2) = \Delta P^*$$

$$-\frac{\beta^5}{3} + \frac{11}{6}\beta^3 + (2\sqrt{2\pi} - 2\sqrt{2})\beta^2 + 2\sqrt{2} - \frac{\sqrt{2\pi}\Delta P(t)}{\phi\mu\sigma\frac{\eta}{k}} \quad (2.28)$$

Вычислим

$$\frac{1}{\phi\mu\sigma\frac{\eta}{k}} = \frac{c_t}{C\sigma} = \frac{0.256 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0.436 \cdot 10^{-5}}{6.328 \cdot 10^{-3} \cdot 0.8} = \frac{0.26036}{5.0624} = 0.0514$$

Уравнение (2.28) перепишем в виде

$$-\frac{\beta^5}{3} + \frac{11}{6}\beta^3 + 2\sqrt{2}(\sqrt{\pi} - 1)\beta^2 + 2.829 - 0.127\Delta P(t) = 0 \quad (2.29)$$

При $t=1$ час, $r=3.28$ фут имеем, что $\Delta P(1)=23.2$

$$2.829 - 0.127\Delta P(1) = 2.829 - 0.127 \cdot 23.2 = -0.117$$

Уравнение (2.29) примет вид

$$-\frac{\beta^5}{3} + \frac{11}{6}\beta^3 + 2\sqrt{2}(\sqrt{\pi} - 1)\beta^2 - 0.117 = 0 \quad (2.30)$$

Уравнение будем решать методом касательных Ньютона. Сначала определим интервал, которому принадлежат корни уравнения (2.30).

Пусть $\beta=3$. В равенстве (2.30) вместо β подставим значение 3:

$$-81 + \frac{11}{2} \cdot 9 + 2.18525 + 0.117 = -11.95 < 0$$

При $\beta=2$, получим

$$-\frac{32}{3} + \frac{11}{6} \cdot 8 + 2.18525 \cdot 4 - 0.117 = 12.6 > 0$$

Следовательно, корни уравнения (2.30) лежат в интервале (2;3). Введем обозначение.

$$f(\beta) = -\frac{\beta^5}{3} + \frac{11}{6}\beta^3 + 2.18525 + 0.117 \quad (2.31)$$

Находим производную

$$f'(\beta) = -\frac{5}{3}\beta^4 + \frac{11}{6}\beta^2 + 4,37\beta$$

$$\beta_{u+1} = \beta_u - \frac{f(\beta_u)}{f'(\beta_u)} \quad (n=0,1,2,\dots) \quad (2.32)$$

Выберем $\beta_0=2$ $f(2)=12.6$

Вычислим $f'(2) = -\frac{5}{3}2^4 + \frac{11}{6}2^2 + 4,37 \cdot 2 = 4.14$

$$\beta_1 = 2 - \frac{12.6}{4.14} = -1.04$$

Значение $\beta_1=-1.04$ не принадлежит интервалу (2;3)

Начнем с другого конца, пусть $\beta_0=3$ $f(3)= -11.95$,

вычислим

$$f'(3) = -\frac{5}{3}3^4 + \frac{11}{6}3^2 + 4,37 \cdot 3 = -135 + 49,5 + 13,11 = -72,39$$

$$\text{Тогда } \beta_1 = 3 - \frac{11,95}{72,39} = 2,835$$

Вычислим $f(2.83)$ и $f'(2.83)$:

$$f(2.83) = -\frac{(2.83)^5}{3} + \frac{11}{6}(2.83)^3 + 2.18(2.83^2 - 0.117) = -1.47$$

$$f'(2.83) = -\frac{5}{3}(2.83)^4 + \frac{11}{6}(2.83)^2 + 4,37 \cdot 2.83 = -50.23$$

$$\beta_2 = 2.83 - \frac{1.47}{50.23} = 2.8$$

За приближенное значение корня уравнения (2.30) примем $\beta \approx 2.8$. Находим соответствие значения скорости перемещения по формуле (2.23).

$$U = 2B \sqrt{\frac{\eta}{t}} = \sqrt{\frac{2.637 \cdot 10^{-4} \cdot 0.711}{0.27(0.256 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0.436 \cdot 10^{-5})1.939}} \cdot 5.6$$

$$= 5.6 \sqrt{\frac{0.187}{0.136}} = 6.566 \text{ фут} = 6.566 \cdot 0.3048 = 2 \text{ м/час}$$

При этом $r(1) = U(1) \cdot 1 = 2 \text{ м}$.

Вычислим значение U при $t=2$

$$U = \sqrt{\frac{2.637 \cdot 10^{-4} \cdot 0.711}{0.27(0.256 \cdot 10^{-3} + 1 \cdot 0.436 \cdot 10^{-5})1.939 \cdot 2}} \cdot 5.6 = 5.6 \sqrt{\frac{0.187}{0.27}}$$

$$= 4.63 \text{ фут} = 4.63 \cdot 0.3048 = 1.41 \text{ м/час}$$

$$r(2) = U(2) \cdot 2 = 1.41 \cdot 2 = 2.82 \text{ м}$$

Аналогично вычислим U при $t=3 \div 10$. Значения, которых сведены в таблицу 2.4 и показаны на графике 2.5.

Таблица 2.4 – Значения U и $r(t)$ при различных значениях времени

t, час	U, м/час	r(t), м
1	2	2
2	1.41	2.82
3	1.15	3.45
4	1	3.96
5	0.89	4.46
6	0.81	4.90
7	0.75	5.25
8	0.70	5.60
9	0.66	5.94
10	0.63	6.3

Определим скорость перемещения контакта геля и пресной воды. Будем находить корни уравнения (26) при $t=1$ час, $r=3.28$ фут и $\Delta P(1) = 40.6$ psi

$$-\frac{\beta^5}{3} + \frac{11}{6}\beta^3 + 2.18\beta^2 + 2.829 - 0.127 \cdot 40.6 = 0$$

или

$$-\frac{1}{3}\beta^5 + \frac{11}{6}\beta^3 + 2.18\beta^2 - 2.32 = 0 \quad (2.33)$$

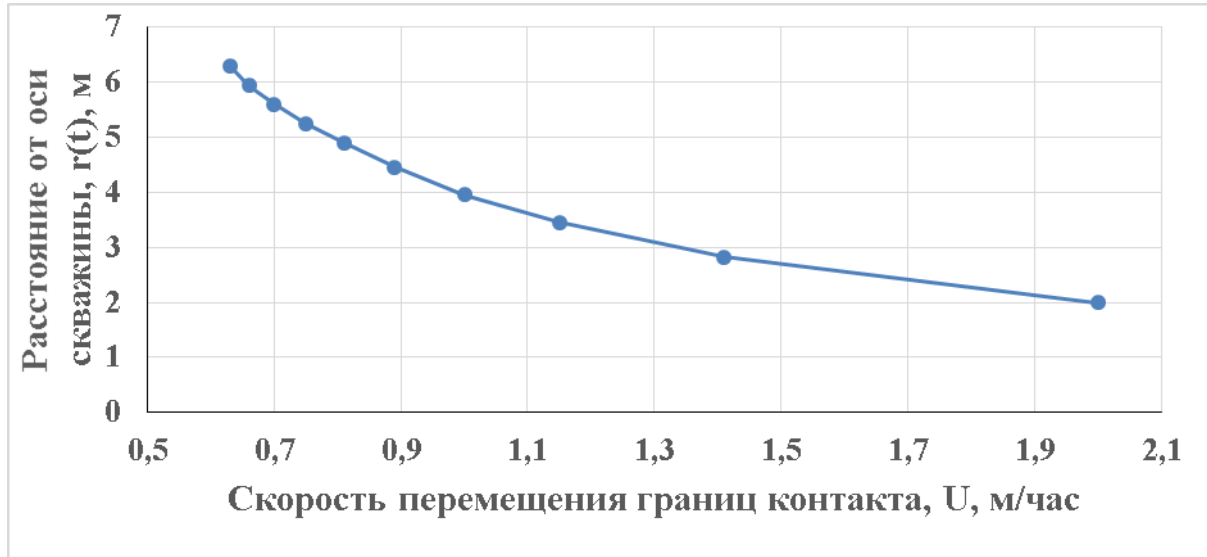


Рисунок 2.7 – Значения скорости перемещения границ контакта от расстояния от оси скважины до текущего положения контура между фазами в зависимости от времени

Будем отделять корни уравнения (2.32). В равенстве (30) вместо β подставим значение 3:

$$-81 + 49.5 + 19.667 - 2.32 = -13.153 < 0$$

При $\beta=2$, получим

$$-10.6 + 14.6 + 8.74 - 2.32 = 10.42 > 0$$

Корни уравнения (2.33) принадлежат интервалу (2,3).

Пусть

$$f(\beta) = -\frac{1}{3}\beta^5 + \frac{11}{6}\beta^3 + 2.18\beta^2 - 2.32 \quad (2.34)$$

Производная

$$f'(\beta) = -\frac{5}{3}\beta^4 + \frac{11}{2}\beta^2 + 4.37\beta$$

Вычислим $f(3) = -13.153$ $f'(3) = -72.39$

Выберем $\beta_0=3$. Значение β_1 находим по формуле (2.32)

$$\beta_1 = 3 - \frac{13.153}{72.39} = 2.82$$

Вычислим $f(2.82) = -1.47$ $f'(2.82) = -50.83$

$$\beta_2 = 2.83 - \frac{1.47}{50.23} = 2.8$$

Скорость перемещения $U = 2.01 \text{ м/час}$

$$U = 2B \sqrt{\frac{\eta}{t}} = \sqrt{\frac{2.637 \cdot 10^{-4} \cdot 0.711}{0.27(0.256 \cdot 10^{-3} + 0.8 \cdot 0.436 \cdot 10^{-5})1.939}} \cdot 5.6$$

$$= 5.6 \sqrt{\frac{0.187}{0.1358}} = 6.571 \text{ фут} = 6.571 \cdot 0.3048 = 2,003 \text{ м/час}$$

При этом $r(1)=U(1) \cdot 1=2.0003 \text{ м.}$

3.3 Выводы по разделу 2

1. В данной главе обоснована математическая модель, позволяющая оценить эффективность применения гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла и микроцемента с целью уменьшения притока подошвенной воды и увеличения срока эксплуатации скважины.

2. Выполнены расчеты давлений в пласте при закачке пресной воды и гелеобразующей композиций, а также скорости перемещения контакта на границе фаз при определенных расстояниях от скважины при различных значениях времени, учитывая свойства закачиваемых флюидов, характеристики водоносного пласта. Полученные в результате расчета значения давлений по реальным данным скважины № 1016 месторождения Кумколь могут быть использованы в качестве исходных данных для расчетов режимных параметров закачки состава в реальные пласты при изоляционных работах и при одновременном сохранении на достаточно высоком уровне исходной продуктивности нефтенасыщенных пластов.

3 Экспериментальные исследования технологических процессов создания водоизолирующей зоны нефтяного пласта применением жидкого стекла и микроцемента

В данном разделе представлены методики проведения, результаты и обсуждение экспериментальных исследований, посвященной исследованию тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента в качестве кандидатов для обработки добывающих скважин. Все процентные концентрации, указанные в данной работе, выражены в массовых процентах в расчёте на сухое чистое вещество.

3.1 Методика проведения эксперимента

Для определения механизма получения силикатного геля были проведены ряд лабораторных опытов. При проведении лабораторных исследований были использованы следующие материалы:

- жидкое натриевое стекло (Na_2SiO_3) производства ТОО “Елмаз” (Казахстан) ГОСТ 13078-81 паспорт данных которого показан в таблице 3.1;
- пластовая вода с месторождения Кумколь (2 объект) с минерализацией 67,54 г/л, со следующим химическим составом: $\text{pH}=5,75$, минерализация, Na^+ и $\text{K}^+ = 16,9$ г/л, $\text{Ca}^{2+}=3,4$ г/л, $\text{Mg}^{2+}=0,65$ г/л, $\text{Cl}^-=33,95$ г/л ионов;
- хлорид натрия плотностью 2,161 г/см³, и составом: Ва -30 ppm; Fe- 5 ppm; К- 200 ppm; Са-50 ppm; SO_4 -50 ppm; pH 5-8;
- биокarbonат натрия NaHCO_3 ;
- сульфат алюминия ГОСТ 12966-85;
- речной песок.

Таблица 3.1 – Основные показатели жидкого натриевого стекла

Наименование показателя	Требования ГОСТ 13078-81	Результаты анализа
1	2	3
1. Внешний вид	Густая жидкость желтого или серого цвета без механических примесей и включений, видимых невооруженным глазом	Соответствует
2. Массовая доля двуокиси кремния, %	22,7 – 36,7	28,66
3. Массовая доля окиси железа и окиси алюминия, % не более том числе окиси железа	0,2 – 0,3 не регламентируется	0,16 0,08

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3
4. Массовая доля окиси кальция, % не более	0,05 – 0,2	<0,05
5. Массовая доля серного ангидрида, % не более	0,07 – 0,15	0,023
6. Массовая доля окиси натрия, %	7,9 – 13,8	10,03
7. Силикатный модуль	2,3 – 3,6	3,2
8. Плотность	1,35 – 1,52	1,40

В начале были проведены лабораторные опыты с различными инициаторами гелеобразования (соляная кислота, пластовая вода, биокарбонат натрия NaHCO_3 , а также хлористый натрий). Использовано жидкое стекло плотностью $1,45 \text{ г/см}^3$ (Na_2SiO_3). Опыты проводились при различном времени перемешивания и комнатных температурах ($24\text{-}26^\circ\text{C}$) (табл.3.2 и рис.3.1) Однако, данные композиций дают гели при их моментальном гелеобразовании и такие составы невозможно закачать в скважину, до необходимого расстояния от скважины в пласт. Поэтому были проведены дальнейшие лабораторные опыты с новым сшивателем, который структурируя водный раствор силиката натрия отвечал бы всем требованиям предъявляемым к проведению РИР с учетом пластовым условий. [116,117]

Таблица 3.2 – Составы нескольких инициаторов гелеобразования и силиката натрия [116,117]

Образцы опытов №	Химические вещества (агенты), ml		
1	Пластовая вода - 50	NaHCO_3 - 40	Na_2SiO_3 , - 10
2	Пластовая вода - 50	NaHCO_3 - 30	Na_2SiO_3 , - 20
3	Пластовая вода - 50	NaHCO_3 - 20	Na_2SiO_3 , - 30
4	Пластовая вода - 50	NaHCO_3 - 25	Na_2SiO_3 , - 25
5	Пластовая вода - 50	NaHCO_3 - 15	Na_2SiO_3 , - 35
6	Пластовая вода - 4	HCL - 0.5	Na_2SiO_3 , - 2
7	Пластовая вода - 6	HCL - 0.3	Na_2SiO_3 , - 1
8	Пресная вода -6	HCL - 0.5	Na_2SiO_3 , - 4 l
9	Пресная вода -10	HCL - 0.3	Na_2SiO_3 , - 1.3
10	NaHCO_3 - 3	HCL - 0.3	Na_2SiO_3 , - 2
11	NaHCO_3 - 4	Ацетон - 0.5	Na_2SiO_3 , - 2
12	Высокоминерал.вода ($\text{NaCl}+\text{H}_2\text{O}$) - 4	HCL - 0.5	Na_2SiO_3 , - 2

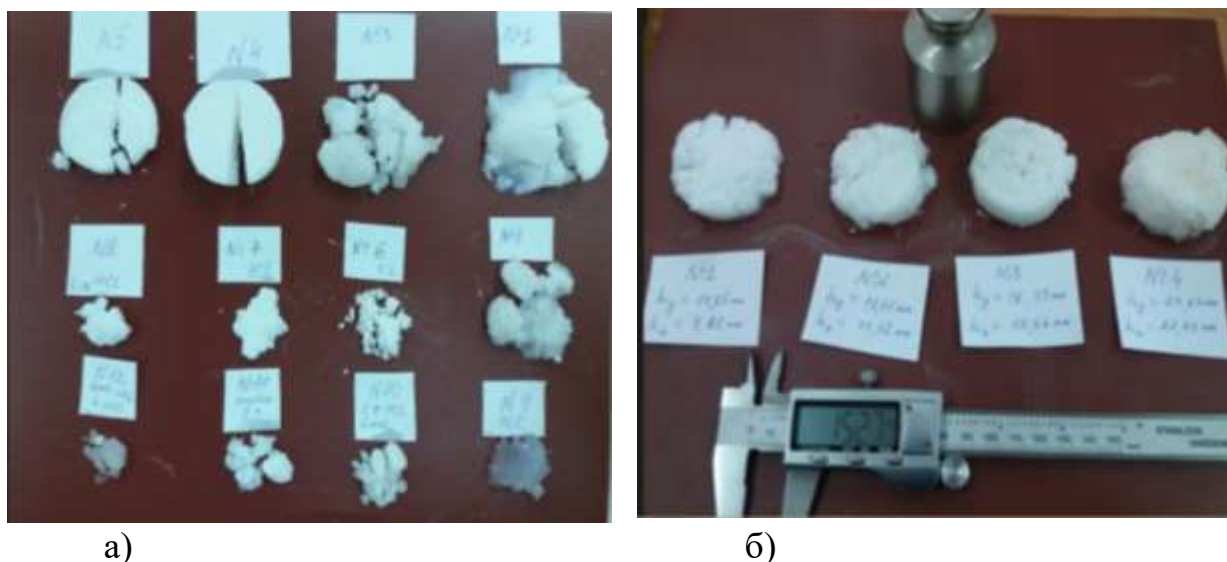


Рисунок 3.1 – Образцы силикатных гелей Na_2SiO_3 (а- с различными инициаторами гелеобразования, б - с высокоминерализованной водой). [116,117].

Для приготовления водоизоляционного состава в лабораторных условиях применялась дистиллированная вода с целью устранения влияния на технологические характеристики и результаты проводимых экспериментов катион-анионного состава растворителя (воды).

Заблаговременно подготавливались водные растворы силиката натрия (20% масс.) и сульфат алюминия (20% масс.). Так как жидкое натриевое стекло было в виде раствора, то концентрацию силиката натрия определили по «сухому остатку». Для определения массовой доли растворенного вещества раствор подвергался медленному выпариванию при температуре 250°C . Для приготовления раствора сульфата алюминия вода была комнатной температуры. Для отбора точных значений масс силиката натрия, сульфата алюминия и вод использовались дозаторы и высокоточные лабораторные весы.

При приготовлении состава компоненты смешивались в следующей последовательности: в расчетный объем воды дозиrowался сульфат алюминия, производилось интенсивное перемешивание в течение 1 минуты. В разбавленный таким образом раствор сульфат алюминия вводилось расчетное количество раствора натриевого стекла, производилось повторное перемешивание раствора в течение 1 минуты. Композиция готовилась вначале в лабораторных стаканах из кварцевого стекла, перемешивание содержимого проводилось на магнитной мешалке. После приготовления состава в стакане поверхность стакана герметично закрывалась стеклянной крышкой во избежание испарения воды и изменения исходных концентраций компонентов состава. После завершения перемешивания данный тампонажный материал считался приготовленным и в экспериментах по определению сроков гелеобразования начинался отсчет времени. Приготовленный водоизоляционный состав представляет собой прозрачную жидкость, по консистенции близкую к воде, с течением времени способную к

гелеобразованию. На рисунке 3.2 показана приготовленная композиция с течением времени переходящая в гель.



Рисунок 3.2 – Образец гели из новой композиции

Опыты проводились сначала без учета влияния воздуха, затем без доступа воздуха, так как известно, что силикат натрия реагирует с углекислым газом и азотом в воздухе. Без доступа воздуха составы (рис 3.3) готовились в специальных пластмассовых цилиндрических баллончиках объемом 50 мл, имеющие с двух сторон плотные цилиндрические крышки с резиновыми уплотнениями при температурах 80-90⁰С.

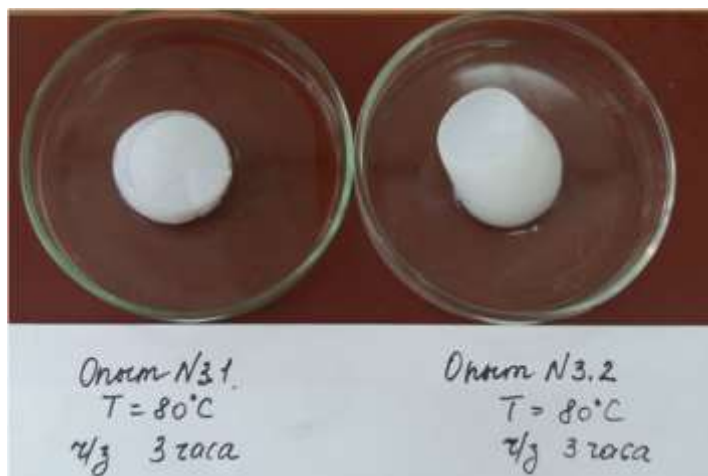
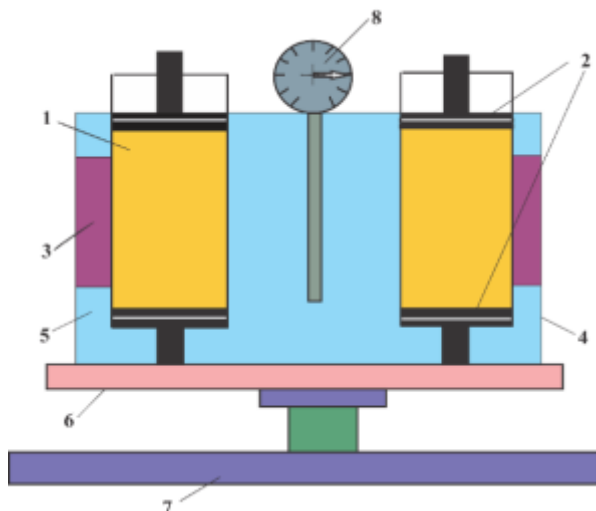


Рисунок 3.3 – Образцы гелей, полученные при температуре 80⁰С.

После смешивания растворов различной концентрации, процессы гелеобразования проводились и определялись с помощью специальной установкой на различных температурах (рис. 3.4).

Для проведения опытов взяты специальные 50 мл пластмассовые цилиндрические баллончики 1 (рис.3.1 а), имеющие с двух сторон плотные крышки - поршни 2 с резиновыми уплотнениями. К каждому баллончику прикреплен магнит 3 четырехугольной формы. Баллончики с гелеобразующим раствором устанавливают к внутренней стенке

металлической емкости 4 цилиндрической формы с помощью магнитов. Металлическую емкость 4 заполняют водой 5 и располагают на электрический нагреватель 6 со станиной 7. Температуру воды внутри емкости измеряют термометром 8. Температура нагревателя регулируется изменением напряжения электрического тока с помощью латора – регулятором напряжения.



а)



б)

1-цилиндрические баллончики; 2-поршни с резиновыми уплотнениями; 3-магнит; 4-металлическая емкость; 5- вода; 6-электрический нагреватель; 7- станина; 8-термометр

Рисунок 3.4 – Схема (а) и общий вид (б) экспериментальной установки для свойств гелеобразующих и тампонажных растворов на основе жидкого стекла и микроцемента.

Нами было выдвинуто предположение, что в воде сульфат алюминия и силикат натрия растворяются, образуя ионы, взаимодействие которых приводит к образованию сшитого гелеобразного продукта. Один ион алюминия (III) может взаимодействовать с тремя силикат-ионами, что определяет трехмерную структуру образующегося соединения (рисунок 3.5).

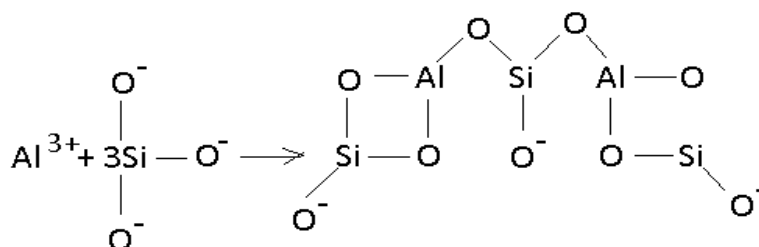
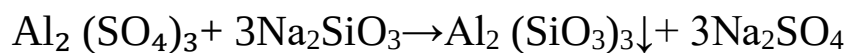
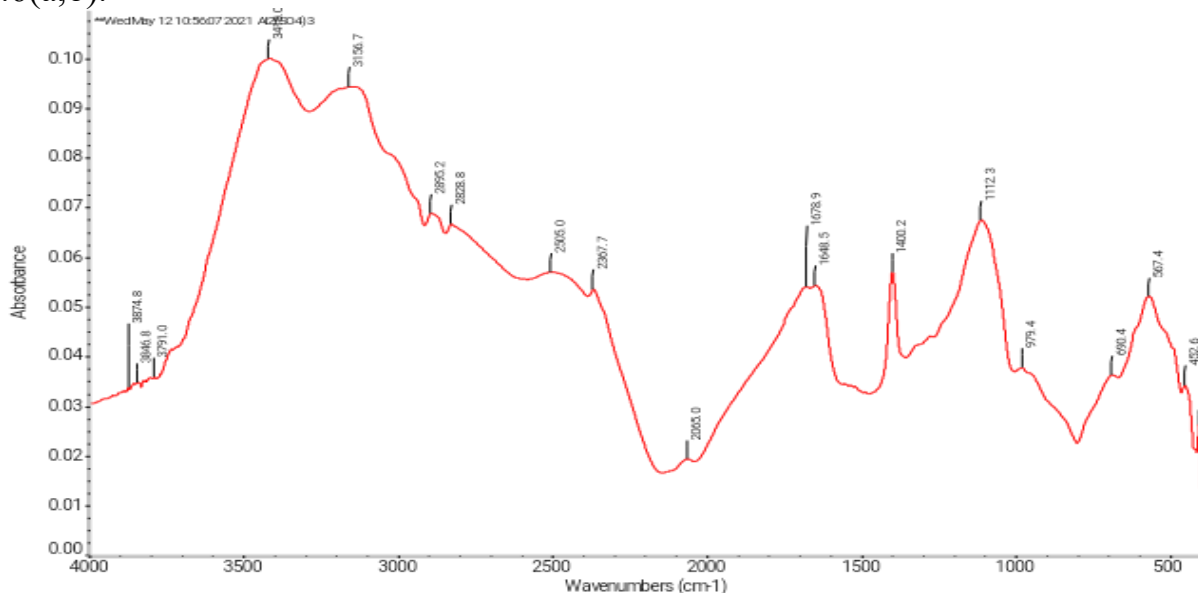


Рисунок 3.5– Схема реакции полимеризации силикат-ионов ионами алюминия (III)

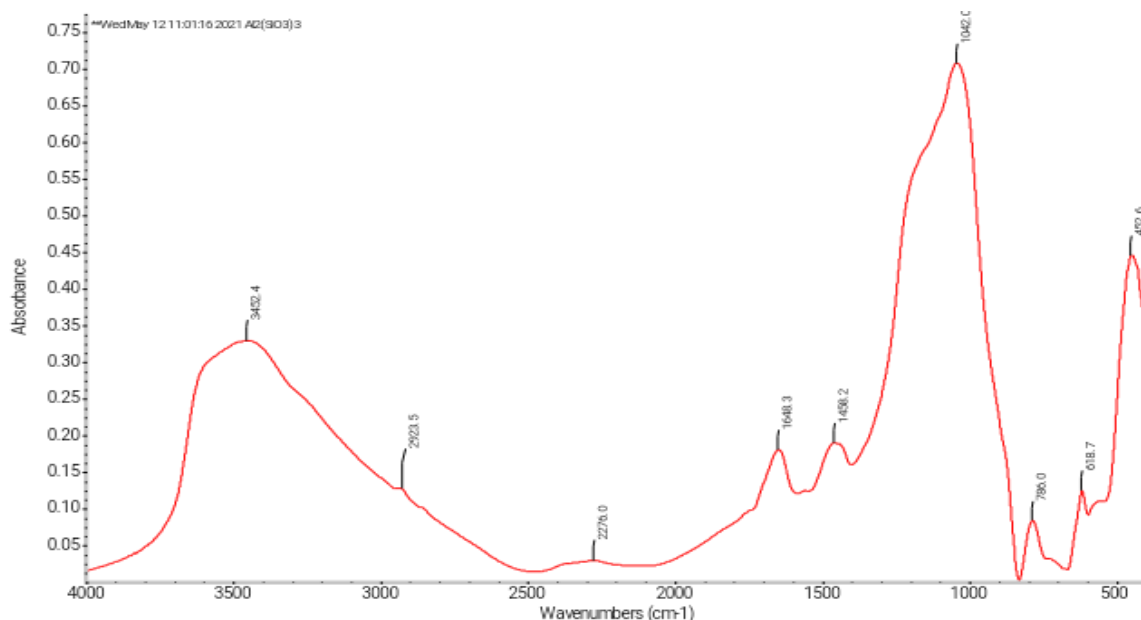
Схематически реакцию силиката натрия с сульфатом алюминия можно представить уравнением:



Для изучения процесса гелеобразования и определения типа связей в образовавшемся геле были проведены спектроскопические исследования на ИК-Фурье спектрометра Thermo (Nicolet 5700 FT-IR) США, в диапазоне волновых чисел $500\text{--}4000\text{ см}^{-1}$, результаты которого показаны на рисунке 3.6(а,б).



а)



б)

Рисунок 3.6— ИК спектры: (а) сульфата алюминия $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ и (б) силикагеля $\text{Al}_2(\text{SiO}_3)_3$

Принцип действия ИК –спектрометра основан на том, что каждая группа атомов или функциональная группа имеет уникальную картину отражения

инфракрасных волн различной длины и интенсивности. Определение типа химических связей возможно путем сопоставления ИК-спектров исследуемых веществ или групп атомов со спектрами известных «эталонных» соединений. В качестве эталонного образца был использован спектр сульфат алюминия, с которым проводилось сравнение полученных результатов. Заметно содержание широкого интенсивного пика в диапазоне $1000-1250\text{ см}^{-1}$, что подтверждает наличие связи Al-O-Si.

Из этого следует, что процесс гелеобразования разработанной композиций обусловлен образованием трехмерной атомной цепи за счет процесса полимеризации силикатных анионов при их взаимодействии с катионами алюминия.

Методика определения основных свойств водоизоляционной композиции. Основными определяющими свойствами для гелеобразующих водоизоляционных составов являются:

1. Время гелеобразования – срок, при котором приготовленный раствор, имея начальную вязкость с течением времени переходит в гель. При этом принят допустимый предел времени гелеобразования (24 часа) по средней продолжительности технологического простоя после РИР до освоения скважины. Также время гелеобразования должен составлять не менее необходимого времени для технического осуществления всего процесса в скважине.

2. Вязкость – параметр, характеризующий гидродинамические сопротивления, возникающие при закачке состава в скважину и продавливании его в продуктивный пласт. Более эффективны составы с наименьшими значениями вязкости.

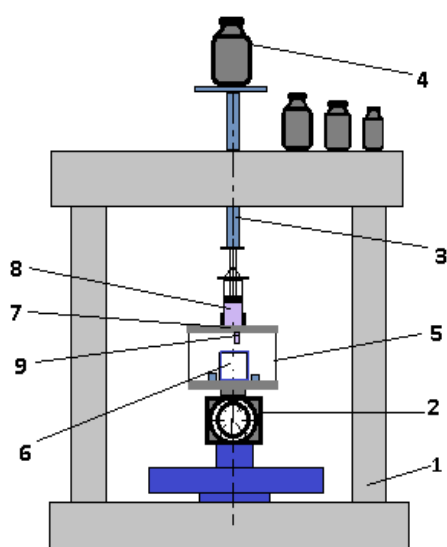
3. Напряжение сдвига после образования геля - критерий, характеризующий прочность структуры геля (т.е. препятствовать деформации) до приложения определенной силы.

Лабораторные исследования проводились с целью определения оптимальной рецептуры и ее обоснования для конкретных геологических условий.

Определение времени гелеобразования. Время гелеобразования составов определялся при различных температурах и концентрациях с исходными химическими реагентами визуальным образом. После приготовления гелеобразующий состав в стеклянном стакане его переливали в специальный цилиндрический баллончик и плотно закрывали специальной цилиндрической крышки с резиновым уплотнением. Далее его помещали в металлическую емкость с водой (рис. 3.3), где температура была в диапазоне от $20-100^{\circ}\text{C}$ и начинался отсчет времени до момента гелеобразования. Для определения момента гелеобразования баллончик с исследуемым составом каждые 5 минут наклоняли на угол, равный 45° . При наклонении наблюдали изменение угла мениска. Если угол мениска при наклоне баллончика не изменялся, то состав считался загеленным. В этот момент фиксируется время и данный промежуток времени с момента приготовления и образования геля принимался равным сроку гелеобразования водоизоляционного состава.

Определение вязкостей образцов гелей. Вязкость полученных гелей были определены через каждые 2, 24, 48 и 72 часа на специальной установке (рис 3.7), где баллончик с гелем помещали вертикально в верхнюю часть держателя и с помощью груза на металлическом стержне гель вытекал в стакан. При этом замерялось время протекания через капилляр всего известного объема при определенном перепаде давлений. Учитывается также длина баллончика и диаметр капилляра. Плотность каждого образца геля определялись соотношением массы на объем с учетом массы баллончика.

Данная установка состоит из железной рамы 1, к нижней части в которой имеется динамометр 2, а в верхней части металлический стержень 3 с грузом 4. Над динамометром установлен держатель 5 для мерного стакана 6. В верхней части держателя 5 имеется выемка 7 для вертикального расположения цилиндрического баллона с гелем 8.



а)



б)

1–рама; 2 – динамометр; 3 – металлическая стержень; 4 – груз; 5 – держатель;
6 –мерный стакан; 7– выемка; 8 – цилиндрический баллончик с гелем;
9 –отверстие баллончика

Рисунок 3.7 – Схема (а) и общий вид (б) установки для определения вязкостей полученных гелей.

В процессе перемещения металлического стержня 3 с грузом 4 вниз, содержимое в баллончике выливается через отверстие 9 в мерный стакан 6. При помощи таймера фиксируется время полного истечения, а также учитывается масса груза.

Вязкость и плотность образованной гели были определены через каждые 2, 24, 48 и 72 часа, измерением временем протекания через капилляр жидкости известного объема при определенном перепаде давлений по закону Пуазейля:

$$\mu = \frac{\pi r^4 \Delta p}{8LQ} \quad (3.1)$$

где r – внутренний радиус (м) капилляра, Δp – перепад давления (Па) при котором происходит истечение образованного геля через капилляр, L – длина (м) трубки, Q – расход (м³/с) гелеобразующего раствора при времени t (с) его истечения.

Определение напряжения сдвига после образования геля. Изучение закономерностей поведения водоизоляционной композиции «S-1» под действием деформирующих усилий является основной задачей реологических исследований. Реологические исследования проводились с использованием реометра PHYSICA MCR 102 (Австрия) компании ANTON PAAR (рисунок 3.8). Данный прибор может работать в температурном диапазоне от -10 до +120°C. Диапазон измерения вязкости прибора изменяется от 1 до 3·10⁹ мПа·с. Предельное напряжение сдвига определялось в режиме контролируемой скорости сдвига (CR test). Сущность исследований заключалась в получении зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 с⁻¹. При этом фиксировалось напряжение сдвига, при котором начиналось разрушение структуры геля.



Рисунок 3.8 – Реометр ANTON PAAR PHYSICA MCR 102

Перед проведением исследований образец геля помещалась в статор реометра, после чего в данный образец опускался измерительный вращающийся цилиндр. В систему установлен термостат, и температура на датчике фиксировал 58°C. Также фиксировалось напряжение сдвига, при котором начиналось разрушение структуры геля. Были получены зависимости вязкости от скорости сдвига, а также напряжения сдвига от

скорости сдвига при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 100 c^{-1} (рис. 3.9 и 3.10).

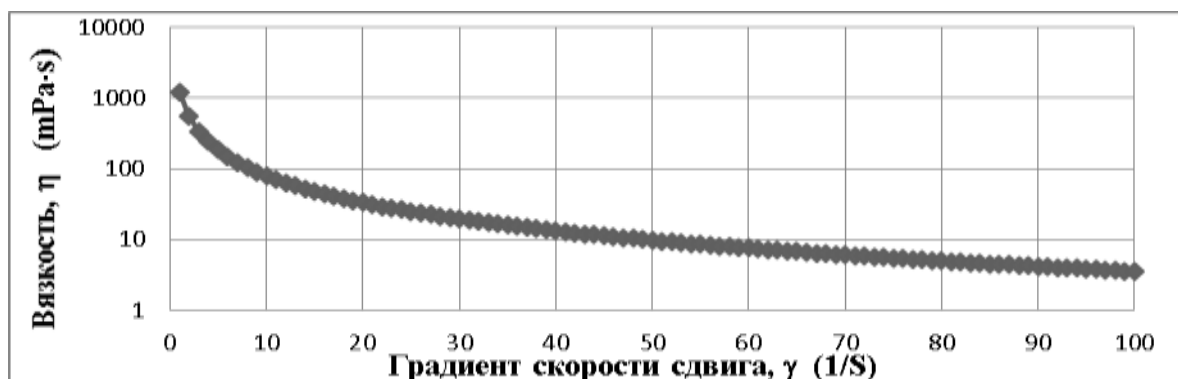


Рисунок 3.9 – Зависимость градиента скорости сдвига γ от вязкости геля η (соотношения ЖС 8% : СА 2% масс.)

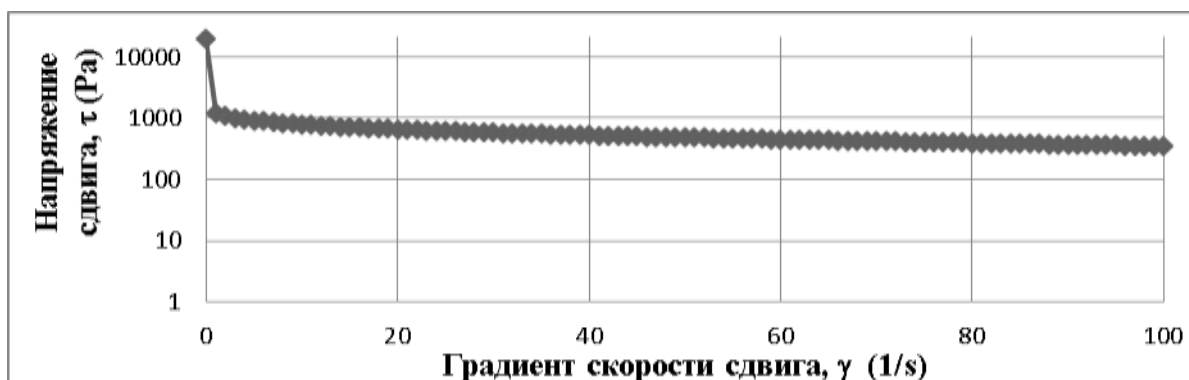


Рисунок 3.10 – Зависимость градиента скорости сдвига γ от напряжения сдвига геля τ (соотношения ЖС 8% : СА 2% масс.)

Как показали реологические исследования, вязкость состава снижается при увеличении градиента скорости сдвига и это будет способствовать снижению гидравлических потерь при закачке одного из состава.

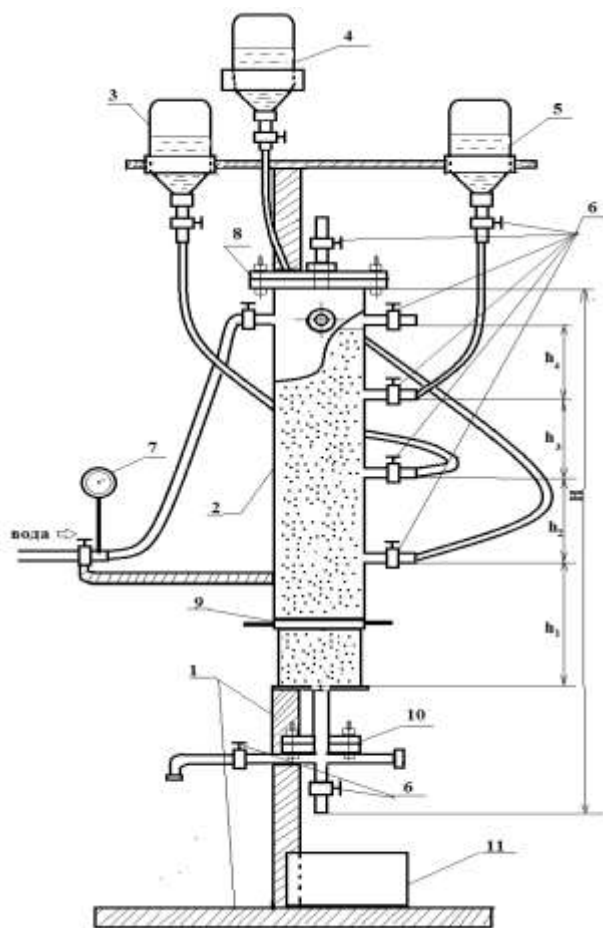
С целью оценки способности водоизоляционной композиции снижать фильтрационные характеристики водоносного пласта и каналы по которым проходит пластовая вода на забой скважины проведен фильтрационный эксперимент на действующей установке (рис 3.11) в лаборатории Satbayev University. Данная установка позволяет проведение поинтервальной закачки различных реагентов.

На установке, состоящая из цилиндра 2 (основная рабочая часть установки) заполненной однородным песком размером частиц $\delta=2$ мм, емкостей для высокоминерализованной и пластовой вод 4, 5, емкости для жидкого стекла 3, с кранами для регулирования закачки 6, манометром 7 для фиксации давления на входе были определены проницаемости до и после закачки гелеобразующего состава.

Установка предназначена для изучения фильтрационных свойств различных композиции и составов в условиях, близких к пластовым. Для определения проницаемости до создания водоизолирующего экрана в цилиндр 2 установки закачивали техническую воду с крана под давлением 0,5 МПа, который фиксировался манометром 7 [116,117]

Открывая кран в нижней части отмеряли расход воды, которая сливалась в емкость 11. Далее в пористую среду в цилиндре насыщаем соляным раствором концентрацией 30 г соли на 100 мл.

Затем последовательно в каждые интервалы начиная с нижней закачали рассчитанные объемы приготовленных растворов (в h_1 – высокоминерализованную воду смешанной с пластовой водой; h_2 – раствор жидкого стекла; h_3 – высокоминерализованную воду смешанной с пластовой водой). При закачке верхний кран был в открытом положении. После закачки всех растворов закрывая верхний и нижний краны, оставили установку на 2 суток для образования геля. [116,117]



1-стояк; 2- цилиндр; 3- емкость для жидкого стекла; 4, 5- емкости для высокоминерализованной пластовой воды; 6- краны; 7- манометр; 8, 10- фланцевые соединения; 9- резьбовая часть (для снятия установки); 11- емкость для жидкости

Рисунок 3.11 – Экспериментальная установка для создания водоизолирующего экрана при поинтервальной закачке реагентов[116,117].

Данные исследования проводились с целью определения следующих основных параметров, отражающие эффективность разработанного водоизолирующего состава:

- коэффициент изоляции – степень снижения проницаемости пористой среды после закачки ГОС, образования геля в объеме;
- давление закачки ГОС и максимальный градиент давления, при котором гель не нарушается.

Для проведения фильтрационных исследований по изучению фильтрационных характеристик предусмотрен следующий порядок проведения:

- определение проницаемости пористой среды до закачки гелевой композиций;
- закачка в пористую среду гелевой композиций;
- технологическая выдержка по времени - 2 сутки;
- фильтрация воды через пористую среду после времени выдержки;
- определение проницаемости после создания гелевого барьера.

По известным параметрам определены проницаемость пористой среды по формуле Дарси:

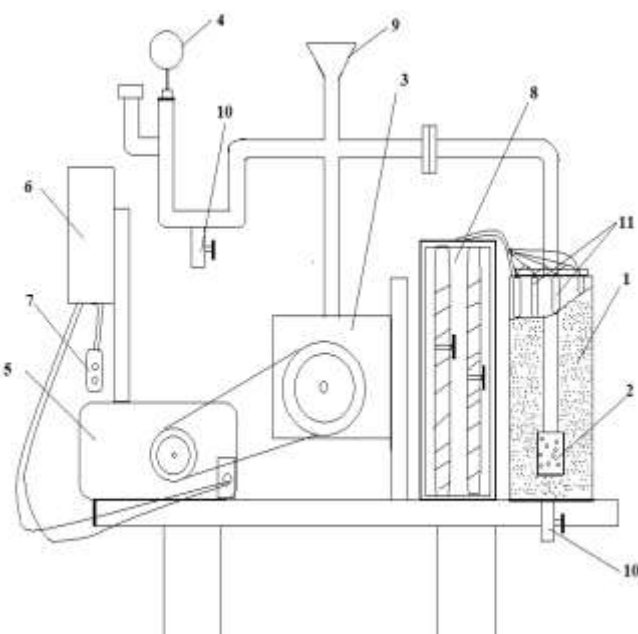
$$k = \frac{Q}{F} \cdot \frac{\mu \Delta L}{\Delta P} \quad (3.2)$$

где, Q – объемный расход жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$; F - площадь фильтрации, м^2 ; ΔL - длина образца пористой среды, м ; μ - динамическая вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; ΔP -перепад давления, Па .

Фильтрационные исследования по закачке нового гелеобразующего состава на основе силиката натрия и его сшивателя с оптимальной концентрацией проводились на экспериментальной установке (рис. 3.12) в лаборатории Satbayev University. Установка позволяет изучить фильтрационные свойства различных композиции и составов, близких к пластовым условиям.

Данная экспериментальная установка состоит из рабочей и электродвижущейся частей, которые прикреплены к столу. Рабочая часть установки состоит из цилиндра 1 диаметром 132 мм и высотой 40 см, внутренняя часть которой заполняется речным песком диаметром 2 мм, а наружная часть закреплены нагревателями 11 для подачи температуры. Нагреватели соединены с регулятором напряжения тока 8, через который подается электрический ток.

В нижней части цилиндра имеется кран 10 для подвода воды. Рабочие жидкости подаются через трубу диаметром 34 мм, которая погружена в насыпную модель 1 цилиндра. Для фиксации давления на входе при закачке жидкостей на трубе имеется манометр давления 4. Погруженная часть трубы в конце имеет перфорационные отверстия 2.



1– цилиндр с песком; 2 – погружная труба с перфорационными отверстиями; 3 – насос; 4 – манометр; 5 – привод с электродвигателем; 6 – автоматический электропереключатель; 7– пульт управления; 8 – регулятор напряжения тока; 9 – воронка; 10 – кран; 11– нагреватели

Рисунок 3.12 – Экспериментальная установка для проведения фильтрационных исследований:

Электродвижущая часть установки приводит в движение насоса 3 с помощью привода и электродвигателя 5, которые снабжены ременной передачей и соединены с автоматическим электропереключателем 6. Движение насоса 3 производится пультом управления 7.

3.2 Результаты лабораторных опытов

В ходе лабораторных опытов выявлено что, на технологические характеристики образующего геля влияет концентрация самого силиката натрия, также и концентрация инициаторов. Варируя концентрациями реагентов можно получать гели различной прочности. При этом наблюдается закономерность, что чем меньше срок гелеобразования, тем больше прочность образуемого геля. Образцы силикатных гелей с различной концентрацией высокоминерализованной водой (рис. 3.1 а,б) были испытаны под грузом 0,5 кг и определены изменение высот с помощью штангенциркуля, результаты которых показаны в таблице 3.3.

Из проведенных опытов видно, что с большей концентрацией высокоминерализованной воды (опыт № 4) высота геля изменяется незначительно по сравнению с другими образцами.

Таблица 3.3 – Составы силикатных гелей и результаты изменения высот под грузом

Вещество	Опыт № 1	Опыт № 2	Опыт № 3	Опыт № 4
Пластовая вода, мл	10	10	10	10
Высокоминерализованная вода (NaCl+H ₂ O), мл	20	20	20	20
Концентрация на 100 мл воды	100:10	100:15	100:20	100:36
Растворимое жидкое стекло Na ₂ SiO ₃ , мл	20	20	20	20
Высота геля до и после испытания под грузом 0,5 кг	14,85 7,68	19,61 11,12	18,39 15,54	24,63 22,45
Изменение высоты Δh, см	6.97	8.49	2.85	2.18

Результаты фильтрационных исследований по интервальной закачке реагентов показаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты проницаемостей до и после создания водоизолирующего экрана [116]

№ опытов	До закачки состава				После закачки состава			
	t (с)	m(гр)	Q*10 ⁻³ (м ³ /с)	k (D)	t (с)	m(гр)	Q*10 ⁻³ (м ³ /с)	k (D)
1	12,23	1838	0,150	40	20,76	725	0,035	13.4
2	12,30	1803	0,146		21,02	806	0,038	
3	12,41	1923	0,154		20,36	1012	0,049	
4	12,24	1823	0,148		19,47	1450	0,074	

Как показывают результаты проницаемость после гелеобразования в цилиндре установки снизилась с 40D до 13,4D. Зная значения проницаемостей до и после закачки ВИС (водоизолирующего состава) можно определить коэффициент изоляции

$$k_{\text{изол}} = \frac{k_{\text{до}} - k_{\text{после}}}{k_{\text{до}}} = \frac{40 - 13.4}{40} = 0.66$$

При проведении опытов с каждой последующей закачкой воды расход жидкости увеличивался, что подтверждает о неустойчивости созданного экрана. Поэтому были проведены дальнейшие поиски и выбор оптимального

состава водоизолирующего экрана, отвечающий всем условиям и требованиям предъявляемых для ВИС при проведении РИР [116, 117].

В зависимости от технологических и геолого-технических особенностей проведения водоизоляционных работ, важнейшим аспектом успешного проведения мероприятий по ограничению притока воды является способность координировать время гелеобразования составов, их прочность и реологические свойства. Результаты исследований по определению рациональных концентраций представлены в таблице 3.5 и на рисунках 3.13-3.14. Всего было приготовлено более 36 композиций составов.

Таблица 3.5 – Результаты опытов определения времени гелеобразования водоизоляционного состава от концентрации силиката натрия и сульфата алюминия [118]

Опыт №	Концентрация ЖС, % масс	Концентрация сульфата алюминия, % масс	Время гелеобразования, мин
1	2	3	4
1	6	2	102
2	6	2.2	40
3	6	2.5	15
4	6	2.7	4
5	6	3	1
6	6	3.2	1
7	6	3.5	1
8	6	3.7	1
9	6	4	1
10	7	2	160
11	7	2.2	52
12	7	2.5	26
13	7	2.7	12
14	7	3	5
15	7	3.2	3
16	7	3.5	3
17	7	3.7	1
18	7	4	1
19	8	2	240
20	8	2.2	88
21	8	2.5	35
22	8	2.7	12
23	8	3	8
24	8	3.2	5
25	8	3.5	5

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4
26	8	3.7	3
27	8	4	3
28	9	2	300
29	9	2.2	190
30	9	2.5	140
31	9	2.7	85
32	9	3	20
33	9	3.2	15
34	9	3.5	8
35	9	3.7	5
36	9	4	3

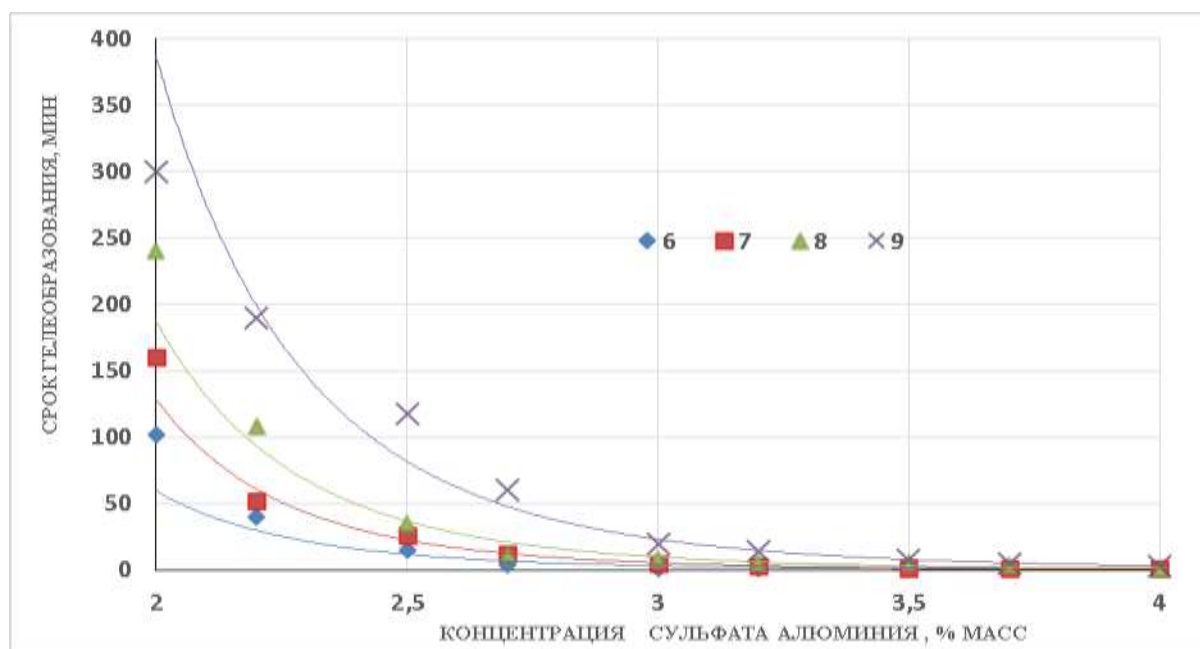


Рисунок 3.13 – Зависимость времени гелеобразования водоизоляционного состава от концентрации жидкого стекла и сшивателя сульфата алюминия. [118].

Проведенные опыты показали, что значениями времени гелеобразования можно варьировать в широких диапазонах, изменяя концентрацию силиката натрия, так и сульфата алюминия. Увеличение концентрации сульфата алюминия значительно сокращает время гелеобразования. В связи с этим целесообразно выбрать концентрации сшивателя 2% масс, так как время сшивки превышает 60 минут. Для дальнейших экспериментов были выбраны следующие концентрации реагентов: силиката натрия – 8 и 9%, сульфата алюминия – 2 %.

Значительное влияние на технологические свойства водоизоляционных материалов оказывает температура. Для оценки влияния температуры на технологические характеристики композиций были проведены исследования

по определению времени гелеобразования в диапазоне от 20-100⁰С. Данный температурный диапазон включает в себя большинство нефтяных месторождений Казахстана. Результаты исследований для композиции с концентрацией силиката натрия 8 и 9% масс и сульфата алюминия 2% масс. по определению времени гелеобразования в диапазоне от 20-100⁰С представлены в табл. 3.6 и на рис. 3.14. [118].

Таблица 3.6 – Зависимость времени гелеобразования состава от температуры [118].

Концентрация ЖС, % масс	Концентрация S-1, % масс	Температура, ⁰ С	Время гелеобразования, мин
8	2	20	240
8	2	40	185
8	2	60	160
8	2	80	110
8	2	100	65
9	2	20	300
9	2	40	248
9	2	60	200
9	2	80	160
9	2	100	95

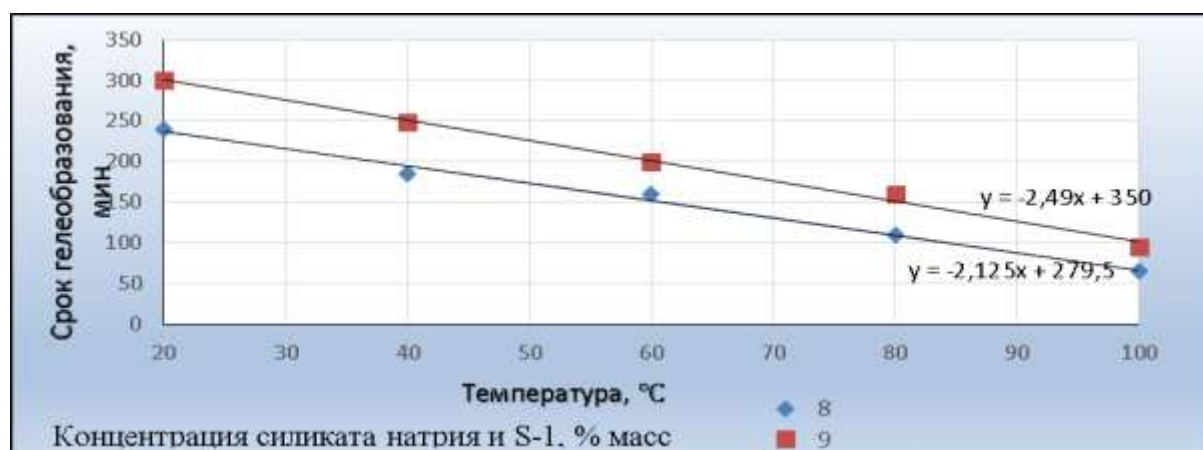


Рисунок 3.14 – Зависимость времени гелеобразования водоизоляционного состава с концентрацией силиката натрия 8% масс., 9% масс и сульфата алюминия 2% масс. от температуры [118].

Зависимости времени гелеобразования рецептур разработанного состава от температуры описываются обратными экспоненциальными зависимостями – при увеличении температуры происходит значительное снижение времени гелеобразования, что ясно отражается на графике 3.14. Из этого следует, что для исходной температуры пласта при требуемом времени гелеобразования потребная концентрация сшивателя снижается.

Для установления зависимости вязкости μ и плотности ρ образованного геля от концентрации C_1 (%) жидкого стекла и концентрации C_2 (%) сульфата алюминия в водном растворе использован математический метод ротатабельного планирования эксперимента [119]. При кодировании факторов учитывали их интервалы и уровни варьирования, приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Интервалы и уровни варьирования факторов [120].

Факторы	Уровни варьирования					Интервалы варьирования
	-1,414	-1	0	+1,414	+1	
C_1 - концентрация жидкого стекла (%), x_1	6,3	8	12	16	17,6	4
C_2 - концентрация сульфата алюминия (%), x_2	0,56	0,8	1,4	2	2,24	0,6

Связь именованных и кодированных величин найдена с помощью соотношений:

$$x_1 = (C_1 - 12) / 4; \quad x_2 = (C_2 - 1,4) / 0,6. \quad (3.3)$$

В таблице 3.8 представлены диапазоны изменения факторов именованными (C_1 и C_2) и кодированными x_1 и x_2 (рабочая матрица) величинами, а также полученные экспериментальные значения вязкости μ и плотности ρ образованного геля через 2 часа и 3 суток [120].

Таблица 3.8 – Матрица ротатабельного планирования второго порядка [120]

№ опыта	Факторы		Рабочая матрица		Критерии оценки факторов через		
					2 часа		3 суток
	C_1 , %	C_2 , %	x_1	x_2	μ , Па·с	ρ , кг/м ³	μ , Па·с
1	16	2	1	1	2,5	1103	6,1
2	16	0,8	1	-1	1,5	1102	3,8
3	8	2	-1	1	2,3	1085	5,4
4	8	0,8	-1	-1	1,2	1073	3,4
5	6,3	1,4	-1,414	0	1,4	1080	3,7
6	17,6	1,4	1,414	0	1,7	1109	4,7
7	12	0,56	0	-1,414	1,3	1100	3,5
8	12	2,24	0	1,414	2,8	1102	6,7
9	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
10	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
11	12	1,4	0	0	1,7	1102	4,3
12	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2
13	12	1,4	0	0	1,6	1101	4,2

Были вычислены значения коэффициентов регрессии и получены уравнения, описывающие изменение вязкости μ и плотности ρ образованного геля от двух факторов: концентрации жидкого стекла x_1 (C_1) и концентрации соли алюминия x_2 (C_2):

при времени гелеобразования 2 часа в кодированных величинах:

$$\mu = 1,6204 + 0,1155x_1 + 0,5276x_2 - 0,025x_1x_2 - 0,0180x_1^2 + 0,2318x_2^2;$$

в натуральных величинах:

$$\mu = 0,9679 + 0,0705C_1 - 0,7992C_2 - 0,0104C_1C_2 - 0,0011C_1^2 + 0,6441C_2^2;$$

при времени гелеобразования 3 суток в кодированных величинах:

$$\mu = 4,2211 + 0,3142x_1 + 1,1031x_2 + 0,075x_1x_2 - 0,0083x_1^2 + 0,4415x_2^2;$$

в натуральных величинах:

$$\mu = 3,5585 + 0,0472C_1 - 1,9707C_2 + 0,0312C_1C_2 - 0,0005C_1^2 + 1,2265C_2^2;$$

На рис. 3.15 представлены графики зависимости изменения вязкости от концентрации C_1 жидкого стекла и концентрации C_2 соли алюминия AS-1.

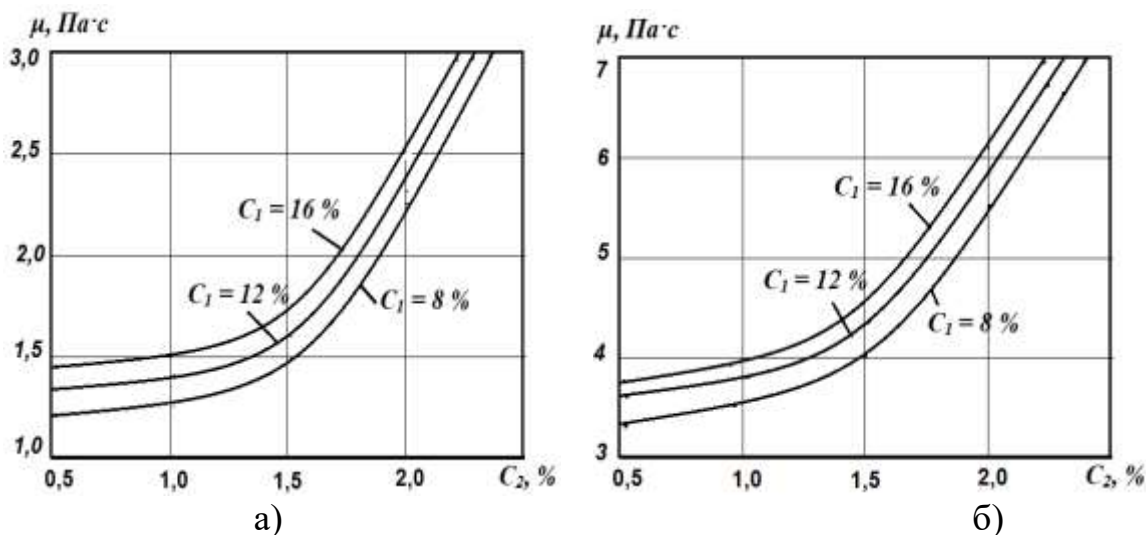


Рисунок 3.15 – Зависимости вязкости образованного геля от концентрации C_1 жидкого стекла и концентрации C_2 сульфата алюминия AS-1 при времени гелеобразования 2 часа (а) и 3 суток (б) [120,121].

Из графика видно, что при времени гелеобразования 2 часа и принятых значениях факторов вязкость геля находится в диапазоне 1,2-2,9 Па·с, а плотность – в пределах 1080 – 1109 кг/м³. Эти значения вязкости геля обеспечивает транспортировать его с устья до забоя скважины с наименьшими сопротивлениями движению. С увеличением времени гелеобразования вязкость существенно увеличивается и при 2 суток вязкость геля в зависимости от принятых факторов достигает диапазона 3,4 – 6,7 Па·с [120,121].

Указанные значения вязкости образованного геля намного больше чем, значения вязкости нефти на месторождениях. Поэтому предложенная

гелеобразующая композиция обеспечивает надежную водоизоляционную зону ниже нефтяного пласта и предотвращает приток подошвенной пластовой воды к забоям скважин. Представляется возможным управлять скоростью образования гидрогеля изменением концентраций, составляющих композиции. По графику 3.14 можно определять оптимальное соотношение химических реагентов в зависимости от пластовой температуры объекта, на котором планируется проведение работ по ограничению водопритока.

Разработанный новый гелеобразующий состав представляет собой водный раствор жидкого стекла, который структурируется добавлением в него в расчетном количестве сшивателя сульфата алюминия (СА) в виде водного раствора. После приготовления данный раствор представляет собой однородную маловязкую жидкость (вязкость которой приближенно к вязкости воды), вязкость которой после начала времени гелеобразования интенсивно увеличивается и превращается в гель в полном объеме.

3.3 Анализ результатов экспериментальных исследований

На основании фиксированных значений давлений на входе $P_{вх}$, объемного расхода и соответствующий ему перепад давлений ΔP по формуле Дарси определялись проницаемости пористой среды до и после закачки ГОС. Степень изоляции определялась как отношение проницаемостей при фильтрации воды через образец до и после изоляции гелем. В таблицах 3.8, 3.9 и на рисунке 3.16 представлены результаты экспериментальных исследований, проведенных на насыпной модели, состоящая из речного песка диаметром 2мм (гидрофильный), проницаемостью 40 D. Закачанный объем гелеобразующего состава был с рецептурой из соотношения ЖС:СА (8% :2% масс) при постоянной температуре 80⁰С.

Таблица 3.9 – Данные значений давлении при закачке ГОС [121].

Параметры	1	2	3	4	5	6	7	8
T, с	0	5	10	20	25	30	35	40
$P_{вх}$, МПа	0.1	0.1	0.11	0.12	0.13	0.13	0.12	0.12
$P_{вых}$, МПа	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1

Таблица 3.10 – Результаты значений давлении при проведении эксперимента

T, с	$P_{вх}$, МПа	$P_{вых}$, МПа	ΔP , МПа	ΔL , м	$\Delta P / \Delta L$, МПа/м
0	0.1	0.1	0	0.4	0
5	0.14	0.1	0.04	0.4	0.1
10	0.18	0.1	0.08	0.4	0.2
15	0.22	0.1	0.12	0.4	0.3
20	0.26	0.1	0.17	0.4	0.425
25	0.32	0.1	0.22	0.4	0.55
30	0.35	0.1	0.25	0.4	0.625
35	0.2	0.1	0.1	0.4	0.25
40	0.12	0.1	0.02	0.4	0.05

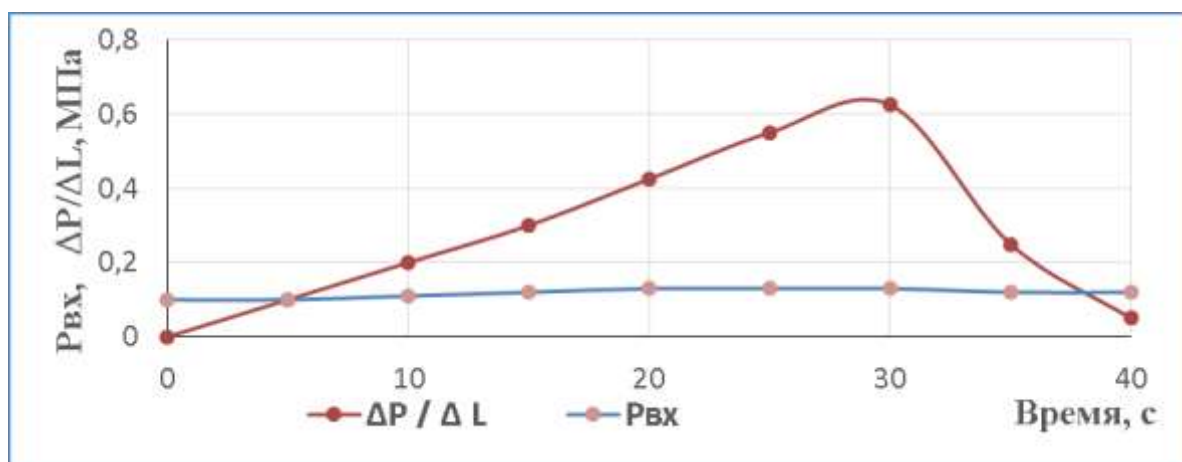
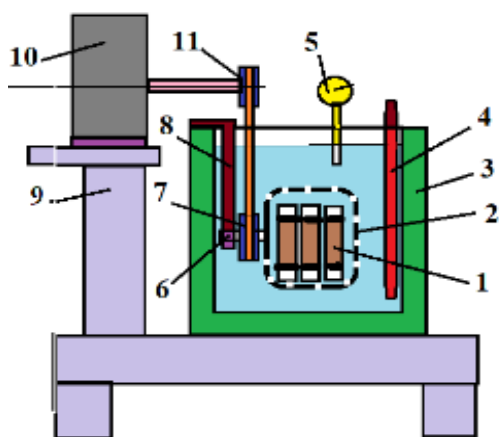


Рисунок 3.16 – График зависимости градиентов давления от времени [121].

Проведенные фильтрационные исследования свидетельствуют о высокой фильтруемости водоизолирующей способности данной композиции в пористой среде. Установлено, что максимальный градиент давления сдвига гелевого экрана составляет 0,625 МПа/м при начальной проницаемости насыпной модели $k=40D$. Проницаемость после создания гелевого барьера прямой закачкой воды составила $k=0,928D$, которая определялась через 2 суток после закачки гелеобразующего состава. Коэффициент изоляции будет $k_{изол} = \frac{k_{до} - k_{после}}{k_{до}} = \frac{40 - 0,928}{40} = 0,76$. Начальная проницаемость снижается в 43 раз.

Однако, для создания более прочного водонепроницаемого барьера после закачки ГОС следует закачать микроцементный раствор. Для закачки в водоносный пласт микроцементного раствора после гелеобразующей композиции на основе жидкого стекла можно использовать существующую технологию подготовки цементного раствора и цементирования скважин. В качестве основного тампонажного материала в рабочей жидкости принимают микроцемент на основе обычного портландцемента М-400. Меньшие размеры частиц цемента получают созданием разряжения в рабочей камере мельницы при измельчении цементного сырья и осаждением выделенных микроразмерных частиц цемента в циклонном отделителе и фильтрах.

Портландцемент предварительно просеян через сито с размером отверстий 0,7 мм. Частицы, которые проходил через сита с размерами меньше 700 мкм использован для подготовки тампонажного раствора. Микроцемент позволяет в 5-10 раз увеличивать прочность водоизолирующего экрана и способствует глубокому проникновению раствора пустоты между цементным камнем и обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, а также в водоносный пласт. Для проведения опытов по цементным растворам изготовлена специальная экспериментальная установка, схема которой показана на рисунке 3.18.



1 – балончик; 2 – сетчатая камера; 3 – термостат; 4 – электронагреватель; 5 – термометр; 6 – вал; 7 – ведомый шкив; 8 – стойка; 9 – рама; 10 – привод; 11 – ведущий шкив

Рисунок 3.18 – Схема и общий вид экспериментальной установки для изучения процессов гелеобразования реагентов и гидратации тампонажных материалов

Раствор готовился в специальных пластмассовых цилиндрических баллончиках 1 емкостью 50 мл, имеющих с двух сторон плотные цилиндрические крышки с резиновыми уплотнениями. Баллончики с готовыми цементными растворами помещаются в специальную сетчатую камеру 2 внутри термостата 3 с теплоизолированным корпусом.

Термостат заполнен водой, которая нагревается двумя электронагревателями 4. С помощью термометра 5 измеряли температуру, которую все время поддерживали в пределах 80 – 85°C, близких к пластовым условиям. Необходимая температура воды создается изменением напряжения электрического тока, подводимого к электронагревателям с помощью латора (трансформатора). В нижней части термостата находится спускной кран.

Сетчатая камера с баллончиками имеет возможность вращаться вокруг своей центральной оси и установлена консольно на валу 6 с подшипником (опорой) и ведомым шкивом 7 ременной передачи. Корпус подшипника прикреплен через стойку 8 к корпусу термостата. Термостат расположен на площадке рамы 9. На верхней части рамы установлен привод 10, состоящей из двухступенчатого редуктора и трех фазного электродвигателя. К выходному концу тихоходного вала прикреплен ведущий шкив 11 ременной передачи, который через гибкий ремень передает вращательное движение к ведомому шкиву 7. Благодаря вращательному движению сетчатой камеры по вертикальной плоскости микроцементный раствор в баллончиках перемешивается и в течение двух часов находится в подвижном состоянии внутри жидкости при температуре 80–85°C. Такое состояние цементного раствора имитирует процесс движения его от устья до забоя скважины внутри насосно-компрессорной трубы.

На основании обзора при совместной работе [122] в качестве основы расширяющей добавки нами выбран компонент «РК-А1», реакция гидратации которого контролируется вводом добавок жидкого стекла. Кроме того, проходит еще одна реакция, между жидким стеклом и компонентами, находящейся в микроцементе с образованием силиката. С целью замедления протекания реакции взаимодействия расширяющегося компонента с водой был проведен обзор реагентов и химических веществ, способных выступить в роли ингибиторов. Растворимое жидкое стекло (натриевое) сильно ускоряет процессы твердения цементного раствора. Из неё видно, что оно (растворимое стекло) не имеет постоянного состава, и соотношение между отдельными составными частями может меняться. С целью замедления протекания реакции цементирования был принят замедлитель реакции компонент «ЗК-А1».

При этом можно использовать наши нижеследующие рекомендации [122] по выбору состава цементного раствора: по массе сухого вещества – портландмикроцемента 95 % с расширяющейся добавкой оксида кальция 5 % и по массе жидкости - воды 66 %, жидкого стекла 25 % и замедлителя GL-1 реакции 9%. При этом соотношение масс сухого вещества и жидкости составляет 53: 47 %. В таблице 3.11 приведены наименование и процентные содержания реагентов: микроцемента $c_{мц}$ (%) и расширяющегося компонента РК-А1 $c_{рк}$ (%) в сухом веществе по массе, а также жидкого стекла $c_{жс}$ (%), замедлителя реакции $c_{зк}$ (%) в жидкости по объему и соотношение масс сухого вещества и жидкости в долях ($m_{сх} + m_{ж} = 18 \text{ мг} + 36...52 \text{ мл}$).

Таблица 3.11 – Рецептура базового состава тампонажного материала

Наименование реагента	Количество добавок	Назначение реагента
Портландцемент 400 $c_{мц}$, %	95 - 70	Вязущее
Компонент «РК-А1» $c_{рк}$, %	5 - 30	Расширяющийся
Жидкое стекло $c_{жс}$, %	30 - 26	Замедлитель реакции
Компонент «ЗК-А1» $c_{зк}$, %	30 - 26	Замедлитель реакции
Вода $c_{в}$, %	40 - 48	Жидкость затворения

Вначале сухие и жидкие компоненты смешивались отдельно, а затем их смешивали в пластмассовых баллончиках объемом 50 мл, которые были прикреплены к стойкам. Процесс гелеобразования вышеуказанными составами проводились в баллончиках, помещенных в водяную ванну с температурой 80°C, близкой к пластовым условиям. Качество данного цементного раствора оценивалось по текучести через 2-3 часа после его приготовления и прочности под давлением 1,9÷3,9 кПа, а также по усадке цементного камня. На рис. 3.19 представлен график зависимости текучести микроцементного раствора по деформации Δh (%) вертикального слоя образца длиной 74 мм под собственной силой тяжести от объема жидкости $V_{ж}$

(мл) при соотношениях воды, жидкого стекла и замедлителя реакции: $c_{\text{в}} + c_{\text{жс}} + c_{\text{зр}} = 40 \% + 30 \% + 30 \%$ [122].

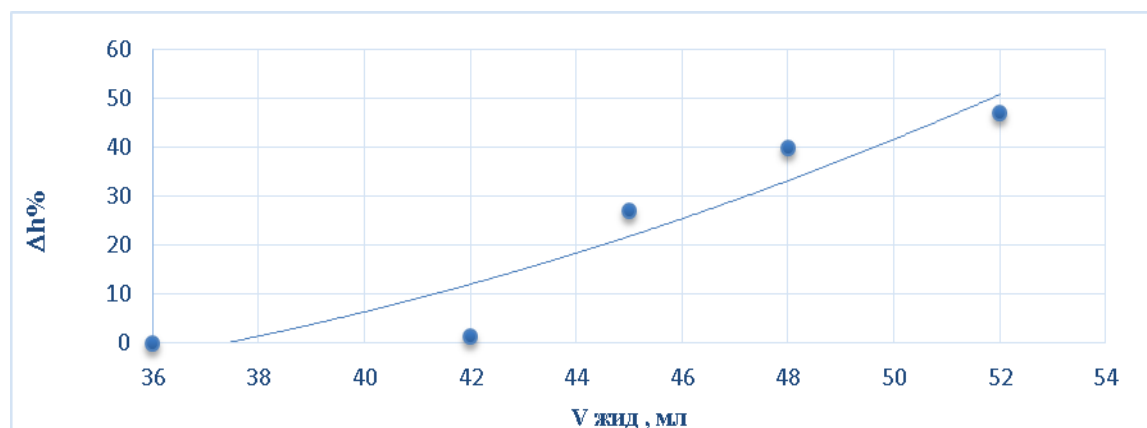


Рисунок 3.19 – График зависимости текучести микроцементного раствора от объема жидкости

По данной рецептуре приготовленный раствор обладает высокой тампонирующей способностью, проникая в водоносный пласт. Кроме того, расширяющий компонент РК-A1 в составе раствора позволяет предотвращать большую усадку. Закачка данного раствора после создания гелеобразующего экрана в водоносном пласте, позволит надежно закрыть пути продвижения подошвенной воды к добывающей скважине.

3.4 Численное моделирование

Для построения модели неоднородного пласта и оценки эффекта от предлагаемой технологии водоизоляции был применен Канадский (Калгария) гидродинамический симулятор CMG (computer modeling program). Моделирование на CMG позволило разработать кривые формирования конуса подошвенной воды в скважине и произвести сравнительный анализ технологий водоизоляции по двум вариантам. Геологические данные пласта (проницаемость, мощность продуктивного пласта) и свойства пластовой воды, используемые в модели (рисунок 3.20) принадлежат месторождений Кумколь.

Для моделирования формирования конусообразования подошвенной воды применялась программная модуль STARS™ [123].

На основе физических свойств резервуара и флюидов (табл.3.12) выполнено моделирование процесса формирования конуса подошвенной воды в эксплуатационной скважине. Количество ячеек в X направлении - 25, в Y направлении – 25, и в Z направлении 28 [124,125].

Начало операционного периода 01/01/2016. Расчетное время работы до 01.01.2020 г (4 года). Модель конусообразования воды на текущий год и предполагаемый период показаны на рисунках 3.22-3.24.

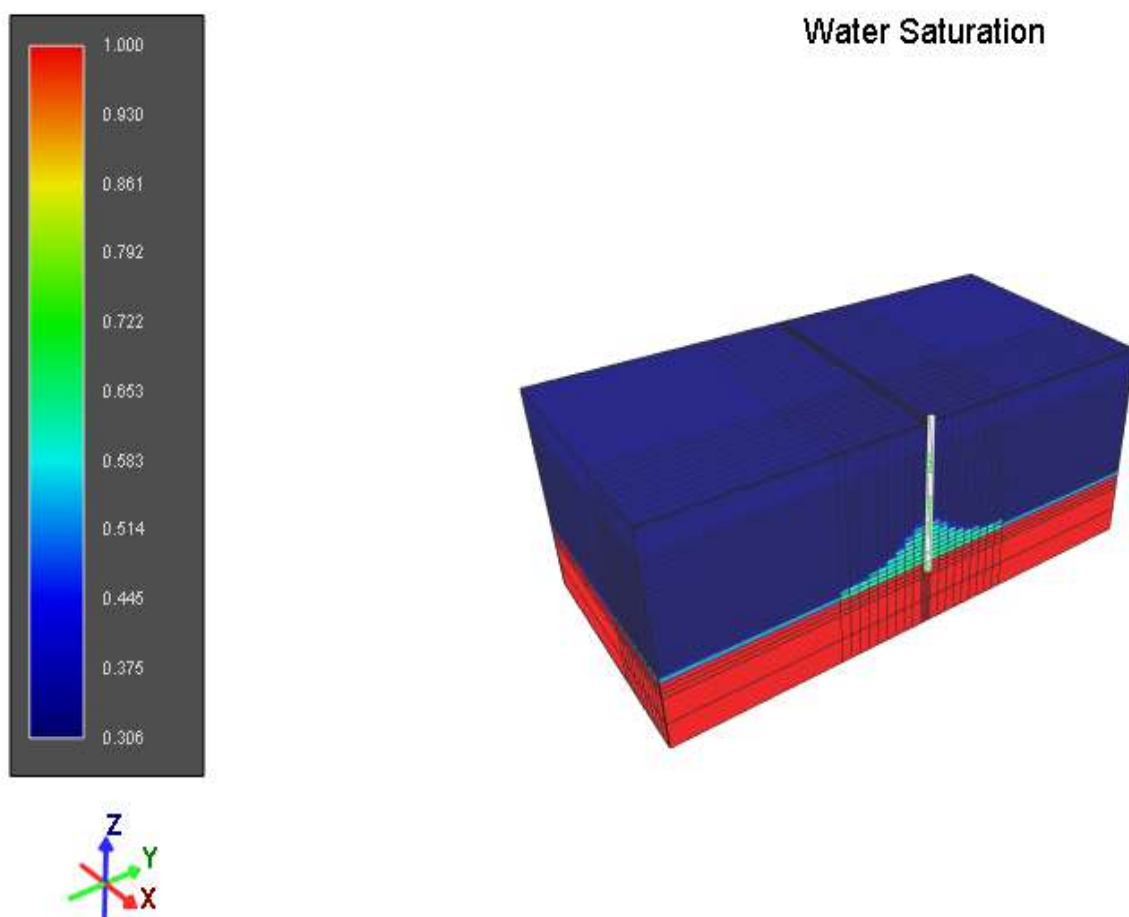


Рисунок 3. 20 – Модель пласта

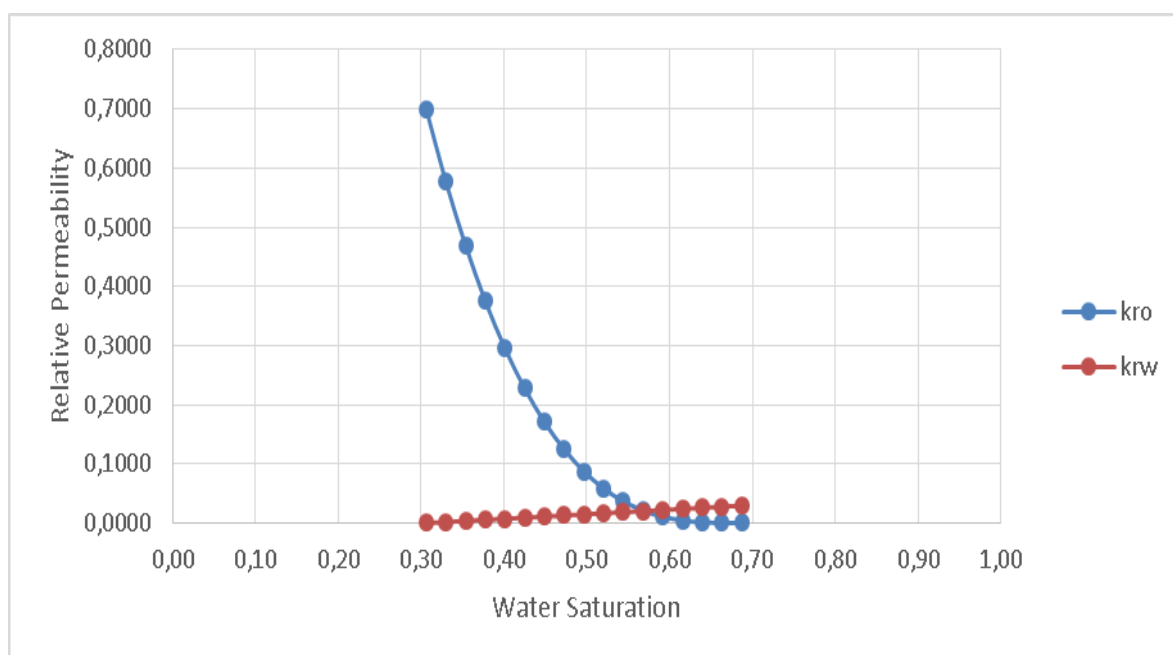


Рисунок 3.21 – Кривые относительных фазовых проницаемостей

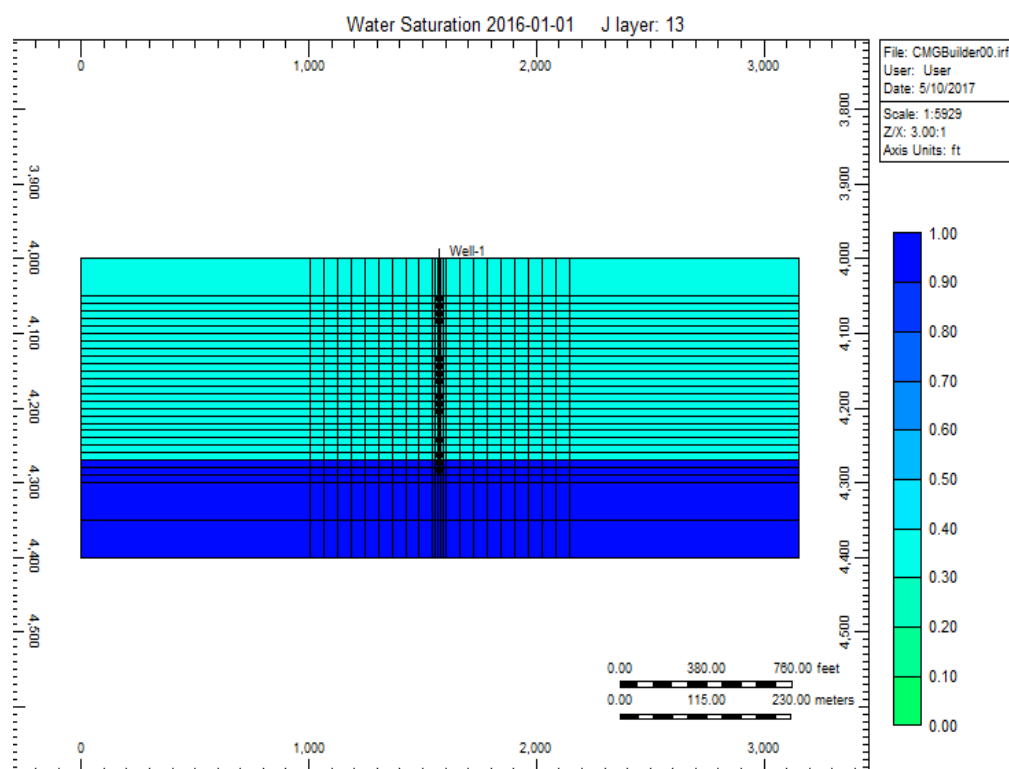


Рисунок 3.22 – Модель формирования конуса подошвенной воды в начале процесса добычи[124,125].

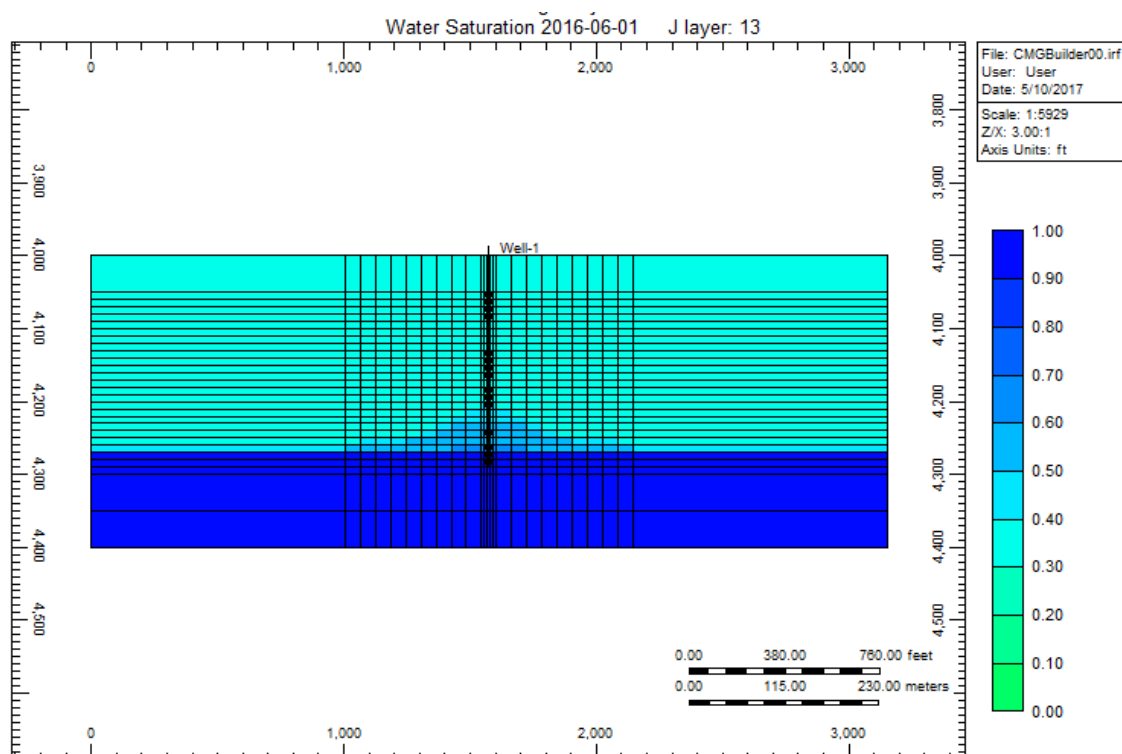


Рисунок 3.23 – Модель формирования конуса через 6 месяцев [124,125].

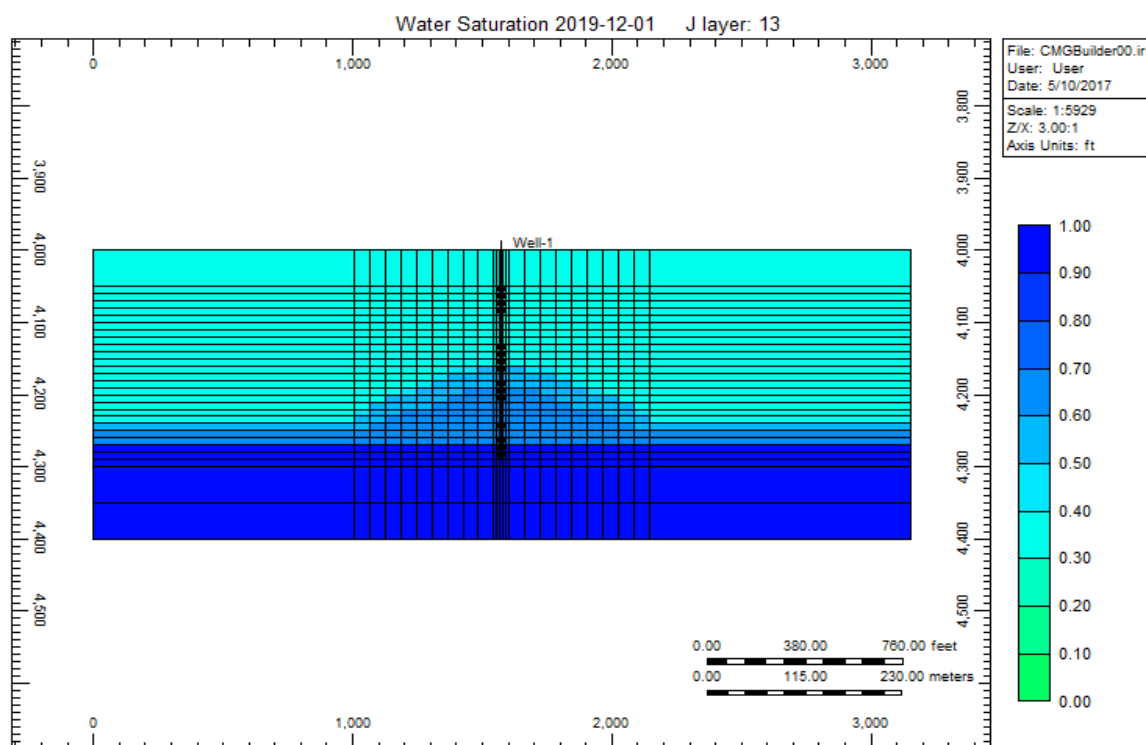


Рисунок 3.24 – Модель формирования конуса через 4 года [124-126].

Если данную скважину в которой имеется конусообразование подошвенной воды оставить без проведения геолого-технических мероприятий (не проводить РИР), то обводнение продукции скважины будет только лишь увеличиваться (рис.3.24).

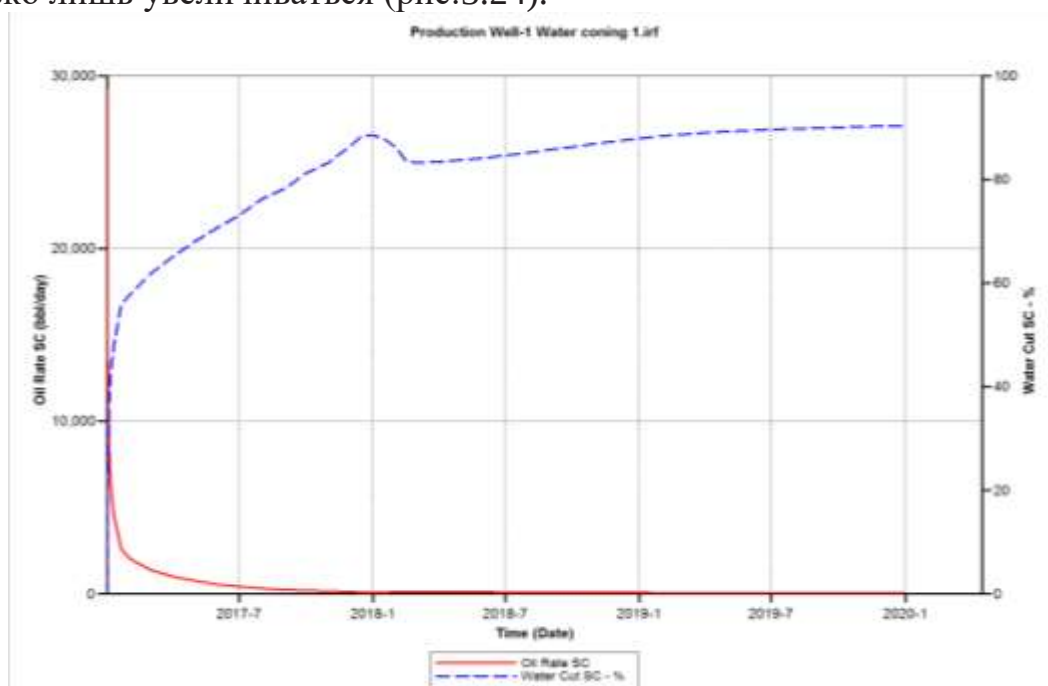


Рисунок 3.25 – График обводненности скважины при конусообразовании воды. [126].

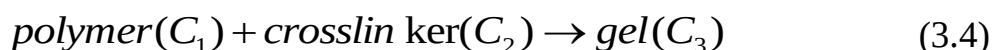
По данным из таблицы 3.12 для сравнения результатов была построена модель двух технологии водоизоляции закачки в скважину. В первой

технологии – в скважину закачивают предварительно азот, затем раствор жидкого стекла. При второй - закачка раствора жидкого стекла без предварительной закачки азота. Для проведения технологии водоизоляции, для создания водоизолирующего экрана закачку растворов производят в заранее произведенную перфорацию ниже линий водонефтяного контакта [126].

Таблица 3.12 – Физические свойства резервуара и флюидов, применяемая для симуляции

Свойства резервуара		Свойства флюидов	
Размеры резервуара, футы:		Вязкости жидкости, μ , сР, мПа * с:	
Длина, L	500	Вода (μ_w)	1
Ширина, W	40	Na -силикат (μ_o)	61
Толщина, H	90	Азот	$8760 \cdot 10^{-6}$
Определение сетки		Плотность жидкости, ρ , lbm / ft ³	
NX	25	Вода (ρ_w)	62,4
NY	25	Na –силикат (ρ_o)	0.062
NZ	28	Раствор Na-силиката solution	70
Пористость	0.25	Азот	0.078
Начальное давление, P, psi	1250	Остаточная насыщенность	
Начальная температура, T, F	104	s_{wc}	0.25

Для моделирования обработки пласта гелем с помощью численных симуляторов гель получают в соответствии со следующей простой реакцией:



где C_i представляют собой массовые концентрации реагентов в водной фазе (Скотт и др., 1987). Кинетика реакции силикатного геля происходит за счет полимеризации; таким образом, не происходит сшивания полимера сшивающим агентом. Однако концепция формирования геля с использованием численного моделирования по-прежнему следует формуле (3.4); компоненты реагента реагируют вместе с образованием геля. Перед закачкой силиката натрия и кислоты их концентрации и количество геля во всех решетках устанавливаются равными нулю. По мере закачки силиката натрия и кислоты их концентрация будет постепенно увеличиваться в каждой сети, и более высокая концентрация существует в сетях выше по потоку.

В CMG-STARs стехиометрические коэффициенты реагентов и продукта должны быть в равновесии по массе:

$$\sum_i (\omega_{1,i})(MW_i) = \sum_j (\omega_{2,j})(MW_j) \quad (3.5)$$

где MW_i и MW_j представляют собой молекулярную массу реагентов и продукта соответственно (кг / гмоль).

Моделирование геля в симуляторе STARS зависит от взаимодействия по крайней мере двух химических компонентов вводимого гелеобразователя, которые должны взаимодействовать вместе с образованием геля. Затем полученный гель адсорбируется /удерживается в пласте (Техническое руководство CMG-STARS 2015). Кинетика реакции в симуляторе STARS определяется по формуле:

$$r_k = k \prod_{i=1}^{n_c} C_i^{e_k} \quad (3.6)$$

$$k = r_{rk} \cdot e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (3.7)$$

Подставляя уравнение (3.4) в уравнение (3.3) получаем:

$$r_k = r_{rk} \cdot e^{-\left(\frac{E_a}{RT}\right)} \cdot \prod_{i=1}^{n_c} C_i^{e_k} \quad (3.8)$$

где k - постоянная скорости, 1/мин; C_i - концентрация реагента i , кг/см³; e_k - порядок реакции для i -го компонента, безразмерный; n_c - общее количество компонентов реагента; r_{rk} - коэффициент частоты реакции (должен быть неотрицательным), 1/мин; E_a - энергия активации, Дж /г · моль или БТЕ/ фунт·моль; R - молярная газовая постоянная, 8,3145 Дж /°К · моль; T - температура, ° К.

Далее относительная проницаемость, адсорбция силиката и увеличение вязкости силиката натрия из-за гелеобразования были включены в метод моделирования.

Закачка азота и силиката натрия

- Сценарий закачки силиката

Расчетный объем силикатного раствора: 569 баррелей (90,46 м³) (срок: 6 месяцев)

Сценарий нагнетания: постоянное давление нагнетания при 1500 фунтов на кв. дюйм (psi) (10,3 МПа)

- Сценарий «Азот + силикат»

Расчетный объем азота: 60 миллион кубических футов в сутки =2,83 м³/сут (период: 3 месяца).

Силикат: 51 баррелей (8,1 м³) (срок: 3 месяца).

Сценарий нагнетания: постоянное давление нагнетания 1500 фунтов на кв. дюйм (psi) (10,3 МПа).

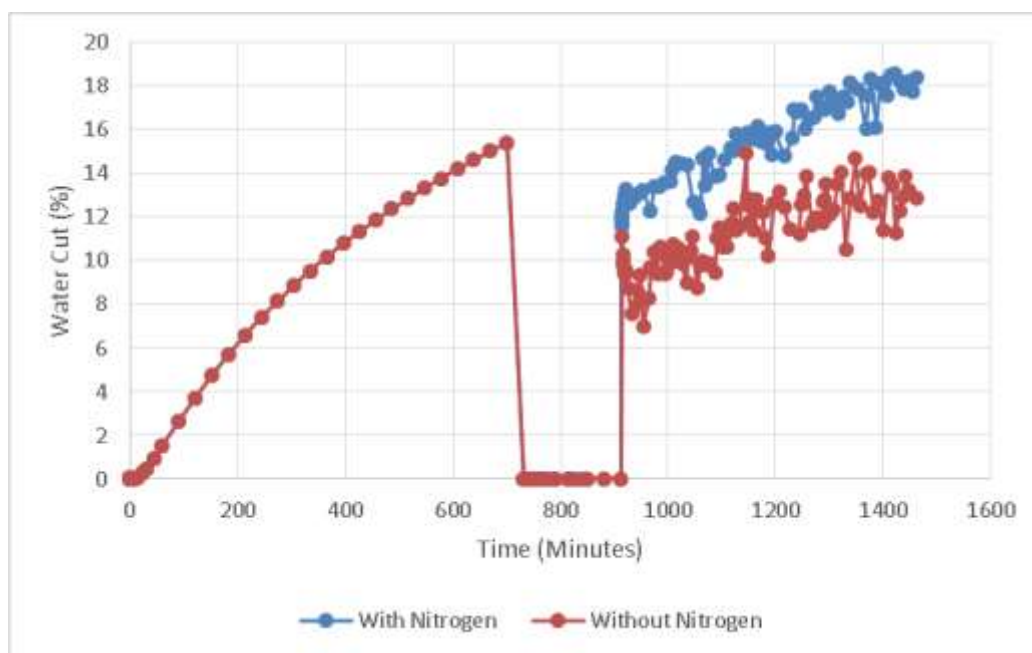


Рисунок 3.26 – Разница значений обводненности скважины по проведенным двум технологиям (красная линия- без предварительной закачки азота, синяя линия –с закачкой азота) [126].

Симуляционные результаты показывают, что технология закачки раствора жидкого стекла без предварительной закачки азота намного эффективнее. Из графика 3.26 видно, что обводненность скважины по технологии без предварительной закачки азота составляет 13%, в то время как с закачкой азота составила 18% (разница на 5%).

Учитывая действительно установленную возможность эффективного использования силикагеля, следует рекомендовать относительную дешевизну и работоспособность работы на скважине с этим материалом для нефтяных скважин для дальнейших более подробных исследований, чтобы адаптироваться к решению задач водоизоляции [126].

3.5 Выводы по разделу 3

1. Разработан и исследован в лабораторных условиях эффективный гелеобразующий состав на основе силиката натрия сшивателем которого выбран сульфат алюминия. Технологические, реологические и структурно-механические характеристики этих составов удовлетворяют температурным условиям многих месторождений Казахстана. Можно оперативно определить концентрацию реагентов в зависимости от конкретных геологических условий месторождения.

2. Установлен линейный характер зависимости времени гелеобразования от температуры – с увеличением температуры гель образуется быстрее, поэтому определения времени гелеобразования были проведены лабораторные опыты по температурах ближе к пластовым.

3. В результате лабораторных экспериментов определены оптимальные концентрации исходных компонентов ВИС: жидкого стекла 8-9 % масс.; для сульфата алюминия концентрация 2% масс.

Оптимальный состав микроцементного раствора в сухом веществе - микроцемента марки 400 $c_{\text{мц}} = 80 - 70\%$, - расширяющегося компонента $c_{\text{рк}} = 20 - 30\%$ соответственно; в жидкости - воды $c_{\text{в}} = 45 - 48 \%$, жидкого стекла $c_{\text{жс}} = 26 - 28 \%$ и - замедлителя реакции $c_{\text{зр}} = 26 - 28 \%$. Именно при данном составе обеспечивается отсутствие усадки раствора после затвердения, текучесть при закачке через НКТ за колонну и прочность цементного камня.

4. Установлено, что экспериментально определенные значения вязкости геля в диапазоне 1,2-2,9 Па·с и плотность – в пределах 1080 – 1109 кг/м³ при времени гелеобразования 2 часа обеспечивают транспортированию его с устья до забоя скважины с наименьшими сопротивлениями движению.

5. Проведенные фильтрационные исследования свидетельствуют о высокой фильтруемости и водоизолирующей способности данной композиции в пористой среде. Установлено, что максимальный градиент давления сдвига гелевого экрана составляет 0,625 МПа/м при начальной проницаемости насыпной модели $k=40D$. Проницаемость после создания гелевого барьера прямой закачкой воды составила $k= 0,928D$, которая определялась через 2 сутки после закачки гелеобразующего состава.

Коэффициент изоляции будет $k_{\text{изол}} = \frac{k_{\text{до}} - k_{\text{после}}}{k_{\text{до}}} = \frac{40 - 0,928}{40} = 0.76$ и это, указывает что изоляция произошла на 76%.

6. Результаты численного моделирования на программе CMG показывают, что при сравнении двух технологии закачка раствора жидкого стекла решает проблему снижения обводненности.

4 РАЗРАБОТКА НАУЧНОЙ РЕКОМЕНДАЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

4.1 Расчет объема закачиваемой композиции в добывающую скважину

По известным группам причин водопритока в скважин одной из наиболее сложной является водоприток через перфорационные отверстия, который по одной из причин происходит за счет подтягивания конуса подошвенной воды в призабойной зоне. В таких случаях в основном изоляционные работы проводят методом тампонирувания изоляционного материала под давлением.

В разработанной нами технологий водоизоляции забоя нефтяных скважин с применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента предлагается создавать водонепроницаемый барьер в водоносном пласте для ликвидации гидравлической связи водоносного пласта и ствола скважины. Этот гелевый экран с последующей закачкой разработанного раствора микроцемента должен обладать достаточной прочностью, не допускать прорыва подошвенной воды в процессе освоения и запуска скважины.

Известно, что необходимый радиус гелевого экрана для успешного вызова притока после проведения РИР с сохранением целостности этого экрана определяется по формуле:

$$R_{\text{э}} = \frac{(\text{grad}P_{\text{max}})_{\text{г.э}}}{\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{max}}} \quad (4.1)$$

$R_{\text{э}}$ – радиус создаваемого гелевого экрана, м;

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{max}} = 0.63 \text{ МПа/м}$ – максимальный градиент сдвига гелевого экрана,

МПа/м.

$\text{grad}P_{\text{max}}$ – максимальная репрессия на пласт, МПа;

Далее после определения радиуса экрана рассчитывают минимальный объем композиции, необходимый для формирования гелевого экрана, по формуле:

$$V_{\text{min}} = \pi(R_{\text{э}} - R_c)^2 \cdot h_{n.m} \cdot m \quad (4.2)$$

V_{min} – минимальный объем композиции;

$R_{\text{э}}$ – минимальный радиус гелевого экрана;

R_c – радиус скважины;

$h_{\text{вск}}$ – длина перфорированной трубы в водоносном пласте;

m – средневзвешенная пористость пласта.

Рассмотрим несколько вариантов длины перфорированной трубы в водоносном пласте и соответственно рассчитаем объем закачиваемой композиции. Для расчетов принимаем следующие исходные данные:

$h_{\text{сск}} = 1 \text{ м}; 3 \text{ м}; 5 \text{ м}; 8 \text{ м}.$

$m = 0,24; 0,3.$

$dP_{\text{max}} = 3 \text{ МПа}; 6 \text{ МПа}; 10 \text{ МПа}; 15 \text{ МПа}.$

Максимальный градиент давления сдвига гелевого экрана в пористой среде определено экспериментально на установке (рис 3.6 в разделе 3) и составляет 0,63 МПа/м при начальной проницаемости $k = 40D$.

Примеры модельных расчетов радиуса гелевого экрана и объема закачек ГОС приведены в таблице 4.1 и график зависимостей на рисунке 4.1-4.2

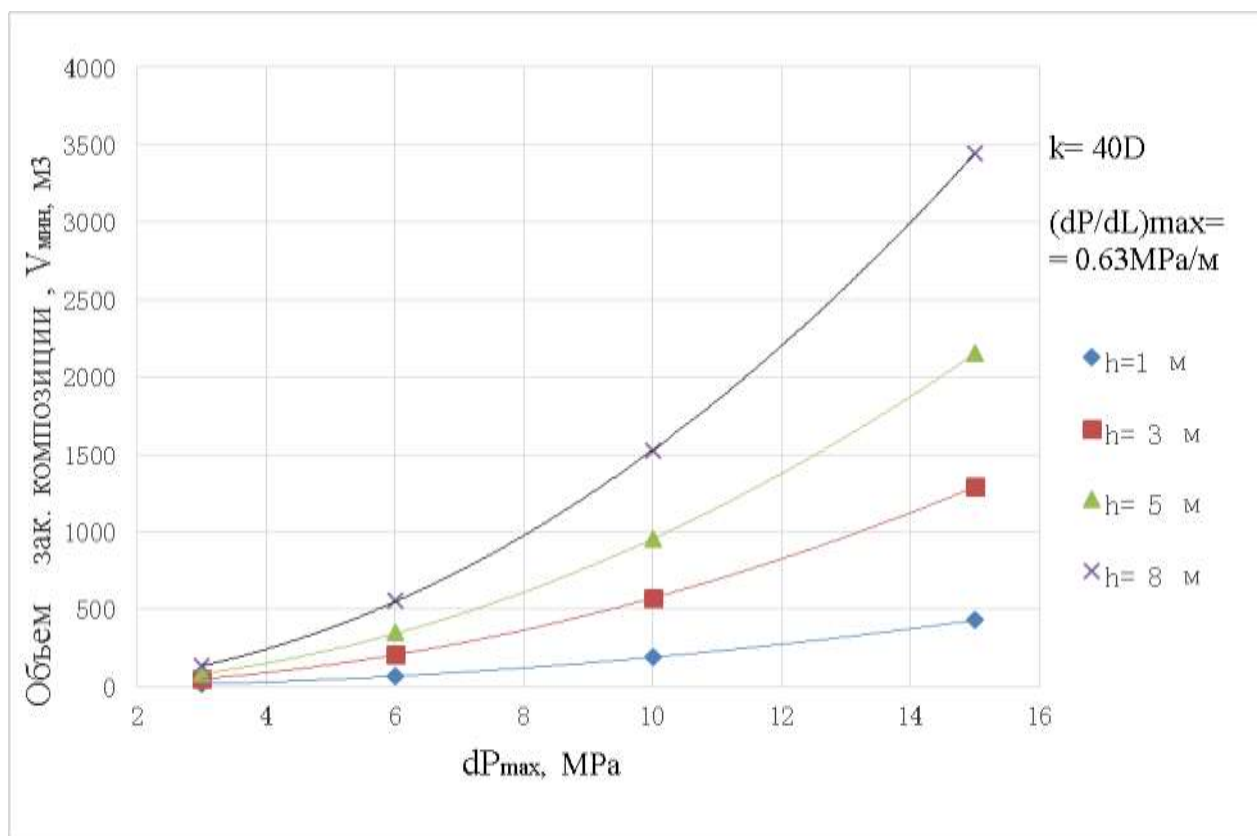


Рисунок 4.1– График зависимости объема закачиваемой композиций от максимальной репрессии на пласт

Таблица 4.1– Примеры модельных расчетов радиуса гелевого экрана и объема закачек ГОС

Параметры	Примеры модели скважин															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
m, д.ед	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
h , м	1	1	1	1	3	3	3	3	5	5	5	5	8	8	8	8
R _{скв} , м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
R _{экр} , м	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24
dP _{max} , МПа	3	6	10	15	3	6	10	15	3	6	10	15	3	6	10	15
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\max}$, МПа/м	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
V _{гор} , М ³	17	69	190	430	50	208	572	1291	83	347	953	2152	133	556	1524	3444
Параметры	Примеры модели скважин															
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
m, д.ед	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
h , м	1	1	1	1	3	3	3	3	5	5	5	5	8	8	8	8
R _{скв} , м	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
R _{экр} , м	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24	4,8	9,7	16	24
dP _{max} , МПа	3	6	10	15	3	6	10	15	3	6	10	15	3	6	10	15
$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\max}$, МПа/м	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
V _{гор} , М ³	21	87	238	538	62	260	714	1614	104	434	1191	2690	166	695	1905	4305

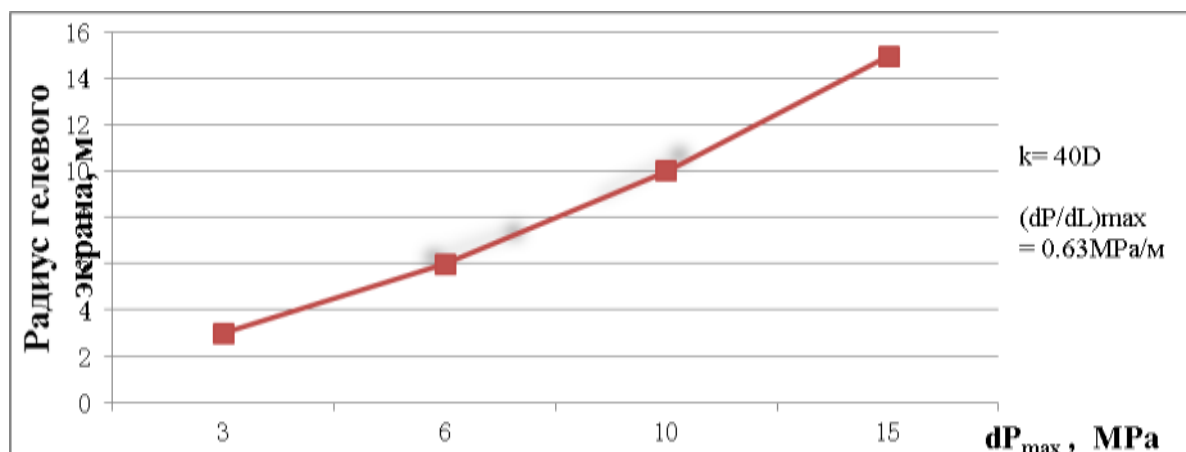


Рисунок 4.2 – График зависимости радиуса гелевого экрана от максимальной репрессии на пласт

Перед закачкой водного раствора силиката натрия рекомендуется закачивать буферную оторочку. Объем закачиваемой пресной воды в качестве буферной следует брать равным 0,5-1 объемов закачки ГОС.

4.2 Экономическая эффективность результатов научных исследований

В данной главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения водоизоляционных работ (ВИР) на примере одной добывающей скважины.

Создание водоизолирующих зон для забоев добывающих скважин несомненно повышает производительность скважины и увеличивает прибыль при добыче нефти за счет снижения обводнённой добываемой нефти. Проведение этого метода позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти малорентабельна.

С использованием данных из раздела 2 приведенных в таблице 4.2 параметров и показателей пласта произведем расчет определения экономической эффективности проведения мероприятия на добывающей скважине с двумя вариантами: 1) базовый, без обработки (индекс 1); 2) рекомендуемый вариант, с проведением ОВП (индекс 2).

Из таблицы 5.1 видно, что появление конуса обводнения высотой 5 м в призабойной зоне пласта существенно увеличивает добычу пластовой воды до 52,1 м³/сутки и снижает объем добычи нефти с 20,5 м³/сутки до 18,2 м³/сутки. Если высота конуса обводнения 5 м составляет 11,1% от общей высоты нефтяного пласта 45 м, то объем добычи пластовой воды составляет 77,1% от общего объема добываемой жидкости 70,3 м³/сутки. Это говорит о том, незначительная высота конуса обводнения из-за высокой проницаемости пласта по воде и низкой вязкости пластовой воды может привести высокой обводненности добывающих скважин.

Таблица 4.2– Основные параметры и показатели добычи нефти и воды

Обоз н.	Параметры и показатели пласта	Колич.	Един. изм.
h_1	Высота перфорированной части эксплуатационной колонны, через которую поступает нефть	40	м
h_w	Высота перфорированной части эксплуатационной колонны, через которую поступает вода	5	м
h	Высота нефтенасыщенного пласта	45	м
k	Проницаемость пласта для нефти	280	mD
k_w	Проницаемость пласта для воды	320	mD
$p - p_0$	Перепад давления	3200	psi
μ	Вязкость нефти	20	ср
μ_w	Вязкость воды	1,04	ср
D	Диаметр эксплуатационной колонны	273	мм
R	Радиус контура питания	200	м
q_1	дебит нефти при конусе обводнения	18,2	м ³ /сут
q_w	дебит воды при конусе обводнения	0-52,1	м ³ /сут
q_o	дебит нефти после создания водоизолирующей зоны ниже забоя скважины.	20,5	м ³ /сут

Определим годовую добычу Q нефти для базового и рекомендуемого вариантов:

$$Q_1 = q \cdot 365 \cdot K_3 \quad (4.3)$$

где q – среднесуточная добыча нефти, м³/сут; K_3 – коэффициент эксплуатации.

При этом определим дополнительную добычу нефти ΔQ из разности между выше описанными вариантами:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1 \quad (4.4)$$

Выручка от реализации продукции за год (B_p) находится как произведение годовой добычи Q на цену реализации 1 тонны нефти. Для обоих вариантов формула будет одинаковой:

$$B_p = Q \cdot Ц \quad (4.5)$$

где Q - годовая добыча нефти, т; $Ц$ - цена реализации 1 т нефти, тыс. тг.;

С полученной величины взимается налог на добавленную стоимость (НДС). Ставки налога от величины выручки на добычу углеводородов выбраны исходя из существующих на месторождении, а также руководствуясь Кодексом Республики Казахстан от 25.12.2017 N 120-VI ЗРК «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» [127].

Важным аспектом являются затраты на проведение мероприятия Z_M , где учитываются все элементы затрат на добычу нефти (P_{Σ}): затраты на электроэнергию; топливные расходы; вспомогательные материалы; фонд оплаты труда (ФОТ); единый социальный налог; налог на добычу.

Затраты определяются для каждого варианта и, соответственно обозначаются $P_{\Sigma 1}$ и $P_{\Sigma 2}$. Для рекомендуемого варианта помимо годовых эксплуатационных расходов в затратах на мероприятие Z_{M2} учитывается стоимость работ бригады КРС (C_{KPC}), стоимость работы агрегата ЦА – 320 ($C_{ЦА}$) и стоимость материалов для водоизоляционных работ (C_M) (таблицы 4.3, 4.4).

Таблица 4.3 – Материальные затраты на проведение РИР на одной скважине

Материалы и ресурсы	Стоимость за ед.	Стоимость за одну скважино-операцию, тг
Жидкое стекло	440 тг/л	31 680
Сульфат алюминия	500тг/кг	3500
Микроцемент	1800 тг/кг	12600
Оксид кальция	50 тг/кг	450
Глицерин	870 тг/кг	13700
ГСМ для насоса	3500 тг/л	175000
Итого	-	238 400

При проведении ВИР текущие затраты Z_{M2} будут рассчитываться по формуле:

$$Z_{M2} = P_{\Sigma 2} + P_{M2} \quad (4.6)$$

где P_{M2} - расходы на проведение мероприятия:

Далее определяем себестоимость продукции, которая представляет собой затраты на производство и реализацию продукции и услуг, выраженное в денежной форме.

Для базового варианта себестоимость C_1 определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{P_{\Sigma 1}}{Q_1} \quad (4.7)$$

Для рекомендуемого варианта себестоимость C_2 находится по формуле:

$$C_2 = \frac{Z_{M2}}{Q_2} \quad (4.8)$$

Необходимое условие производственно-хозяйственной деятельности каждого предприятия (компании) - это превышение доходов от реализации произведенной им продукции над расходами по производству и сбыту этой продукции. Превышение доходов предприятия над его расходами представляет сумму прибыли. Сумма общей налогооблагаемой прибыли

предприятия рассчитывается из разности выручки от реализации и затрат на производство продукции (в первом случае это $P_{Э1}$, во втором – $Z_{М2}$).

Из оставшейся суммы прибыли в первую очередь вносят в государственный бюджет обязательные платежи – налог на прибыль ($H_{П}$), рассчитанный по утвержденной ставке.

Чистая прибыль $П_{ч}$ или прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия после уплаты налогов, рассчитывается из разности общей налогооблагаемой прибыли и налога на прибыль.

Дополнительный прирост чистой прибыли $\Delta П_{ч}$ находится как разница между чистой прибылью в результате проведения ВИР и базового варианта.

Показателем эффективности ВИР также является удельный прирост чистой прибыли $\Delta P_{уд}$, который является отношением дополнительной чистой прибыли к величине дополнительной добычи нефти и вычисляется по формуле:

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P}{\Delta Q} \quad (4.9)$$

Основные показатели для расчета экономической эффективности от ВИР показаны в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Основные показатели для расчета экономической эффективности

Наименование	Единицы измерения	Величина
Стоимость ПЗР	тг	3 500 000
Стоимость ГИС	тг	700 000
Стоимость вахта-часа бригады КРС с оборудованием (с учетом ночных, премиальных, районного коэффициента)	тг	625 060
Затраты на перфорационные работы	тг	1 418 560
Транспортные расходы:	тг	315 820
ЦА-320	тг/42 ч	159180
УППР-РИР	тг/30ч	108900
Оперативный и легковой транспорт	тг/18ч	10260
Грузовой для доставки хим.реагентов	тг/6ч	37500
Инжиниринговые услуги:	тг	205000
лабораторные исследования	тг	85000
интерпретация данных	тг	65000
анализ, подбор скважин	тг	55000
Цена реализации 1т нефти	тг	153 959 (50 дол/баррель)

Анализ динамики роста дебитов нефти после ВИР многих месторождений показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения данного мероприятия составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит

$$q_{nt} = q_{nt-1} - q_{nt} \cdot 15\% \quad 100\% \quad (4.10)$$

Таблица 4.5 –Экономическая эффективность применения новой технологии

Наименование	Единица измерения	Базовый вариант	Рекомендуемый вариант
Годовая добыча	т	4882,6	5192
Дополнительная добыча	т	-	309,4
Годовая выручка от реализации продукции	тыс.тг	969	1030,4
Налог на добавленную стоимость	тыс.тг	300,39	319,425
Эксплуатационные затраты	тыс.тг	5899,287	6137,707
Себестоимость продукции	тг/т	1208,2	1182
Налогооблагаемая прибыль	тыс.тг	962,101509	1024,266693
Налог на прибыль	тыс.тг	230,904362	245,824006
Чистая прибыль	тыс.тг	731,197147	778,442687
Дополнительный прирост чистой прибыли	тг	-	47 245 540
Удельный прирост чистой прибыли	тг/т	-	152 700

Таким образом, из расчета видно, что в случае успеха водоизоляционных работ, будет достигнут положительный экономический эффект. Дополнительный прирост чистой прибыли, при проявлении эффекта в течение полугода (183 суток) и увеличении объема добываемой нефти вдвое, составит 47 245, 540 тыс. тенге.

Себестоимость продукции (1 т) снизится с 1,208 тыс. тг. до 1,182 тыс. тг.

4.3 Выводы по разделу 4

1. По созданию водонепроницаемого барьера в водоносном пласте для ликвидации гидравлической связи водоносного пласта и ствола скважины были рассчитаны радиус гелевого экрана и объем закачки ГОС. Из данной формулы (4.1) видно, что минимальный радиус проникновения композиции в пласт зависит от максимального значения градиента давления при прорыве воды через гель. Чем больше максимальная репрессия на пласт, тем больше

радиус проникновения геля и в связи с этим объем закачиваемой композиции.

2.Расчеты показывают целесообразность проведения водоизоляционных работ на нефтяном месторождении с применением водоизоляционного раствора жидкого стекла. Также рекомендуемая технология снижает обводненность добываемой нефти ниже 10%, против существующих значений свыше 70-80%. Высокие технико-экономические показатели разработки нефтяных месторождений достигаются за счет создания водоизолирующих экранов применением гелеобразующих композиции и расширяющихся тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные в данной диссертационной работе результаты теоретических и экспериментальных исследований технологических процессов водоизоляции забоев добывающих скважин созданием водоизолирующих зон нефтяного пласта и применением гелеобразующей композиций на основе жидкого стекла и тампонажного материала из микроцемента позволяют сделать следующие выводы:

1. Литературный обзор и анализ разработки многих месторождений в Казахстане как Узень, Жетыбай, Каламкас, Кенбай и Кумколь и других, показали, что основными причинами обводнения скважин (70% и выше) являются технологические, связанные с внедрением воды в нефтяной пласт из нижнего водоносного горизонта, образующие водяные конусы. А также проникновение пластовой воды из нижних, а также из верхних водоносных горизонтов месторождений через поры (пустоты) и трещины между обсадной колонной-цементным камнем, цементным камнем и горной породой, образовавшиеся при цементировании обсадных колонн скважин.

2. Перфорация эксплуатационной колонны и цементного камня в верхней части зумпфа (учитывая то, что скважина бурится до непроницаемого пласта охватывая нижний водоносный пласт) скважины и последующая закачка в образованные перфорированные каналы последовательно буферной жидкости, раствора жидкого стекла со сшивателем, а затем микроцементного раствора с расширяющейся добавки из оксида кальция через НКТ создают надежную водоизолирующую зону нефтяного пласта. При этом одновременно в нефтяной пласт через затрубное пространство нагнетают дегазированную нефть пласт через внешнюю трубу с целью создания противодавления в призабойной зоне и предотвращения подъема гелеобразующего состава в продуктивный пласт.

3. Установлено, что при массовом содержании в водном растворе гелеобразующей композиции силиката натрия 8% и сшивателя сульфата алюминия 2% – время гелеобразования составляет не менее 2 часов (больше, чем необходимое время для технического осуществления процесса в скважине) и коэффициент изоляции водоносного пласта составляет от 0,66-0,99.

4. Выявлено, что при массовом содержании в водном микроцементном растворе 47% сухой смеси (состоящего из 95% портландцемента и 5% расширяющейся оксидной добавки кальция) и жидкости (66% воды, 25% раствора силиката натрия и 9% замедлителя схватывания цемента - ингибитора) затвердевание раствора в заколонном пространстве скважины происходит не менее 2 часов и обеспечивается полная непроницаемость перфорационных каналов в водоносном пласте.

5. Экспериментально установлено, что при значениях концентраций силиката натрия 6,3-16%, сшивателя сульфата алюминия 0,56-2,24%, времени гелеобразования 2 часа и температуре 80 ° С вязкость геля находится в

пределах 1,2-2,9 Па · с, а плотность составляет 1080-1109 кг/м³. Эти значения вязкости геля позволяют транспортировку с поверхности к забою скважины с наименьшим сопротивлением. Предлагаемый гелеобразующий состав обеспечивает надежную водоблокирующую зону под нефтяным пластом и предотвращает попадание пластовой воды на забой скважины.

6. Создание водоизолирующих зон для забоев добывающих скважин также существенно повышает эффективность технологии поддержания пластового давления и увеличивает прибыль при добыче нефти за счет снижения обводненности добываемой нефти. Дополнительную добычу нефти можно определить, как разность объемов добычи нефти при отсутствии и наличии конуса обводнения в призабойной зоне нефтяного пласта. Предварительные расчеты показали об эффективности применения в водоизоляционных работах гелеобразующую композицию на основе жидкого стекла (6,3-16%), сшивателя - сульфата алюминия (0,56-2,24%). При этом исключается образование конуса обводнения в призабойной зоне пласта и прекращается поступление подошвенной пластовой воды к забою добывающих скважин.

Список использованных источников

1. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах/К.В. Стрижнев – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.
2. Хайрединов Н.Ш., Андерев В.Е., Котенев Ю.А. Осадкогелеобразующие технологии увеличения нефтеотдачи пластов и снижение обводненности продукции. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 149 с.
3. Осипов П.В., Крупин С.В. Анализ эффективности гелеобразующих составов на основе высокомолекулярных растворимых стекол, применяемых в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 66–69.
4. Кадыров Р.Р., Хасанова Д.К. Применение жидкого стекла с повышенным модулем при ограничении притока вод в скважину // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 70–72.
5. А.В. Парасюк, И.Н. Галанцев, В.Н. Суханов Гелеобразующие композиции для выравнивания профиля приемистости и селективной изоляции водопритока // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 64–68.
6. Хайретдинов Н.Ш., Андерев В.Е., Федоров К.М., Котенев Ю.А. Прогнозирование применения методов увеличения нефтеотдачи для крупных нефтегазоносных регионов. – Уфа: Гилем, 1997. – 106 с.
7. Щелкачев В.Н. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1946.
8. Аммян В.А., Максимович П.К. Широко внедрить метод форсированного отбора жидкости из обводненных пластов. - «Нефтяное хозяйство», 1946, № 12 с.1-4.
9. Крылов А.П. Метод эксплуатации скважин с нижней пластовой водой. М.-Д., Гостоптехиздат, 1943, с.103-108
10. Кисель В.А. О разработке водоплавающих залежей нефти VI горизонта Арланского месторождения. - «Нефтяное хозяйство», 1971, № 2 с.26-27
11. Телков А.П., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газ. М.Недра, 1965, 163с.
12. Курбанов А.К., Садчиков П.Б. О совместной добыче нефти и воды из залежей нефти с подошвенной водой и газовой шапкой. Сборник Добычи нефти, вып 24, издание Недра 1964.
13. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. Москва «Недра» 1981.
14. Газизов А.Ш. Исследование и применение полимерцементных растворов для разобщения продуктивных пластов нефтяных скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Уфа: УНИ, 1971. – 165
15. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. -М: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 1999.-285с.

16. Уметбаев В.Г. и др. Проблемы в области технологии РИР, направления, результат их исследования. /Нефтяное хозяйство, 2001, № 11-с 32-34.
17. Кадыров Р.Р., Сахапова А.Х. Применение синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ/ Нефтяное хозяйство, 2005, № 11- с 70-72.
18. Умрихина Е.Н., Блажевич В.А., Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. М., Недра, 1966, 164 с.
19. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин. Уфа: Башкирнефтегаз, 1995.- 224с.
20. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти/ -М.:ООО «Недрабизнесцентр», 2006.-295 с.
21. Юмадилов А.Ю. Изоляция пластовых вод. М. Недра, 1976, 111 с.
22. Бандеков А.У. и др. Применение тампонирующих составов на основе полиуретанов для изоляционных работ на скважинах. ОИ Сер. Нефтепромысловое дело. М., ВНИИОЭНГ, 1986, вып. 21.
23. Обобщение современного состояния ремонтно-изоляционных работ обводняющихся скважин (отечественный и зарубежный опыт). – М.: ИРЦ Газпром, 1998.
24. Зозуля Г.П., Клещенко И.И. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Уч. пособие, Издательство «Нефтегазовый университет», Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2002г.
25. Spaling D.D. Water invasion control in producing wells. Application polyacrylamide // World Oil. – 1984. – №1. – Р. 137-142.
26. Муслимов Р.Х. Ремонтно-изоляционные работы при добыче нефти / Р.Х. Муслимов, В.А. Шумилов. – Казань: Таткнигоиздат, 1975. – 112 с.
27. Пат. 2382185 РФ. Способ выравнивания профиля приёмистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважинах / Р.Р. Ибатуллин, М.И. Амерханов, А.Н. Береговой и др. Оpubл. 20.02.2010.
28. Кондрашев А.О. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов/ А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, Н.К. Кондрашева// Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2012.С.273-284.URL: http://ogbus.ru/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf.
29. Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции в нефтяные скважины. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2003. 164 с.
30. Клещенко, И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст]: учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
31. Клещенко И.И. Геолого-промысловые основы методологии и технологий ограничения водогазопритоков при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин западной Сибири// диссерт. На соискание ученой степени доктора геол-мин.наук-Тюмень, 1999.

32.Шагиахметов А. М. Обоснование технологии внутрислоистой водоизоляции в карбонатных коллекторах с использованием полимерного состава. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. 25.00.17 Санкт-Петербург – 2016.

33.Аносов Э.В. Опыт применения современных технологий капитального ремонта скважин в ООО «Кубаньгазпром» / Э.В. Аносов, И.Г. Явнов // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 34–37.

34.Лемешко Н.Н. Применение технологий ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ОАО «РИТЭК» / Н.Н. Лемешко, С.А. Харланов, Н.М. Симановская // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 66–68.

35.Куликов А.Н. Обобщение результатов и исследование критериев применимости технологий селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганических соединений /А.Н. Куликов, А.Г. Телин, Т.А. Исмагилова и др. // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 4.– С. 42–44.

36.Газизов А.Ш. Результаты исследования физико-химических свойств некоторых кремнийорганических соединений применительно к изоляции закачиваемых вод // Труды ТатНИПИнефть. 1983. № 4. С. 89-93.

37.Скородиевская Л.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР-БЮО/ Л.А. Скородиевская, А.М. Строганов, С.А. Рябоконь// «Нефтяное хозяйство». – 1999. – № 2. – С. 16-19.

38.Бриллиант Л.С. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения / Л.С. Бриллиант, А.И. Козлов, А.А. Ручкин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 72–75.

39.Латыпов Р.Ф. Результаты использования эфиров ортокремниевых кислот при ограничении водопритока в скважины / Р.Ф. Латыпов, Ф.Н. Маннанов, Р.Р. Кадыров // Нефтяное хозяйство. – 2000. –№ 12. – С. 84–86.

40. Жиркеев А.С., Кадыров Р.Р., Хасанова Д.С. Разработка тампонажных составов на основе кремнийорганических соединений и исследование их свойств // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 132– 134.

41. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Шапатин А.С. Опытнo-промышленные испытания селективных водоизолирующих реагентов на основе кремнийорганических соединений // Нефтяное хозяйство. – 1981.– № 1. – С. 35–38.

42.Маслов И.И., Бичковский А.Д., Левченко И.А. Селективная изоляция силанами притока пластовых вод. // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 5. – С. 38–41.

43.Клещенко И.И., Применение кремнийорганических жидкостей для водоизоляционных работ в скважине. // «Нефтяное хозяйство». - 1989 № 3. – С. 53-56.

44.Строганов А.М., Строганов В.М. Кремнеорганические тампонажные материалы АКОР, пути и перспективы развития// Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – № 6. – 2006.

45.Энгельс А.А., Нурпеисов Н.Н., Строганов А.М., Строганов В.М. Применение АКОР-БН 102 в ремонтно-изоляционных работах на месторождениях Казахстана //Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. - № 8. - 2007 – С.73-76.

46.Строганов В.М, Строганов А.М., Пономарев Д.М., Строганов М.А. (ООО «НПФ «Нитпо») «ТВИКОР». Эффективная технология водоизоляционных работ с применением кремнийорганических материалов группы АКОР-БН®, 2016.

47. Айдарбаев А.С., Сыздыков Б.Ж., Мустафаев М.К., Давлетов Р.Ш., Куликов Д.Н., Кильметов Р.Ф. Проведение ремонтно-изоляционных работ на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» месторождения Кумколь (Республика Казахстан)//Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докладов III Международной науч.-практич. конф. (г. Геленджик, Краснодарский край, 26-31 мая 2008 г.) – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2008. – С. 14-17.

48. Патент РФ 2167981, МКИ E21B 43/22. Оpubл. 2001

49. Мамедов Ю.Г. Мировой опыт изучения и внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов // РХЖ. – 1995. –№ 5. – С.13-16.

50. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные пласты. – М:Недра, 1981.

51. Гамзатов С.М., Власов С.А., Булавин В.Д. Эффективные технологии производства биополимеров в промысловых условиях и воздействия ими на пласты // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 45-46.

52. Лукьянов Ю.В., Симаев Ю.М., Кондров В.В. и др. Результаты воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений Башкортостана композициями на основе продуктов биосинтеза // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 4. – С. 52-54.

53. Власов С.А., Краснопевцева Н.В., Каган Я.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров // Нефтяное хозяйство – 2002. – № 7. – С. 104-109.

54.Курочкин Б.М., Хисамов Р.С. Технология проведения изоляционных работ с использованием водонабухающего полимера // Нефтяное хозяйство, – 2003. – №1. –С. 48 –53.

55.Радиационно-сшитые водонабухающие материалы на основе сополимера аклиламида-акрилата натрия / Свирский Д.С., Телин А.Г., Ремнев Г.Е. // Интервал. – 2001. – № 2. – С. 10-13.

56.Обобщение современного состояния ремонтно-изоляционных работ обводняющихся скважин (отечественный и зарубежный опыт). – М.: ИРЦ Газпром, 1998

57.Усов С.В., Генъ О.П., Рябоконт С.А. и др. Выравнивание профиля приемистости в нагнетательных и ограничение водоприток в добывающих скважинах гелеобразующими составами //Нефтяное хозяйство. – 1991. – №

7. – С. 42-43.

58. Sydanski, R. D.: "Acrylamide-Polymer/Chromium(III)-Carboxylate Gels for Near Wellbore Matrix Treatments," SPE Advanced Technology Series (April 1993) Vol. 1 No. 1, 146–152.

59. U. S. Patent 5,415,229, "Hydrocarbon Recovery Process Utilizing a Gel Prepared From a Polymer and a Preformed Crosslinking Agent," R. D. Sydanski (May 16, 1995).

60. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Анализ и проектирование. – Самара: изд. «Самарский университет». – 2000. – 336 с.

61. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара. Дом печати. – 2002. – 392 с.

62. Телин А.Г. Повышение эффективности воздействия на пласт сшитыми полимерными системами за счет оптимизации их фильтрационных и реологических параметров // Интервал. – 2002. – № 12. – С. 8-49.

63. Борхович С.Ю. Применение комплексных инновационных решений в технологиях ремонтно-изоляционных работ для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти/ С.Ю. Борхович, А.Я. Волков, А.В. Колода и др.// Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 10. – С. 30–34.

64. Пасынков А.Г. Селективная изоляция водопритокков при разработке многопластовых месторождений/ А.Г. Пасынков, Р.Р. Габдулов, В.И. Никишов и др.// Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 64–66.

65. Сахань А.В. Внедрение новых технологий РИР в скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз»/ А.В. Сахань, А.Г. Михайлов, О.А. Тяпов и др.// Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 46-47.

66. Стрижнев В.А. Обобщение опыта проведения ремонтно-изоляционных работ на отдельных крупных месторождениях Западной Сибири/ В.А. Стрижнев, О.А. Тяпов, В.Г. Уметбаев. – Уфа: Скиф. – 2013. – 272с.

67. Абдрахманов Г.С. Исследование и изоляция поглощающих пластов с помощью пакера конструкции ТатНИПИ-нефть/ Г.С. Абдрахманов, Р.Х. Ибатуллин, В.Х. Каримов// РНТС. Сер. бурение. ВНИИОЭНГ. – 1975. – №10. – С. 25-28.

68. Булатов А.И., Рябоконь С.А. Состояние и пути повышения эффективности ремонтно-восстановительных работ/ А.И. Булатов, С.А. Рябоконь// Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 6. – С. 26-30.

69. Al-Anazi M.S. Laboratory Evaluation of Organic Water Shut-off Gelling System for Carbonate Formations / M.S. Al-Anazi, S.H. Al-Mutairi, M.H. Al-Khalidi and others // Paper SPE 144082. – 2011.

70. Ghedan S. Thief Zones and Effectiveness of Water Shut-Off Treatments under Variable Levels of Gravity and Reservoir Heterogeneity in Carbonate Reservoirs / S. Ghedan, Y. Boloushi, M. Saleh // Paper SPE 131055. – 2010. – 9 p.

71. Andrew K. Wojtanowicz. Down-hole water sink technology for water coning control in wells. *Wiertnictwo nafta gaz*, Vol. 23/1, 2006 Louisiana State University.
72. Bowlin K.R., Chea C.K., Wheeler S.S., Waldo L.A.: Field Application of in-situ Gravity Segregation to Remediate Prior Water Coning. SPE 38296, Proc. SPE Western Regional Meeting in Long Beach, California, USA, June 25–27 1997.
73. Билл Бейли, Марк Крабтри, Джеб Тайри и др. Диагностика и ограничение водопритоков/ Нефтегазовое обозрение 2001, стр 44-67.
74. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г. и др. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. /-М.: Недра, 1976.
75. Mills, R.V.A. Process of Excluding Water from Oil & Gas Wells. U.S. Patent 1,421,706, 4 July 1922.
76. Lakatos, I., Lakatos-Szabó, J., Tiszai, Gy. et al. 1999. Application of Silicate-Based Well Treatment Techniques at the Hungarian Oil Fields. Presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 3-6 October. SPE-56739-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/56739-MS>.
77. Gandon, L.: "Preparation of Silica Gels from Alkaline Silicates and Polyalcohol Esters," US Patent 3,149,985 (September 22, 1964).
78. Laughlin, H.C. and Ramos, J.: "Delayed Gelling of Sodium Silicate and Use Therefore," US Patent 3,435,899 (April 1, 1969).
79. Smith, W.H., and Walters, E.F.: "Thermally Responsive Aqueous Silicate Mixtures and Use Thereof," US Patent 4,640,361 (February 3, 1987).
80. Chatterji, J., Onan, D.D., and King, B.J.: "Subterranean Zone Sealing Methods and Compositions," US Patent 6,059,035 (May 9, 2000).
81. Krumrine, P.H. and Boyce, S.D.: "Profile Modification and Water Control With Silica Gel-Based Systems," SPE 13578, SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix, AZ (April 9 – 11, 1985).
82. Kristensen, R.; Lund, T.; Titov, V.I.; Akimov, N.I. Laboratory Evaluation and Field Tests of a Silicate Gel System Aimed to be used Under North Sea Conditions. Proceedings of the 7th European IOR Symposium, Moscow, Russia, October 1993; pp. 26–29.
83. Патент США 4417623, МПК E21B 33/138, 1999.
84. Патент РФ 2125156, МПК E21B 33/138, 1999.
85. Комисаров А.И., Газиев К.Ю. Применение силикатных составов для ограничения водопритоков из глубокозалегающих пластов. // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 13-15.
86. Vinot, B., Schechter, R. S., and Lake. L. W. 1989. Formation of Water-Soluble Silicate Gels by the Hydrolysis of a Diester of Dicarboxylic Acid Solubilized as Microemulsions. SPE Res Eng 4 (3): 391–397. SPE-14236-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14236-PA>.
87. Lakatos, I., Lakatos-Szabo, J., Tiszai, G. et al. 1999. Application of Silicate-Based Well Treatment Techniques at the Hungarian Oil Fields. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 3–6 October. SPE-56739-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/56739-MS>.

88. Хангильдин Г.Н. Химический тампонаж скважин. –М.: Гостоптехиздат. – 1954. – 123.
89. Айлер Р. Химия кремнезема / Пер. с англ. Л.Т.Журавлева ; Под. ред. В.П. Прянишникова. – М.: Мир, 1982. – ч. 1, 2. – с. 726-770
90. Девятов В.В., Алмаев Р.Х., Пастух П.И., Санкин В.М. Применение водоизолирующих химреагентов на обводненных месторождениях Шаимского района. – М.:ВНИИОЭНГ, 1995.
91. Вердеревский Ю.Л., Головкин С.Н.,Арефьев и др.Разработка и испытание селективного изолирующего состава и технология его применения // Нефтяное хозяйство. – 1998.-№2. – С.29-30.
92. Старковский А.В., Дзюбенко Е.М. Механизм поведения силикатного геля в пористой среде. Технология нефти и газа/ Научно-технологический журнал №6(77), 2011.
93. Дурягин В.Н., Стрижнев К.В. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Журнал Нефтегазовое дело, 2014, №1
94. Никитин М.Н., Петухов А.В. Повышение эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти в сложных коллекторах путем использования гелеобразующего состава на основе силиката натрия. / Журнал Нефтегазовая геология, 2011 – Т.6. – №1
95. Антусева А.В., Господарев Д.А. Применение силикатных гелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. — Электронные данные. — Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2013
96. Патент №2270328, разработчик Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть».
97. Bauer, S., Gronewald, P., Hamilton, J., LaPlant, D., Mansure, A., 2005. High-Temperature Plug Formation with Silicates. Paper SPE-92339-MS, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2-4 February, the Woodlands, Texas.
98. Vizcarra, E., Kraishan, G., Hall, J., Abdelouahab, M., Fryer, V. I., & Chanpong, R. (2009, January 1). Challenges of Saturation Height Modeling in a Low Resistivity, Complex Carbonate Porosity System: The Impact of Microporosity in the Uwainat Formation, Bul Hanine Field, Offshore Qatar. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-13578-MS.
99. Skrettingland, K., Giske, N. H., Johnsen, J.-H., & Stavland, A. (2012, January 1). Snorre In-depth Water Diversion Using Sodium Silicate - Single Well Injection Pilot. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154004-MS
100. Stavland, A., Jonsbraten, H. C., Vikane, O., Skrettingland, K., & Fischer, H. (2011, January 1). In-Depth Water Diversion Using Sodium Silicate on Snorre - Factors Controlling In-Depth Placement. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/143836-MS

101. Hatzignatiou, D. G., Askarinezhad, R., Giske, N. H., & Stavland, A. (2015, April 22). Laboratory Testing of Environmentally Friendly Chemicals for Water Management. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173853-MS
102. Randolph, M. F., & House, A. R. (2002, January 1). Analysis of Suction Caisson Capacity in Clay. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/14236-MS.
103. Sandiford B.B., U.S. Patent 4,147,211. April 3, 1979.
104. Lei, G., Li, L., & Nasr-El-Din, H. A. (2010, January 1). New Gel Aggregates for Water Shut-Off Treatments. Society of Petroleum Engineers. Doi: 10.2118/129960-MS.
105. Samari, E., Scott, D. L. T., & Dalrymple, D. (1998, January 1). Water Shutoff Treatments in Eastern Alberta: Doubling Oil Production, Decreasing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39617-MS.
106. Состав для изоляции высокопроницаемых интервалов пласта: пат. 2094606 Рос. Федерация. № 95118896/03; заявл. 08.11.95; опубл. 27.10.97, Бюл. № 30.
107. Aly A. Hamouda and Hossien A. Akhlaghi Amiri. Factors Affecting Alkaline Sodium Silicate Gelation for In-Depth Reservoir Profile Modification, *Energies* 2014, 7, 568-590, ISSN 1996-1073.
108. Hossein A. Akhlaghi Amiri, Aly A. Hamouda and Alireza Roostaei Sodium Silicate Behavior in Porous Media Applied for In-Depth Profile Modifications, *Energies* 2014, 7, ISSN 1996-1073.
109. Нигматуллин Э.Н. Изучение влияния кислот на время гелеобразования. 62-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ, -Уфа, 2011. – С.281-283.
110. Dimitrios G. Hatzignatiou, Johan Hellenen, Arne Stavland. Numerical Evaluation of Dynamic Core-Scale Experiments of Silicate Gels for Fluid Diversion and Flow-Zone Isolation/ SPE 170240/ 2014.
111. Dimitrios G. Hatzignatiou, Reza Askarinezhad, Nils H. Giske, Arne Stavland, Laboratory Testing of Environmentally Friendly Sodium Silicate Systems for Water Management Through Conformance Control./2016 SPE Production & Operations.
112. Pham, L.T. and Hatzignatiou, D.G. 2015. Rheological Evaluation of Sodium Silicate Gel for Water Management in Mature, Naturally-Fractured Oilfields. Paper submitted for publication.
113. Клещенко И.И. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин: монография / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков – М.: Недра – 1998 – 267 с.
114. Tarek Ahmed, Paul D. McKinney. Advanced Reservoir Engineering / Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803, USA, Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK Copyright © 2005, Elsevier Inc. 422 p.

115. Телков А.П., Грачев С.И. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи. – М: Изд. ЦентрЛитНефтегаз – 2008, 512с.

116. Абдели Д.Ж., Ыскак А.С., Висап Бай. Экспериментальные исследования с жидким стеклом для водоизоляции добывающих скважин Научный журнал «Norwegian journal of development of International Science», Vol.1, №19/2018, P.51– 56 Norway, ISSN 3453 – 9875.

117. Абдели Д.Ж., Ыскак А.С. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе жидкого стекла для нефтяных скважин / Вестник КБТУ, том 15, выпуск 3, сентябрь 2018, Алматы, стр 7-11, ISSN 1998 – 6688.

118. Абдели Д. Ж., Ыскак А.С., Рахметов О. Ж, Лэй Т., Ван Ц. Определение оптимальных режимов и параметров технологии ограничения обводненности забоя нефтяных скважин/Международная конференция труды сатпаевских чтений «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК», Алматы 2019, том I. стр 368-372.

119. Тихомиров В. Б. Планирование и анализ эксперимента. М., «Легкая индустрия», 1974.

120. Dairabay Zh.Abdeli, Hugh Daigle, Ardak S.Yskak, Adil S.Dauletov, Kunsaya S.Nurbekova. Increasing the efficiency of water shut-off in oil wells using sodium silicate / Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu (The Scientific Bulletin of National Mining University) № 1, 2021 ISSN 2071-2227, SiteScore -1.5; Procentil – 55, P.26 – 31

121. Абдели Д. Ж., Ыскак А.С. Влияние водоизоляционной зоны нефтяного пласта и состава гелеобразующей композиции из жидкого стекла и микроцемента на снижение обводненности скважин/Международная конференция «Сатпаевские чтения», I Алматы,10 апреля, 2020г, том I. - С.183-187.

122. Абдели Д. Ж., Ыскак А.С. Рахметов О. Ж., Лэй Т., Ван Ц. Установление рациональных параметров процесса герметизации заколонного пространства в призабойной зоне нефтяных скважин/ Труды Сатпаевских чтений «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК», Алматы 2019, том I. стр. .364-367.

123. Computer Modeling Group, "User's Guide IMEX: Three-Phase, Black-Oil Reservoir Simulator." 2013, 258 p.

124. Yskak A.S. Modeling the formation of coning of bottom water/ Сатпаевские чтения «Инновационные решения традиционных проблем: инженерия и технологии» КазННТУ им.К.И.Сатпаева, 2018 г., стр 192-195..

125. Abdeli D.Zh., A.S. Yskak, Wisup Bae, Adi Novriansyah. Modeling of water shut-off technology in the bottom hole of oil wells with using liquid glass / Вестник КазННТУ, № 4, 2018, Алматы, стр ISSN 1680 – 9211.

126. Abdeli D.Zh., A.S. Yskak, Adi Novriansyah, Taurbekova A.A. Computer modeling of water conning and water shut-off technology in the bottom hole of oil well / News of the National academy of sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of geology and technical sciences. Vol.5 (431), 2018, P. 86-94, ISSN2224-5278, SiteScore – 0.8.

127. Кодекс Республики Казахстан от 25.12.2007 № 120 – VI ЗРК «О налогах и других обязатель-ных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)» <https://adilet.zan.kz/rus/docs/K1700000120>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 – Значения давлений в пласте в зависимости от расстояния от скважины при закачке пресной воды

t, час	r,m	P, psi
1	1	1024.2
	2	1019.17
	3	1016.11
	4	1014.12
	5	1012.16
	6	1010.9
	7	1009.6
	8	1008.8
	9	1008.1
	10	1007.6
t, час	r,m	P, psi
2	1	1026.7
	2	1021.6
	3	1019.08
	4	1016.5
	5	1015.1
	6	1013.6
	7	1012.5
	8	1011.5
	9	1010.6
	10	1009.8
t, час	r,m	P, psi
3	1	1028.5
	2	1024.2
	3	1020.1
	4	1018.3
	5	1016.5
	6	1015.1
	7	1014.3
	8	1013.04
	9	1012.1
	10	1011.4

Таблица 2 – Значения давления Р при разных расстояниях от скважины зависимости от времени при закачке ГОС

t, час	r,m	P, psi
1	1	1040.6
	2	1031.1
	3	1025.7
	4	1021.4
	5	1018.4
	6	1015.7
	7	1013.7
	8	1011.7
	9	1010.1
	10	1008.5
t, час	r,m	P, psi
2	1	1046.1
	2	1035.9
	3	1030.2
	4	1026.6
	5	1023.3
	6	1020.6
	7	1018.5
	8	1016.7
	9	1014.9
	10	1013.5
t, час	r,m	P, psi
3	1	1049.4
	2	1038.2
	3	1033.1
	4	1029.5
	5	1026.1
	6	1023.6
	7	1021.2
	8	1019.5
	9	1017.8
	10	1016.4

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



Заңды мекен-жайы: Қазақстан Республикасы, Манғыстау облысы, 130000, Ақтау қ., 14 ш/б, № 37 үй, 19 пәтер.
Тұрғылықты мекен-жайы: Қазақстан Республикасы, Манғыстау облысы, 130000, Ақтау қ., өндірістік аймақ 6, 150 ғимарат («ҚазАзот» АҚ ғимараты), 3 қабат.
info@uzengeoservice.kz
+7 (7292) 20 33 98

Юридический адрес: Республика Казахстан, Мангистауская обл., 130000, г. Ақтау, микрорайон 14, дом № 37, к.19.
Фактический адрес: Республика Казахстан, Мангистауская обл., 130000, г. Ақтау, район промышленная зона 6, здание: 150 (зд. АО «ҚазАзот»), 3 этаж.
info@uzengeoservice.kz
+7 (7292) 20 33 98

Акт

о принятии к внедрению в компании ТОО «УзеньГеоСервис» результатов диссертационной работы Ыскак А.С «Разработка технологии водонизоляции забоев нефтяных скважин применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента»

Диссертационная работа Ыскак А.С «Разработка технологии водонизоляции забоев нефтяных скважин применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента» была выполнена в рамках проекта № AP05130484 «Научное обоснование создания эффективной комплексной технологии поддержания пластового давления и повышения дебита нефтяных скважин» по грантовому финансированию МОН РК на 2018 – 2020 годы. В результате проведения теоретических и экспериментальных исследований установлена возможность создания водонизолирующей зоны ниже забоев добывающих скважин из гелеобразующей композиции и тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента. Установлены рациональные концентрации применяемых химических реагентов для создания водонизолирующей зоны.

Предложенная диссертантом, Ыскак А. С. новая технология ограничения притока подошвенной пластовой воды к забоям скважин принята нашей компанией к внедрению на месторождении Кара-Арна для скважины № 138. В процессе создания водонизолирующей зоны ниже ВНК будет закачана гелеобразующая композиция из силиката натрия (отечественного производства) со сшивателем - сульфатом алюминия в объеме 183 м³. Начальное и конечное давление закачки 75 и 100 атм., соответственно.

Параметры скважины до ВИР: дебит скважины по жидкости -80м³/сут, нефти 12 м³/сут при обводненности 85%.

Предполагаемые параметры скважины после ВИР: дебит скважины по жидкости -63м³/сут, нефти 58 м³/сут при обводненности 12%.

Предложенная технология по созданию водонизолирующей зоны ниже забоя добывающей скважины № 138 применением гелеобразующей композиции на основе силиката натрия позволит снизить обводненность добываемой нефти из скважин, а также существенно сократить капитальные и эксплуатационные затраты на подготовку товарной нефти.

Директор ТОО «УзеньГеоСервис»



Темирбаев Б.Т

ПРИЛОЖЕНИЕ В



Қазақстан Республикасы, 160021, Шымкент қ.,
Желтоқсан көшесі, 17, «САУТС-ОЙЛ» ЖШС
тел: +7 (7252) 98-21-15, 98-21-16 (факс)
e-mail: info@south-oil.com

Республика Казахстан, 160021, г. Шымкент,
ул. Желтоқсан, 17, ТОО "САУТС-ОЙЛ"
тел: +7 (7252) 98-21-15, 98-21-16 (факс)
e-mail: info@south-oil.com

№ /SO 423
15 / 10 2021 г.

Справка о возможности внедрения результатов научных исследований докторанта Ыскак А.С на нефтяном месторождении ЮЗ-Карабулак

В настоящее время на многих нефтяных месторождениях остро стоит проблема снижения обводненности добывающих скважин, решение которой позволило бы существенно уменьшить капитальные и эксплуатационные затраты на подготовку товарной нефти. Следует отметить о том, что научно-исследовательские работы, направленные на совершенствование технологии и техники водоизоляции забоев скважин являются очень актуальными.

Представленные результаты научных исследований в диссертационной работе докторанта Ыскак А.С. на тему: «Разработка технологии водоизоляции забоев нефтяных скважин применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента» имеют практическую ценность. Использование на нефтяных месторождениях РК предложенных научных рекомендации диссертанта позволит значительно сократить обводненность добываемой нефти и повысить дебиты добывающих скважин.

В связи с этим считаем возможным проведение опытно-промышленных испытаний рекомендуемой технологии водоизоляции забоев нефтяных скважин применением тампонажных материалов на основе жидкого стекла и микроцемента с последующим внедрением ее на нефтяных месторождениях РК, в том числе в условиях нашей компании.

Вице-президент по геологии
и разработке ТОО «САУТС-ОЙЛ»



Мухаметрахимов Ш. К.