

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

На правах рукописи

Ганеева Зильфира Мунаваровна

**ИССЛЕДОВАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ СИЛИКАТНЫХ
МИКРОГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

Специальность 25.00.17

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Мусабилов Мунавир Хадеевич

Бугульма – 2013

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
Введение.....	5
ГЛАВА 1 – ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ	10
1.1 Краткая характеристика геологического строения основных объектов разработки месторождений Татарстана.....	10
1.2 Характеристика современных методов увеличения нефтеизвлечения...	12
1.2.1 Потокоотклоняющие технологии для увеличения нефтеизвлечения...	12
1.2.1.1 Технологии увеличения нефтеизвлечения с применением водорастворимых полимеров.....	13
1.2.1.2 Дисперсные системы для увеличения нефтеотдачи пластов.....	19
1.2.1.3 Осадкообразующие системы для увеличения нефтеотдачи пластов	22
1.2.1.4 Гелеобразующие композиции на основе неорганических реагентов	25
1.3 Технологии увеличения нефтеизвлечения с использованием поверх- ностно-активных веществ и композиций на их основе.....	31
ВЫВОДЫ	35
ГЛАВА 2 - РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ И КОМПО- ЗИЦИЙ НА ЕГО ОСНОВЕ.....	36
2.1 Методика приготовления силикатного геля.....	38
2.2 Исследование физико-химических и реологических свойств основных компонентов силикатного геля.....	39
2.3 Исследование размеров частиц силикатного геля в силикатных мик- рогелевых системах.....	53
2.4 Изучение реологических свойств силикатных микрогелевых систем...	60
2.5 Результаты исследований композиций с применением силикатных микрогелевых систем.....	63
2.5.1 Исследование силикатной микрогелевой системы и ПАВ.....	63

2.5.2 Исследование силикатных микрогелевых систем и полимеров.....	67
ГЛАВА 3 – ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ СИЛИКАТНЫХ МИКРОГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ МЕТОДАМИ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	73
3.1 Исследование фильтрационных характеристик силикатных микрогелевых систем на однородных водонасыщенных насыпных моделях пласта.....	73
3.2 Исследование фильтрационных и нефтеотмывающих свойств силикатных микрогелевых систем и композиций на их основе на двухслойных насыпных моделях со слоисто-неоднородной пористой средой.....	78
3.2.1 Исследование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств силикатных микрогелевых систем.....	81
3.2.2 Исследование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств силикатных микрогелевых систем и ПАВ или полимера.....	83
ГЛАВА 4 – РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИЛИКАТНЫХ МИКРОГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ.....	89
4.1 Способ получения силикатной микрогелевой системы в промысловых условиях.....	89
4.2 Критерии выбора объектов реализации технологических процессов.....	92
4.3 Расчет объёма закачки силикатной микрогелевой системы.....	94
4.4 Результаты промысловых испытаний силикатных микрогелевых систем для повышения выработки продуктивных пластов.....	95
4.4.1 Результаты промысловых испытаний технологии ВУКСЖС.....	95
4.4.2 Результаты промысловых испытаний технологии ССГ.....	104
4.5 Расчет технико-экономического эффекта от применения технологий увеличения нефтеизвлечения ВУКСЖС и ССГ.....	108

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	113
Приложение А Акт о проведении приемочного испытания технологического процесса (Технология ВУКСЖС).....	129
Приложение Б Титульный лист – РД 153-39.0-503-07 (технология ВУКСЖС).....	131
Приложение В Титульный лист – РД 153-39.0-738-11 технология ССГ).....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

Потокоотклоняющие технологии наряду с гидродинамическими методами повышения эффективности нефтеизвлечения при разработке неоднородных по проницаемости продуктивных пластов вносят существенный вклад в решение задач по стабилизации и увеличению добычи нефти. Выравнивание фронта вытеснения нефти закачиваемой водой путем блокирования химическими реагентами или продуктами их реакции высокопроницаемых прослоев продуктивного пласта является одним из основных факторов, способствующих равномерной выработке запасов нефти.

Технологии увеличения нефтеизвлечения, основанные на использовании силикатных гелей, нашли широкое промышленное применение в нефтяной практике благодаря совокупности несомненных достоинств, таких как доступность на рынке химических реагентов исходных компонентов, их цена и экологическая чистота, а также стабильность силикатного геля в широких термобарических условиях.

Существенным недостатком этих технологий является отсутствие возможности контроля и регулирования процесса образования в пластовых условиях или на забое скважины силикатного геля при смешении водных растворов силиката натрия и соляной кислоты. Во-первых, это приводит к ухудшению блокирующих свойств оторочки силикатного геля и, во-вторых, радиальная зона блокирования может быть недостаточной для перераспределения фильтрационных потоков в продуктивном пласте.

В связи с вышеизложенным актуальным направлением для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является создание и применение технологий с использованием силикатного геля, регулируемые процессы получения и диспергирования которого, а также последующее смешение частиц силикатного геля с водой осуществляются в наземных условиях. Изменение содержания частиц силикатного геля и варьирование их размеров в закачиваемой дис-

персной системе позволяет расширить область применения методов увеличения нефтеизвлечения, основанных на закачке силикатных гелей за счет более эффективного перераспределения фильтрационных потоков как по толщине, так и по простиранию продуктивного пласта.

Цель работы

Повышение нефтеизвлечения из неоднородных по проницаемости заводненных продуктивных пластов с применением силикатных микрогелевых систем и композиций на их основе.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих потокоотклоняющих технологий и обобщение результатов их применения.
2. Исследование физико-химических, реологических и фильтрационных свойств силикатных микрогелевых систем.
3. Обоснование применимости силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения из заводненных продуктивных пластов.
4. Определение области эффективного применения силикатных микрогелевых систем.
5. Разработка технологий на основе силикатных микрогелевых систем для повышения нефтеизвлечения.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач основано на анализе материалов разработки и обобщении результатов промыслового применения технологий увеличения нефтеизвлечения, на статистической обработке экспериментальных данных и их анализе, а также на проведении промысловых испытаний технологических процессов с целью отработки оптимальных параметров их реализации.

Научная новизна

1. Установлены закономерности изменения вязкости силикатной микрогелевой системы в зависимости от содержания частиц силикатного геля и скорости сдвига:

- выявлено, что коэффициент динамической вязкости силикатной микрогелевой системы экспоненциально зависит от массовой концентрации частиц силикатного геля – в диапазоне массовой концентрации от 5,0 до 25 % коэффициент динамической вязкости увеличивается от 2 до 10,2 мПа·с;

- выявлено, что эффективная вязкость силикатной микрогелевой системы зависит от скорости сдвига по убывающей степенной функции – с увеличением скорости сдвига от 16,6 до 129 с⁻¹ эффективная вязкость силикатных микрогелевых систем снижается не менее чем в шесть раз.

2. Установлено, что силикатная микрогелевая система с частицами силикатного геля размером от 2 до 27 мкм кратно снижает коэффициент проницаемости насыпных моделей пласта по воде.

3. Показано, что увеличение объёма закачки силикатной микрогелевой системы от 10 до 30 % от объёма пор насыпных моделей пласта приводит к линейной зависимости роста остаточного фактора сопротивлений, при этом темп прироста величины остаточного фактора сопротивлений в среднем в 1,4 раза меньше темпа увеличения объёма закачки силикатной микрогелевой системы.

Основные защищаемые положения

1. Использование силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения путём повышения охвата пласта вытеснением.

2. Результаты экспериментальных исследований по получению силикатных микрогелевых систем со свойствами, оптимальными как при закачке их в скважину, так и для перераспределения фильтрационных потоков в продуктивном пласте.

3. Технологические процессы увеличения нефтеизвлечения на основе силикатных микрогелевых систем и результаты их внедрения на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

Практическая значимость работы

1. Выявлены диапазоны оптимальных массовых концентраций силиката натрия и соляной кислоты в водных растворах, равные соответственно, 17,8-35,4 % и 1,8-4,5 %, при смешении которых в объёмном соотношении 1:1 в течение

двух минут образуется силикатный гель с максимальной сдвиговой прочностью, составляющей 780-790 Па.

2. Определены минимальная массовая концентрация силиката натрия в водном растворе, равная 6,1 %, и коэффициент пропорциональности, равный 6,5, связывающие линейной зависимостью массовые концентрации соляной кислоты и силиката натрия в водных растворах, для быстрого образования силикатного геля со свойствами, обеспечивающими получение частиц силикатного геля оптимальных размеров.

3. Разработаны технические решения по приготовлению и закачке в пласт силикатных микрогелевых систем.

4. Разработаны и внедрены в практику разработки нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина – две технологии увеличения нефтеизвлечения с использованием силикатных микрогелевых систем.

Внедрение технологий регламентируется РД 153-39.0-503-07 «Инструкция по технологии повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС)» и РД 153-39.0-738-11 «Инструкция по технологии повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ)».

5. Технологии и технические средства для их промышленной реализации защищены патентами Российской Федерации на изобретение № 2321733 «Способ регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин» и № 2483202 «Способ разработки нефтяного пласта», патентами Российской Федерации на полезные модели № 48202 «Установка для приготовления, дозирования и закачивания технологических растворов в скважину» и № 55027 «Струйный насос».

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на:

- Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов» (г. Казань, 2009);

- Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа» (г. Казань, 2010);
- совещании специалистов ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина по вопросу «Проблемы и перспективы развития системы заводнения» (г. Альметьевск, 2010);
- VI Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 20-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ» (г. Москва, 2011);
- Международной практической конференции, посвященной 75-летию с начала целенаправленных работ на нефть и газ в Республике Татарстан и 70-летию с начала промышленной разработки нефтяных месторождений Республики Татарстан, «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» (г. Казань, 2013).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 работ, в том числе два патента РФ на изобретения и два патента РФ на полезные модели, 10 статей, две из которых опубликованы в изданиях, рекомендуемых ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, содержащего основные результаты и выводы, и приложения. Работа изложена на 132 страницах машинописного текста, содержит 20 таблиц, 39 рисунков, список использованной литературы из 148 наименований, три приложения.

Автор выражает благодарность за консультации и практическую помощь при выполнении диссертационной работы научному руководителю, а также сотрудникам отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть».

ГЛАВА 1 – ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ

1.1 Краткая характеристика геологического строения основных объектов разработки месторождений Татарстана

Все месторождения, находящиеся на территории Республики Татарстан, сложнопостроенные, многопластовые и многозалежные. Характеризуются структурой остаточных запасов нефти с преобладающей долей трудноизвлекаемых в карбонатных и низкопроницаемых терригенных коллекторах, водонефтяных и высокообводненных зонах, с высоковязкой нефтью.

Основными базисными нефтеносными объектами являются пашийско-кыновские отложения терригенного девона, в которых содержится 74 % разведанных и 64,3 % начальных потенциальных ресурсов (НПР) Татарстана [1].

В следующем по промышленной значимости объекте тульско-бобриковских отложений содержится 15,5 % разведанных и 13 % НПР.

В терригенных отложениях девона (горизонты Д₀, Д₁) преобладают высокоемкие коллекторы с пористостью от 20 до 22 % и проницаемостью 0,03-1,0 мкм². Породами-коллекторами, в основном, являются мелко- и разнотернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты с малым содержанием пелитовых фракций (1-5 %). Нефтенасыщенные толщины продуктивных горизонтов составляют от 8,8 до 27,3 м. В разрезе выделяются до восьми-девяти нефтеносных пластов. Эти коллекторы насыщены легкой (плотность пластовой нефти от 796 до 820 кг/м³), газированной (газовый фактор от 40 до 70 м³/т), маловязкой (вязкость в пластовых условиях от 2,3 до 6,7 мПа·с) нефтью. Продуктивность скважин – от 2 до 133 т/с/МПа.

Все эти особенности строения пластов и насыщающих их флюидов обуславливают высокую продуктивность месторождений: Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Бондюжского, Первомайского и другие.

К высокопродуктивным относится и часть залежей тульско-бобриковских отложений нижнего карбона. Горизонт состоит из двух-четырех пластов, сложенных преимущественно песчаниками мелкозернистыми в разной степени с алевролитами прослоями. Пористость их составляет от 21 до 28 %, проницаемость – от 0,1 до 2,0 мкм². Наряду с этим встречаются мелко- и разномзернистые алевролиты с высоким содержанием (от 6 % до 17 %) пелитовой фракции, которая наряду с многочисленными углисто-глинистыми прожилками создает большую анизотропию и неоднородность пород. Пористость этих разностей пород – от 14 до 25 %, проницаемость – от единиц до 0,3 мкм². Нефтенасыщенная толщина в среднем 2,7-3,6 м, вязкость нефти 12,4-28,6 мПа·с. Продуктивность скважин – от 3,7 до 7,2 т/с/МПа. Однако их продуктивность по части месторождений снижается по причине насыщенности высоковязкой нефтью.

Еще более неоднородны и менее продуктивны карбонатные отложения, представленные преимущественно трещинными, порово-трещинными и трещиновато-поровыми коллекторами. Основное промышленное значение в карбонатных отложениях имеют залежи верхнетурнейского подъяруса нижнего карбона и верей-башкирские отложения среднего карбона. Они характеризуются еще меньшей пористостью (13,0-14,5 %) и проницаемостью (0,038- 0,082 мкм²), большей вязкостью нефти (до 90 мПа·с). Продуктивность скважин в среднем изменяется от 0,14 до 6,0 т/сут/МПа. В отличие от терригенных коллекторов карбонатные отложения девона и карбона являются низкопродуктивными, запасы нефти в них относятся к категории трудноизвлекаемых.

Поскольку основные высокопродуктивные месторождения находятся в поздней стадии разработки, необходимо понимание условий применения современных методов повышения нефтеизвлечения. Остаточные запасы этих месторождений огромны, и отсюда возникает необходимость создания новых, более эффективных технологий, ориентированных как на более полное вовлечение в разработку остаточных запасов высокопродуктивных коллекторов, так и на интенсификацию добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов.

1.2 Характеристика современных методов увеличения нефтеизвлечения

Основные нефтяные месторождения России вступили в позднюю стадию разработки, которая характеризуется снижением добычи нефти и увеличением отборов попутно добываемой воды. В этих условиях для поддержания высокого уровня добычи нефти разработано и разрабатываются новые технологии увеличения нефтеизвлечения, направленные на регулирование внутрипластовых фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта заводнением и методы воздействия на продуктивные пласты с различными коллекторскими свойствами.

Значительный вклад в развитие данного направления внесли: Л.К. Алтунина, А.Ш. Газизов, И.Ф. Глумов., А.Т. Горбунов, Р.Р. Ибатуллин, В.Я. Кабо, Р.Р. Кадыров, С.В. Крупин, Н.Н. Кубарева, Л.Е. Ленченкова, Е.В. Лозин, Р.Х. Муслимов, Ю.А. Поддубный, Г.Н. Позднышев, И.А. Сидоров, О.Б. Собанова, А.В. Старковский, М.Л. Сургучев, А.Г. Телин, В.Н. Хлебников, Р.С. Хисамов, Н.И. Хисамутдинов, И.А. Швецов, F. Edvard, T. Dralen, B. Burton, W. Leroy и многие другие.

Методы увеличения нефтеизвлечения (МУН) по характеру воздействия на пласт условно разделяются на следующие группы [2]:

- увеличение охвата пласта воздействием (потокоотклоняющие технологии);
- увеличение коэффициента нефтеизвлечения (нефтевытесняющие составы и композиции на их основе);
- увеличение охвата пласта воздействием и коэффициента нефтеизвлечения (технологии комплексного действия, основанные на последовательном использовании потокоотклоняющих технологий и нефтевытесняющих составов).

1.2.1 Потокоотклоняющие технологии для увеличения нефтеизвлечения

В настоящее время наиболее распространенными методами увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) являются потокоотклоняющие технологии, направленные на увеличение охвата пластов воздействием. Для этих целей используются

различные химические методы, основанные на закачке в пласт водорастворимых полимеров и композиций на их основе, гелеобразующих и осадкообразующих систем; закачке суспензий на основе дисперсных материалов, закачке неорганических гелей и т.д.

1.2.1.1 Технологии увеличения нефтеизвлечения с применением водорастворимых полимеров и композиций на их основе

В России и за рубежом технологии с применением водорастворимых полимеров являются одним из наиболее широко применяемых методов увеличения нефтеотдачи пластов [3].

Научные и технологические основы применения полимерного воздействия в нашей стране и за рубежом широко исследованы и изложены в работах [4-13].

Результаты анализа эффективности полимерного воздействия показали, что область его применения ограничивается обводненностью добываемой жидкости, равной 60-70 % и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте промытых высокопроницаемых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при воздействии полимером практически не изменяется. Этим объясняется более эффективное применение полимерного заводнения на более ранней стадии разработки нефтяных месторождений [4, 8].

Из всех использованных водорастворимых синтетических полимеров широко применяются полимеры на основе полиакриламида (ПАА), растворы которых обладают высокими реологическими свойствами.

ПАА при низких концентрациях (при массовом содержании их в растворе 0,01-0,1 % вязкость его увеличивается от 3 до 4 мПа·с) увеличивают вязкость воды, что способствуют улучшению полноты вытеснения нефти из пористой среды и, следовательно, увеличению нефтеотдачи пласта.

На месторождениях бывшего СССР полимеры для снижения подвижности закачиваемой воды при заводнении использовались с 1969 года [14], в США – рост объёмов внедрения полимеров отмечалось до середины 80-х годов 20 века.

В 1986 году доля добычи нефти за счет полимерных технологий составила 2,5 %, а в 2000 году – 0,2 % от общей добычи методов увеличения нефтеотдачи пластов [9, 10].

В 1973 году было начато полимерное заводнение на основе полиакриламида (ПАА) в Татарстане на Ромашкинском месторождении. Удельная технологическая эффективность применения ПАА составила 494 т/т [5].

Применение технологии полимерного воздействия на месторождения бывшего СССР и США в различных геолого-физических условиях показали высокую эффективность. Так, в СССР технологический эффект в среднем составил 200 тонн нефти на одну тонну полимера, в США и других странах этот показатель составил 300 т/т [4].

Однако у метода существуют и недостатки, ограничивающее его широкое применение.

Основными недостатками полимерного заводнения являются [4, 7, 8, 13]:

а) резкое снижение приемистости нагнетательных скважин вследствие возрастания кажущейся вязкости из-за деструкции молекул полимера в призабойных зонах;

б) в условиях повышенной минерализации пластовых вод водные растворы полимеров подвержены солевой деструкции: становятся неустойчивыми, нарушается их структура, снижается вязкость;

в) метод малоэффективен в однородных пластах, содержащих маловязкую нефть (менее 5,0 мПа·с);

г) низкая эффективность применения на поздней стадии разработки месторождений при обводненности более 70 %, после образования в коллекторе обширных промытых зон;

д) эффективность полимерного заводнения снижается с увеличением проницаемости свыше 1,5 мкм².

Дальнейшее совершенствование полимерного воздействия было направлено на устранение этих недостатков, при этом предложены различные составы и спо-

собы закачки полимера, сохраняющие его реологические и технологические свойства [11, 12, 15, 16].

В значительной степени вышеуказанных недостатков лишены сшитые полимерные системы (СПС) и вязко-упругие системы (ВУС) [15-17]. При этом более эффективным является применение СПС с образованием геля в результате химических реакций или физических превращений при изменении температуры солевого состава. При этом значительно увеличивается не только вязкость, но и остаточный фактор сопротивлений. Это позволяет закачивать в пласт небольшие по размерам оторочки сшитой полимерной системы с последующим вытеснением их водой. В качестве сшивающих агентов применяются альдегиды и соли, содержащие катионы поливалентных катионов (Cr^{3+} , Fe^{3+} , Zn^{2+} , Cu^{2+}). С этой же целью применяются и хромовые квасцы $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ [15].

Результаты промысловых испытаний СПС опубликованы в работах [15-22]. СПС эффективны на поздней стадии разработки при обводненности добываемой продукции более 60 %.

В Татарстане промышленные испытания технологии СПС были начаты в 1993 году на опытных участках Ромашкинского месторождения. Технологическая эффективность составила от 140 до 2500 тонн дополнительно добытой нефти на тонну закачанного полимера. Объемы внедрения технологии СПС на объектах ОАО «Татнефть» составили от 30 до 50 мероприятий [15, 16].

Одна из разновидностей технологии СПС основана на применении вязко-упругих систем (ВУС) – полимерном воздействии, сущность которого заключается в том, что призабойная зона нагнетательных скважин обрабатывается вязко-упругими системами, представляющими собой сшитые полимеры с малым временем гелеобразования и относительно высоким содержанием полимера и сшивателя.

Образовавшиеся в пласте в результате сшивки гидрогели обладают:

- очень низкой подвижностью;
- высоким остаточным фактором сопротивлений;
- достаточно высоким градиентом сдвига;

- ярко выраженными вязкоупругими свойствами.

Особенно эффективен этот метод при применении его в неоднородных пластах, имеющих прослой высокой проницаемости (возможно трещиноватых), со слабой гидродинамической связью между отдельными продуктивными пластами, содержащими нефть повышенной вязкости [21].

Большой интерес в применении полимерных систем представляют системы, содержащие набухающие в воде, но не растворимые частицы полимеров (гель-частиц), способные снижать проницаемость высокопроницаемых обводненных зон пласта и пропластков [8, 21-25]. Гель-частицы ПАА обладают трехмерной сеткой и способны набухать, увеличивая объем до 1000 раз [8, 22]. Набухающие гель-частицы получают в результате имидизации при термообработке ПАА [22] или при радиационной сшивке порошкообразных реагентов ПАА (реагент «Темпоскрин»). Эффективность таких систем опубликована в работах [23-25]. Положительный эффект от применения «Темпоскрин» достигается за счет вязкоупругих свойств полимерно-гелевой системы, характеризующихся структурой реагента.

На месторождениях ОАО «Татнефть» широкое применение получила технология с применением капсулированных полимерных систем (КПС), являющихся модификацией полимерного воздействия. Сущность технологии заключается в закачке в пласт через нагнетательную скважину композиции на основе низкоконцентрированного полимера – ПАА и сшивателя – соли алюминия (сернокислого алюминия или полиоксихлорида алюминия) [26-28]. При взаимодействии указанных реагентов происходит сшивка из макромолекул полимера с образованием полимерных капсул, где макромолекулы полимера соединены между собой ионами алюминия.

В настоящее время технология КПС успешно внедряется на месторождениях Татарстана, дополнительная добыча составила свыше 1900 тонн нефти на одну скважино-операцию [29].

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке технологий увеличения нефтеотдачи пластов является использование биополимеров [30-32].

Преимуществом этого реагента является более высокая стойкость против механической, термоокислительной деструкции и совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами.

Основным недостатком биополимеров является их деструкция, вызываемая микрофлорой, находящейся в минерализованных пластовых и особенно в закачиваемых пресных водах. В связи с этим закачиваемые в пласт растворы биополимеров необходимо стабилизировать для предотвращения биодеструкции. С этой целью вводятся бактерициды.

Впервые биополимеры на основе ксантана для увеличения нефтеотдачи пластов были внедрены на месторождениях Северного моря в 80-е годы прошлого столетия. Основными производителями ксантановых полимеров являются фирмы «Статойл» (Норвегия), «Рон Пуленк (Франция) и «Келко Мерк» (США) [30].

Наибольшую известность в нашей стране получили технологии увеличения нефтеотдачи с применением биополимеров «Продукт БП-92» и «Симусан» [31, 32]. Промысловые испытания биополимера – «Симусана» были начаты в 1987 году на Арланском месторождении. За период 1987-1990 г.г. обработаны 53 нагнетательные скважины, удельный технологический эффект составил 400-800 тонн на одну тонну реагента. Из-за отсутствия биополимера промысловое внедрение было прекращено [32].

В ОАО «Татнефть» успешно внедряется технология выравнивания профиля приемистости с использованием гелеобразующих композиций на основе ксантана [33, 34]. Анализ эффективности применения композиций на основе ксантана изложены в работах [35, 36].

Перспективным реагентом растительного полисахарида, широко применяемого на месторождениях Татарстана, является гуаровая камедь [37-39]. В 2006-2007 годах разработаны композиции на основе гуаровой камеди, по результатам опытно-промысловых работ (ОПР) дополнительная добыча нефти составила более 2000 т нефти на одну скважино-операцию [38].

Кроме ПАА и биополимеров в технологиях полимерного воздействия нашли применение простые эфиры целлюлозы. Так, на месторождениях Татар-

стана широко применялась закачка раствора эфира целлюлозы – оксиэтилцеллюлозы, в результате чего дополнительно добыто свыше одного миллиона тонн нефти [40-42].

Водные растворы эфиров целлюлозы (оксиэтилцеллюлозы, карбоксиметилцеллюлозы) обладают связывающими, эмульгирующими, смачивающими и адгезионными свойствами. В пласте под воздействием различных факторов, например, температуры, изменения pH, ионов металлов, содержащихся в пластовой воде и водах для приготовления раствора, происходит загущение растворов эфиров целлюлозы вплоть до образования гидрогелей различной степени подвижности. Добавление в раствор сшивателя (ионов металлов) позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Благодаря этому технология применима на любой стадии разработки.

Технологии закачки эфиров целлюлозы обладают достаточно высокой эффективностью для повышения нефтеотдачи залежей, находящихся на поздней стадии разработки. Технологическая эффективность составляет до 1500 тонн дополнительной добытой нефти на одну тонну закачанного реагента.

Дальнейшее совершенствование технологии осуществлялось путем введения в раствор эфира целлюлозы неионогенного поверхностно-активного вещества [43, 44]. Добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ) способствует улучшению реологических свойств композиции. В период 2003-2006 г.г. проведено 90 обработок нагнетательных скважин, дополнительная добыча составила 340 тонн нефти на одну тонну оксиэтилцеллюлозы [44]. В последние годы данная технология не применяется в промысловых условиях из-за высокой стоимости реагента.

В институте химии нефти СО РАН Алтуниной Л.К. и Кувшиновым В.А. разработаны составы на основе простого эфира целлюлозы – метилцеллюлозы (составы «Метка» и «Ромка») [45-47]. В основе применения метилцеллюлозы в качестве изолирующего агента лежит способность её водных растворов загущаться вплоть до не текучего состояния с образованием геля при повышении температуры выше 50 °C [46]. Введение в раствор эфира целлюлозы добавок (мочевины,

роданистого аммония) позволяет в широком интервале регулировать критическую температуру гелеобразования композиции [48]. Эффективность технологий составляет в среднем 1630 тонн нефти на одну скважино-операцию [46].

Недостатком является то, что метод применим только для высокотемпературных пластов, для месторождений Татарстана с температурой пластов от 25 °С до 35 °С метод без адаптаций к геолого-физическим условиям не эффективен. Кроме того, гели, полученные на основе метилцеллюлозы, подвержены разрушению при механическом воздействии [46].

Таким образом, технологии с применением водорастворимых полимеров и композиций на их основе получили широкое распространение в промышленной практике, которые доказали высокую эффективность при воздействии на нефтяные пласты. Однако такие технологии недостаточно эффективны в случае применения их в резко неоднородных пластах, имеющих пропластки высокой проницаемости. Кроме того, недостатком полимерных технологий является нестабильность их в пластовых условиях и высокая стоимость реагентов.

1.2.1.2 Дисперсные системы для увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения охвата пласта воздействием наиболее широко используются технологии с применением дисперсных систем, основанных на повышении фильтрационного сопротивления обводненных высокопроницаемых зон пласта. К таким технологиям относятся, в первую очередь, полимерно-дисперсные системы (ПДС), с помощью которых были частично устранены недостатки полимерного воздействия. Технология ПДС разработана в начале 80-х годов под руководством проф. А.Ш. Газизова. Изучению свойств и принципов воздействия этой композиции на продуктивный пласт было посвящено много публикаций [49-55].

Основным компонентом системы ПДС являются неионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Причиной флокуляции [49] является адсорбция макромолекул или ассоциатов макромолекул на нескольких твердых частицах и образование мостиков, связывающих частицы.

Выбор глинистой суспензии в качестве второго компонента нового состава основывался на ее доступности в промышленных условиях и некоторых специфических свойствах.

Проведенными исследованиями установлено, что при взаимодействии глинистых частиц размером 2-6 мкм с ПАА образуются глино-полимерные комплексы размером 100-150 мкм. Этого достаточно для заполнения наиболее крупных пор и микротрещин не только песчаника, но и карбонатных отложений [51]. Добавка полимера к дисперсии минеральных частиц улучшает их сцепление между собой и поверхностью породы и позволяет увеличить объем осадка.

Полимер-дисперсные системы показали высокую эффективность для скважин с обводненностью добываемой продукции более 95 % [49].

Дальнейшие научно-исследовательские работы велись в направлении разработки модификаций ПДС различными химическими реагентами [51-54]:

а) модифицирование ПДС в зависимости от пластовых условий осуществлялось в целях повышения эффективности технологии применения ПДС на основе ее усовершенствования;

б) совмещение технологии применения ПДС с другими физико-химическими методами, самостоятельное применение которых на поздней стадии разработки месторождений неэффективно;

в) создание технологий, базирующихся на использовании других химических реагентов (гелеобразующих компонентов (ГОК), щелочной полимерно-суспензионной композиции (ЩСПК) и др.), что расширяет диапазон их использования. Модификация ПДС с солями хрома увеличивает прочностные свойства ПДС за счет сшивки макромолекул полимера [53, 55], добавление ПАВ в ПДС позволяет увеличить коэффициент нефтевытеснения на 0,5-8,2 % [54].

Развитие ПДС заключается в создании комплексной технологии, основанной на последовательной закачке в пласт ПДС и нефтеотмывающего состава (ПАВ, щелочей и др.), и обеспечивающей одновременно увеличение охвата пласта воздействием и увеличение коэффициента вытеснения нефти [54].

Применение модифицированных ПДС позволили повысить технологический эффект, расширить условия применения этих технологий на различной категории трудноизвлекаемых запасов, способствовали удельному снижению затрат на тонну дополнительно добытой нефти.

В настоящее время это самый перспективный метод увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки, позволяющий иметь большие возможности для его совершенствования.

В последние годы аналогичная технология с применением полимерглинистой композиции (ПГК) внедряется на месторождениях ОАО «Татнефть» [56]. За период 2002-2013 г.г. технологическая эффективность от применения технологии ПГК, по данным ОАО «Татнефть», составила более 500 тыс. тонн дополнительной нефти.

Большой интерес представляет технология с применением волокнисто-дисперсной системы (ВДС). Сущность технологии заключается в последовательной закачке в пласт суспензий древесной муки и глины [57-60] или одновременной закачке суспензии на основе древесной муки [57, 58].

По мнению авторов данной технологии проникающие вглубь пласта дисперсные частицы древесной муки и глины взаимодействуют между собой, древесная мука хорошо набухает в воде. В результате за счет сил физического взаимодействия между частицами в порах породы возникает структурированная система, способная заметно повышать фильтрационное сопротивление высокопроницаемых зон пласта.

Древесная мука не подвергается деструкции, не обладает биоцидными свойствами, экологически чиста, и ее производство основано на использовании ресурсообеспеченных материалов.

Технология ВДС эффективна при любой минерализации и температуре пластовых вод, может применяться на терригенных и карбонатных коллекторах.

Удельная технологическая эффективность применения ВДС на месторождениях Татарстана в среднем составляет 2856 тонн нефти на одну скважинообработку [40].

Также разработаны различные модификации ВДС. Так, в работах [58-60] предложены закачки ВДС с добавками полимеров и щелочей, циклическая закачка в карбонатный пласт растворов полимеров и дисперсии древесной муки, водоизолирующего состава на основе ВДС с последующим закреплением его полимерной дисперсионно-наполненной системой на основе ПАА, сшивателя, наполнителя и воды.

Таким образом, технологии ПДС и ВДС являются наиболее эффективными, показавшими высокую эффективность в промышленных условиях. Широкому распространению ПДС и ВДС способствует доступность и низкая стоимость основного компонента – глинопорошка.

1.2.1.3 Осадкообразующие системы для увеличения нефтеотдачи пластов

Для обводненных пластов весьма перспективными технологиями повышения нефтеотдачи пластов являются осадкообразующие композиции. Наиболее полное обобщение результатов данного направления МУН приведено в работах [61-69].

Основными потокоотклоняющими осадкообразующими технологиями повышения выработки продуктивных пластов являются щелочно-полимерные и силикатно-щелочные композиции, основанные на образовании осадка в пластовых условиях. Осадок образуется за счет взаимодействия щелочных реагентов с солями поливалентных катионов, содержащихся в пластовой воде [61, 66].

На месторождениях Татарстана наиболее широко внедряется технология увеличения нефтеотдачи пластов с использованием щелочно-полимерной композиции (технология ЩПК). [66]. Основным компонентом в композиции является гидроокись натрия, позволяющая регулировать объем образующегося осадка, в зависимости от концентрации его и плотности закачиваемой воды. Для регулирования свойств осадков в композицию вводятся водорастворимые полимеры (полиакриламид, карбоксиметилцеллюлоза), что позволяет улучшить реологические

свойства композиций, «связать» отдельные частицы осадка между собой и с поверхностью породы, тем самым снизить проницаемость породы в 1,5-2,0 раза.

Технологическая эффективность применения технологии ЩПК по данным ОАО «Татнефть» составляет более 1300 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважино-операцию.

В последние годы закачка силикатно-щелочных композиций проводится с кустовых насосных станций, обеспечивающих одновременную обработку большого количества добывающих скважин [62, 63]. Силикатно-щелочное воздействие основано на внутрислоевом осадкообразовании в обводненных промытых пропластках неоднородного пласта. Осадок образуется в результате взаимодействия силикатно-щелочных растворов с солями кальция и магния, содержащимися в закачиваемой воде в пластовых условиях. Метод применяется на месторождениях Башкортостана с 1986 года и является одним из первых использованных физико-химических методов воздействия на пласт с целью ограничения движения воды в продуктивных пластах Арланского и других месторождений. Так, применение силикатно-щелочных композиций на Арланском месторождении позволяет увеличить конечную нефтеотдачу с 47,3 до 52,2 % по сравнению с полимерным и микробиологическим воздействиями [62].

Щелочно-полимерные и силикатно-щелочные композиции применяются также в карбонатных коллекторах и на месторождениях с высокими пластовыми температурами [61, 67].

На ряде месторождений внедряются технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе отходов производства капролактама – ЩСПК (щелочной сток производства капролактама) [61, 65, 67], шлам-лигнина – крупнотоннажного производства отхода целлюлозно-бумажной промышленности) [67].

ЩСПК представляет водный раствор натриевых солей адипиновой кислоты. В работе [67] предлагается последовательная закачка ЩСПК и 20-50 %-ного водного раствора хлористого кальция или сочетание закачек вытесняющего агента, ЩСПК и раствора солей алюминия или хлористого кальция. Для вытеснения

нефти из пласта рекомендуется закачка раствора ЩСПК, разбавленного в пресной воде до необходимой концентрации.

Шлам-лигнин содержит в своем составе 70-80 % лигнина, 20-30 % минеральных веществ, ПАА и активного ила; растворимый в щелочах и нерастворимый в пресных и минерализованных водах. Исследования показали, что при взаимодействии щелочных растворов шлам-лигнина с минерализованными водами происходит образование дисперсной системы из неорганических и органических соединений, способных снижать проницаемость высокопроницаемых зон.

Кроме того, стабильность растворов с использованием шлам-лигнина достигается введением в состав силиката натрия. Кратность снижения проницаемости пород составляет три-шесть раз [67, 68].

Промысловые испытания технологии с использованием лигнинсодержащих составов показали высокую эффективность – дополнительная добыча нефти составила 500-900 тонн на одну тонну реагента [69].

В работе [70] предложена композиция на основе омыленной древесной муки (ОДС). Древесная мука является продуктом лесохимического производства. Реагент представляет собой смесь гетероорганических соединений.

В результате взаимодействия в пластовых условиях растворов ОДС с солями поливалентных металлов, выполняющих функцию осаждающего реагента из-за щелочной среды, образуется объемный гелеобразный осадок, который формирует экран на пути нагнетаемой в пласт воды.

Опытно-промысловые работы по испытанию технологии с применением ОДС на Дружном месторождении показали ее высокую эффективность (технологический эффект составил 3261 тонн дополнительно добытой нефти на одну обработку) [70].

Согласно литературным данным, осадкообразующие композиции более эффективны на терригенных и карбонатных коллекторах с обводненностью добываемой продукции более 80 %.

1.2.1.4 Гелеобразующие композиции на основе неорганических реагентов

Типичными представителями гелеобразующих композиций являются водорастворимые неорганические соединения, способные при контакте с пластовой водой образовывать гели. Для этой цели предложены соли алюминия и силикаты щелочных металлов (силикат натрия). Композиции на основе неорганических реагентов имеют низкую вязкость (близкую к вязкости воды), высокую проникающую способность, что выгодно отличает их от гелеобразующих составов на основе полимеров.

Соли алюминия представляют собой неорганические реагенты, устойчивые в кислой среде. Так, в [71-73] предлагается закачка раствора сульфата алюминия или хлористого алюминия, образующего в пористой среде осадок $Al(OH)_3$ в виде вязкой массы, обеспечивающей закупорку промытых водой каналов, а непромытые нефтенасыщенные зоны подключаются к разработке.

Известен состав «ГАЛКА» [74], основанный на закачке соли алюминия и карбамида для высокотемпературных пластов. В результате гидролиза карбамида при повышенной температуре происходит образование геля в виде гидроокиси алюминия, обладающего высокими реологическими свойствами.

Фильтрационные исследования показали, что закачка композиции «ГАЛКА» приводит к снижению подвижности воды в 4-100 раз по мере роста проницаемости.

В настоящее время гелеобразующая композиция «ГАЛКА» успешно внедряется на месторождениях Западной Сибири.

Недостатком гелеобразующей композиции является то, что состав не может применяться для низкотемпературных пластов, так как в этих условиях не происходит разложения карбамида и образования гидроокиси алюминия (либо требуются дополнительные добавки, усложняющие состав).

Предложен также гелеобразующий состав на основе силиката натрия и аммиачной селитры. При взаимодействии указанных реагентов происходит выделе-

ние углекислого газа за счет гидролиза аммиачной селитры и образование геля кремниевой кислоты [75].

Этот состав может быть применен только для высокотемпературных пластов из-за медленной скорости гидролиза карбамида в щелочной среде. В условиях Татарстана это не находит применения по причине отсутствия высокотемпературных пластов.

Другим наиболее распространенным реагентом, применяемым в нефтяной промышленности, является низкомодульное жидкое стекло (силикат натрия), в различных работах упоминаемый, как жидкое стекло, выпускаемый по ГОСТ 13078-81 [76].

Силикат натрия получают из силикат-глыбы обработкой паром в автоклавах и 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).

В отечественных разработках силикат натрия применяется с 1935 года [77].

Силикат натрия является щелочным реагентом. В кислой среде силикат натрия образует коллоидные растворы (золи) кремниевой кислоты, которые со временем переходят в гели, в нейтральной среде и в присутствии многовалентных ионов происходит коагуляция кремниевой кислоты с образованием гелеобразных осадков или гелей. Кислые гели являются наиболее прочными, чем гели, образованные в щелочной среде [78].

В США на основе силикагеля разработана система «Zonelock» фирмы Dowell [79], применяемая при выработке запасов нефти из терригенных и карбонатных коллекторов.

Основными реагентами в системе «Zonelock» являются силикат натрия, соляная кислота, полимер, сшиватель и наполнитель. Силикат натрия и соляная кислота образуют гель с регулируемым временем гелеобразования, сшиватель и полимер добавляют для регулирования вязкости жидкости и увеличения прочности геля. Твердый наполнитель добавляется в систему при наличии больших трещин или пустот в пласте [79].

Система «Zonelock» имеет низкую вязкость и способствует закачке больших объемов состава без осложнений.

За рубежом успешно применяются составы на основе силикагелей, разработанные компаниями «Haliburton», «Amoco», «Standard», показавшие высокую эффективность в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов и ограничения водопритока в добывающих скважинах [79].

Авторами [79] было установлено, что применение гелеобразующих материалов в сильно расчлененных и карбонатных коллекторах с трещиноватостью в призабойной зоне дало отрицательные результаты. В коллекторах, где отсутствовали открытые трещины в призабойной зоне пласта, гелеобразующие композиции были эффективны.

Зарубежными учеными были предложены составы, основанные на последовательной закачке двух растворов на основе силиката натрия и соляной кислоты, которые при смешении в пласте образуют гель. Между двумя оторочками закачивается разделительная оторочка пресной воды [80-85].

Но данные составы имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что в пласте гель не образуется или образуется не во всем объеме из-за плохой смешиваемости растворов в пористой среде, вследствие этого эффективность использования такого способа низка.

В нашей стране более широкое применение нашли составы, смешение растворов силиката натрия и кислого агента которых происходит на поверхности с регулируемым временем гелеобразования.

При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами образуется золь кремниевой кислоты, переходящий со временем в вязкоупругий гель, который может служить водоизолирующим материалом в обводненных высокопроницаемых зонах пласта. Известно большое количество водоизолирующих составов на основе силиката натрия [86-95].

Так, в 1943 году Г.М. Панченковым и Г.Н. Хангильдиным были предложены системы на основе гидрогеля кремниевой кислоты для изоляции подошвенных вод [77].

В 1949-1954 годах опытные работы с применением силикатных гелей были проведены на Туймазинском месторождении. По мнению авторов [77], низкая эффективность обработок была обусловлена быстрой коагуляцией гидрогеля при контакте с пластовой водой и недостаточным объемом полученного силикатного геля для создания прочных экранов, обеспечивающих длительный эффект при изоляции подошвенных вод.

Представляет интерес возможность закачивания концентрированных товарных растворов щелочных реагентов с глинистой суспензией, исключая стадию приготовления, а также более эффективного снижения проницаемости обводненного коллектора. Результаты лабораторных исследований щелочных реагентов (силиката натрия, гидроокиси натрия и карбоната кальция) на кернах показали, что силикат натрия обладает наиболее высокой проникающей способностью. Снижение проницаемости керна составляет 99 %, 95 % и 54 % соответственно [91].

Технологическая эффективность применения технологии на основе жидкого стекла и глинистой суспензии составила 6657 тонн дополнительно добытой нефти по двум опытным участкам Арланского месторождения [91].

В настоящее время разработано большое количество технологий с применением силикатного геля [86-88, 90, 92-95] для блокирования высокопроницаемых зон пласта. Механизм действия основан на способности перехода закачиваемого состава в силикатный гель. Гели кремниевой кислоты обладают незначительной прочностью. Прочность геля увеличивается за счет добавок, позволяющих улучшить реологические свойства силикатного геля. К таким добавкам относятся различные полимеры (ПАА, эфиры целлюлозы, ксантан, ПАВ) [96-101].

Под руководством А.Т. Горбунова разработан гелеобразующий состав на основе силиката натрия, соляной кислоты и ПАА, который успешно применяется на месторождениях Западной Сибири [101] для высокотемпературных пластов. В работе [101] приводятся результаты применения данного гелеобразующего состава для месторождений с низкими пластовыми температурами и минерализованными водами.

Для закачки через нагнетательные скважины в пласты с высокой приемистостью применяются силикатные гели с твердыми наполнителями и сшивателями (бentonитовая глина, древесные опилки, резиновая крошка и др., сшиватель – ацетат хрома). Такие гели обладают высокой прочностью (более 200 Па) и позволяют снизить проницаемость породы в 10-100 раз. Такие композиции, в основном, используются для блокирования высокопроницаемых пластов [86, 102, 103].

Наиболее широко применяются для обработки пластов через нагнетательные и добывающие скважины гелеобразующие составы на основе алюмосиликатов – нефелина [104-106] и синтетического цеолита [107], способные в пластовых условиях через определенное время превращаться в малоподвижную гелеобразную массу.

По мнению авторов [107], гелеобразующая композиция перспективна с экологической точки зрения, так как не деструктурируется при высоких пластовых температурах и используется при производстве синтетических моющих средств, по своим физико-химическим свойствам применяется для геолого-физических условий Ноябрьского региона Западной Сибири.

Известны композиции на основе высокомолекулярного силиката натрия [108-110]. Составы менее чувствительны к минерализации и эффективно используются на месторождениях Татарстана для водоизоляционных работ, а также для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

Для применения в условиях месторождений с минерализованными водами предложены составы с использованием силиката натрия, широко внедряемые на объектах ОАО «Татнефть» [111, 112].

Технология с использованием силикатно-солевых композиций (ССК) основана на закачке в пласт раствора силиката натрия, который в пластовых условиях при контакте с минерализованными водами образует осадки, позволяющие увеличивать фильтрационное сопротивление и снизить проницаемость промытых зон пласта [112].

В период за 2001-2013 г.г. с применением технологии ССК проведено 250 обработок и СПК (силикатно-полимерной композиции) – 34 обработки,

удельная технологическая эффективность составила более 1300 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку соответственно [112].

Таким образом, из обзора научно-технической и патентной литературы видно, что основное применение силикат натрия и композиции на его основе нашли в технологиях ограничения водопритокков, увеличения нефтеотдачи пластов и для высокотемпературных пластов.

В технологических процессах известных методов увеличения нефтеотдачи пластов с применением композиций на основе силиката натрия применяются медленно-коагулирующие системы с образованием гелей, обладающих сложностью получения их в пластовых условиях с необходимыми свойствами.

В 2003 году нами была разработана технология для повышения выработки продуктивных пластов с применением дисперсной системы на основе силикатного геля (силикатная микрогелевая система) с высокими реологическими и технологическими свойствами [113, 114], позволяющая устранить недостатки известных технологий с использованием силикатных гелей.

Проведенные исследования и успешные испытания позволили нам рекомендовать силикатные микрогелевые системы в технологиях увеличения нефтеизвлечения.

Результаты лабораторных исследований и опытно-промышленных работ по применению силикатной микрогелевой системы для увеличения нефтеотдачи пластов рассмотрены в работах [112, 115–118].

Кроме того, для получения качественного силикатного геля в промысловых условиях впервые была разработана установка УПСГ-1 [119–122].

В 2007 году технология с применением силикатной микрогелевой системы рекомендована к промышленному внедрению на месторождениях ОАО «Татнефть», проведено 170 обработок, удельная дополнительная добыча составила в среднем 3000 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку.

1.3 Технологии увеличения нефтеизвлечения с использованием поверхностно-активных веществ и композиций на их основе

Роль поверхностно-активных веществ (ПАВ) в процессах вытеснения нефти заключается в изменении условий смачиваемости и значений межфазного натяжения в системе «вода – нефть – порода», т.е. в повышении нефтеотмывающих свойств воды.

Лабораторные исследования ПАВ показали их высокую эффективность, но не нашли однозначного подтверждения при реализации их в промысловых условиях.

За рубежом ПАВ испытывались в 50-60-х годах прошлого столетия. Однако из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей ПАВ не получили широкого распространения [2].

В нашей стране большой объем внедрения технологий с применением ПАВ с концентрацией 0,5-0,1 мас. % осуществлен на месторождениях Башкортостана (Арланское месторождение), Татарстана (Ромашкинское месторождение) и Западной Сибири (Самотлорское месторождение).

Так, например, за счет внедрения водо- и маслорастворимых ПАВ на Ромашкинском месторождении было добыто 2,9 млн. тонн нефти [123]. Наиболее эффективной оказалась закачка водорастворимых ПАВ для первичного вытеснения нефтей из терригенных отложений бобриковского горизонта. Эффективность от применения водорастворимых ПАВ составила от 30 до 150 тонн нефти – в среднем около 60 тонн дополнительной нефти на одну тонну реагента [124].

Закачка ПАВ в пласт осуществлялась, в основном, двумя способами:

- закачка больших объемов низкоконцентрированных растворов ПАВ;
- закачка малых объемов концентрированных растворов ПАВ (5-10 % по массе).

В работах [123, 125-127] показано, что закачку низкоконцентрированных растворов ПАВ необходимо проводить на начальной стадии разработки месторождений, позволяющей стабилизировать рост обводненности продукции и полу-

чение высокой конечной нефтеотдачи. Кроме того, использование ПАВ на ранней стадии разработки уменьшает конечную нефтеотдачу из-за увеличения вязкости нефти в зоне фронта вытеснения, на поздней стадии разработки может быть неэффективным из-за малой нефтенасыщенности, а в некоторых случаях могут снизить конечную нефтеотдачу месторождений. Так, на Арланском месторождении по результатам опытно-промысловых работ сделан вывод о неэффективности закачки низкоконцентрированных ПАВ на любой стадии разработки [127]. Также были получены отрицательные результаты от использования индивидуальных растворов ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов в условиях месторождений Западной Сибири.

В последние годы интерес к технологиям с использованием композиций на основе ПАВ возрос. В институте «НИИнефтепромхим» разработаны углеводородные композиции на основе ПАВ (СНПХ 9633, 9630 и другие), предназначенные для блокирования высокопроницаемых зон пласта обратными эмульсиями, образующимися в пласте при контакте с минерализованными водами [128-134]. В настоящее время реагент СНПХ 9633 внедряется на месторождениях ОАО «Татнефть» для ограничения водопритока в добывающих скважинах [129].

Кроме того, углеводородные композиции обладают гидрофобизирующим действием, растворяющей способностью к асфальто-смолистым и парафинистым отложениям [131, 134].

Одним из лучших способов повышения эффективности технологий ПАВ является сочетание их с полимерами, позволяющее расширить их область применения, одновременно увеличивать степень вытеснения остаточной нефти и охвата пласта заводнением [136, 137].

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» внедряется технология с использованием низкоконцентрированных полимерных систем в сочетании с ПАВ для условий низкой приемистости скважин (технология НКПС) [137]. Технология НКПС показала высокую эффективность, проведено 150 мероприятий, успешность работ составила 95 %.

Большое распространение получили комбинированные технологии для увеличения нефтеотдачи пластов: гелеобразующие или осадкообразующие композиции, дисперсные системы (ПДС, ПГ-УВС и другие) с нефтевытесняющим реагентом, которые за счет образования в пласте изолирующего барьера позволяют блокировать обводненные высокопроницаемые пропластки, тем самым способствуют подключению в работу низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта, и более эффективному вытеснению нефти водными растворами ПАВ [51, 54, 67, 138].

В работе [139] приведены результаты исследований на основе силикат-полимерной композиции с растворами ПАВ для увеличения охвата пластов заводнением и увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

По мнению авторов [139], предложенные силикат-полимерные композиции, значительно снижая проницаемость водопроводящих каналов пласта, способствуют повышению охвата воздействием, не обладают достаточной нефтеотмывающей способностью.

Исследования показали, что сочетание силикат-полимерных композиций и растворов ПАВ улучшают как процесс извлечения остаточной нефти, так и охват пласта воздействием, обеспечивая высокую эффективность процесса на поздней стадии разработки месторождений.

Дальнейшим совершенствованием технологий является создание комбинированных композиций с использованием дисперсных систем с содержанием частиц силикатного геля, обладающих широким спектром свойств: реологических, структурно-механических, фильтрационных и технологических с учетом доступности и низкой стоимости исходных компонентов при реализации технологии в промысловых условиях.

В 2012 году в институте «ТатНИПИнефть», на основании проведенных экспериментальных исследований в этом направлении, нами разработана технология ССГ, основанная на последовательной закачке дисперсной системы с использованием силикатной микрогелевой системы и ПАВ или полимера [140, 141]. Результаты лабораторных исследований и промысловых работ по применению составов на основе силикатной микрогелевой системы приведены в работах [142-144].

С 2012 года технология ССГ промышленно внедряется на месторождениях ОАО «Татнефть». Объекты применения технологии находятся в пределах площадей и залежей Ромашкинского, Ново-Елховского, Сабанчинского, Ерсубайкинского и Ямашинского месторождений в терригенных отложениях девона и карбона. Коллекторы представлены, в основном, песчаниками, реже – алевролитами и заглинизированными песчаниками.

По состоянию на 01.01.2013 г. с применением технологии ССГ проведено 25 мероприятий. Средний прирост дебита нефти за данный период составил 5,87 т/сут, экономический эффект – 6,8 млн. руб. на одно мероприятие. [144].

ВЫВОДЫ

Анализ литературного обзора показал, что для увеличения нефтеизвлечения пластов применяется большое количество технологий с применением различных химических реагентов, отличающихся их назначением, механизмом воздействия, свойствами получаемых композиций и.т.д.

Однако проведенные исследования показали, что в технологиях с применением силикатного геля имеются сложности получения его в пластовых условиях.

Широко применяемые силикатные гели не были изучены в качестве дисперсной фазы в дисперсных системах для применения их в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов.

Дальнейшее развитие методов увеличения нефтеотдачи требует постоянного совершенствования и усложнения технологических приемов воздействия на пласт и создания новых технологий с применением силикатных гелей для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

ГЛАВА 2 – РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ И КОМПОЗИЦИЙ НА ЕГО ОСНОВЕ

Основная задача исследований физико-химических и реологических свойств состояла в изучении основных компонентов (силиката натрия и соляной кислоты) и определения оптимальных условий для получения прочного силикатного геля в условиях быстрого гелеобразования.

Для исследования физико-химических и реологических свойств основных компонентов силикатного геля и композиций на его основе использовался ряд стандартных методик и приборов.

Определение силикатного модуля проводилось ускоренным методом, основанным на последовательном титровании растворами соляной кислоты и гидроксида натрия силиката натрия до получения бесцветного раствора [77].

Силикатный модуль – это величина, показывающая соотношение между диоксидом кремния и оксидом натрия в силикате натрия, которая определяется по формуле (2.1):

$$Mc = \frac{mSiO_2}{mNa_2O} \cdot 1,0323 \quad (2.1),$$

где Mc – силикатный модуль;

$mSiO_2$ – масса диоксида кремния в навеске жидкого стекла (силиката натрия), г;

mNa_2O – масса оксида натрия в той же навеске, г;

1,0323 – отношение молекулярных масс Na_2O и SiO_2 .

Измерение плотности силикатов натрия, кислого агента и их водных растворов проводилось с помощью прибора – плотномера DA-310M-DA-310M (Mettler Toledo, Швейцария). Принцип измерения плотности исследуемой жидкости основан на определении периода колебаний стеклянной U-образной трубки (колебания генерируются электромагнитным вибратором).

В ходе эксперимента определялся коэффициент измерительной трубки в соответствии с инструкцией по эксплуатации прибора. В качестве исследуемой жидкости использовались воды различной минерализации, водные растворы полимеров, водные растворы силиката натрия и кислого агента.

Исследуемая жидкость с помощью шприца вводилась в измерительную трубку до полного заполнения трубки. Плотность исследуемой жидкости измерялась автоматически. При завершении процесса раздавался звуковой сигнал, и данные измерения распечатывались.

Ускоренное определение плотности исследуемых жидкостей, растворов силиката натрия и соляной кислоты проводилось с помощью набора ареометров АОН-1 с диапазоном от 1,00 до 1,45 г/см³, объём пробы составлял 100 см³.

Измерение вязкости силиката натрия производилось капиллярными вискозиметрами марки ВПЖ-2 (Россия) и вискозиметром Гепплера типа KF 3.2 с падающим шариком (Нааке, Германия), определение величины рН с помощью рН-метра Delta Toledo 345 (фирма Mettler, Швейцария).

Определение реологических свойств силикатных гелей (сдвиговой прочности геля) проводилось на ротационном вискозиметре «Реотест-2». Ротационный вискозиметр представляет собой два коаксиальных цилиндра, в кольцевой зазор которого заливался исследуемый раствор. Внутренний цилиндр приводился во вращение от электродвигателя с частотой вращения 0,3 об/мин.

Метод основан на определении сдвиговой прочности геля при минимальной скорости сдвига 0,167 с⁻¹ (напряжение сдвига), при котором происходит разрушение структуры геля.

Сдвиговая прочность геля рассчитывается по формуле (2.2):

$$\tau = \eta \cdot \gamma \quad (2.2)$$

где η – динамическая вязкость исследуемого раствора, Па·с;

γ – градиент скорости сдвига, с⁻¹;

τ – сдвиговая прочность геля, Па.

Вязкостные свойства композиций на основе силикатного геля определялись на ротационном вискозиметре «Rheomat RM-180» (Mettler, Швейцария), измерения проводились в диапазоне скоростей сдвига от 6,5 до 129 с⁻¹.

Определение размера частиц силикатного геля в системе проводилось с помощью приборов – анализаторов частиц «Multisizer MS» (США) и «Гран-152» (Россия) в соответствии с «Руководствами по эксплуатации приборами».

Прибор «Multisizer MS» используется для замера частиц в диапазоне от 2 до 60 мкм, а анализатор «Гран 152» – в диапазоне от 5 мкм и более 100 мкм.

Статистическую обработку данных проводили с использованием пакета программ «Excel Microsoft Office», и полученные уравнения подтверждали результаты проведенных экспериментов с вероятностью не менее 0,95.

2.1 Методика приготовления силикатного геля

Методика приготовления силикатного геля заключалась в смешении разбавленных растворов силиката натрия и соляной кислоты при их объёмном соотношении в диапазоне от 1:1 до 2:1 в условиях быстрого гелеобразования.

Под быстрым гелеобразованием силикатного геля подразумевается период времени в пределах двух минут, определяемый современным уровнем развития технических средств, предназначенных для приготовления силикатного геля и последующего его диспергирования с целью получения водной силикатной микрогелевой системы в едином непрерывном технологическом процессе в промышленных условиях.

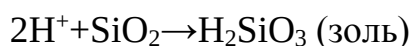
Например, рецептура приготовления силикатного геля на основе 25 %-ного раствора силиката натрия и 2,9 %-ного раствора соляной кислоты заключалась в следующем. Силикат натрия (плотность товарной формы – 1450 кг/м³) смешивался с пресной водой в объёмном соотношении 1:3, а соляная кислота (товарная форма с плотностью 1190 кг/м³) – с пресной водой в объёмном соотношении 1:7. Плотность водного раствора силиката натрия составляет 1110 кг/м³, плотность разбавленного раствора соляной кислоты – 1015 кг/м³. Готовые водные растворы

силиката натрия и соляной кислоты смешивались в объёмном соотношении 1:1 при перемешивании с помощью механической лопастной мешалки фирмы «Kika» (Германия). Нижняя часть лопасти мешалки опускалась в смесь растворов силиката натрия и соляной кислоты и при движении ее в момент, когда мешалка начала собирать гель в складки, считался началом гелеобразования от начала смешения. Время образования силикатного геля определялась с помощью секундомера и составило 30 секунд.

2.2 Исследование физико-химических и реологических свойств основных компонентов силикатного геля

Известно, что силикатный гель получают взаимодействием водного раствора силиката натрия с добавлением кислого агента. С течением времени под действием кислого агента протекает реакция с образованием кремниевой кислоты, которая, по мере накопления, коагулирует в виде геля.

Схематически это процесс можно представить уравнениями:



Физико-химические, реологические свойства силикатных гелей регулируются концентрацией и модулем силикатного геля, типом кислого агента, соотношением водных растворов силиката натрия и кислого агента.

В лабораторных условиях были исследованы физико-химические свойства силиката натрия двух марок: «Сиалит 30-5» (ТУ 2145-002-43811938-97) и натриевое жидкое стекло (силикат натрия) (ГОСТ 13078-81), выпускаемого отечественной промышленностью.

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 окиси натрия (Na_2O) с различным силикатным модулем и по внешнему виду представляет жидкость слабо желтого или серого цвета. Силикат

натрия «Сиалит 30-5» и силикат натрия (ГОСТ 13078-81) отличаются величинами силикатного модуля, плотностью и вязкостью (таблица 2.1).

Для изучения свойств силикатного геля в экспериментальных исследованиях нами использовались водные растворы силиката натрия и соляной кислоты, полученные разбавлением товарных форм силиката натрия (плотность – 1,450 г/см³) и соляной кислоты (плотность 1,119 г/см³) пресной водой.

Таблица 2.1 – Физико-химические показатели силикатов натрия

Наименование показателя	Значение / Характеристика	
	ГОСТ 13078-81	ТУ 2145-002-43811938-97
Внешний вид	Густая вязкая жидкость слабо желтого или серого цвета	Жидкость слабо желтого или серого цвета
Растворимость в пресной воде	полная	полная
Массовая доля диоксида кремния, %	26,2	24,4
Силикатный модуль	2,8	5,1
Показатель водородных ионов (pH), д.ед.	12,25	11,2
Плотность, г/см ³	1,450	1,210
Вязкость, мПа·с	80,0	15,9

Силикат натрия обладает хорошей растворимостью в пресной воде и способностью образовывать коллоидные растворы переменного состава, а в минерализованной воде происходит коагуляция кремнезема присутствующими в воде электролитами, с выпадением осадка. Поэтому в лабораторных условиях получение водных растворов силиката натрия различной плотности производилось смешением товарной формы силиката натрия только с пресной водой.

На рисунке 2.1 приведены зависимости разбавления силиката натрия (товарной формы) пресной водой, из которых видно, что с увеличением concentra-

ций силиката натрия происходит снижение плотности полученных растворов силиката натрия.

Например, в диапазоне концентраций силиката натрия от 5 до 40 % (по массе) плотность водных растворов для силиката натрия составляет 1,0217-1,1792 г/см³, а силиката натрия марки «Сиалит 30-5» – 1,0103-1,0838 г/см³.

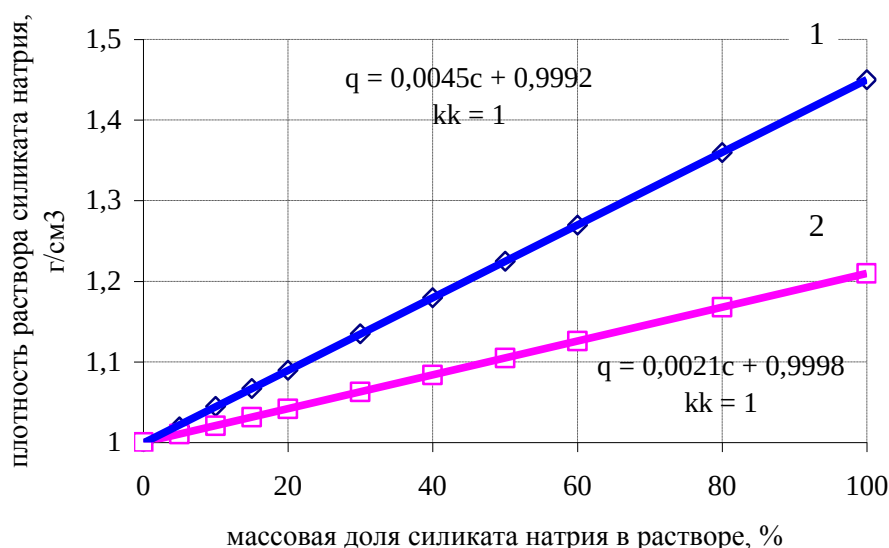


Рисунок 2.1 – Зависимость плотности растворов силиката натрия от концентрации: 1– плотность силиката натрия 1,450 г/см³;
2 – плотность силиката натрия марки «Сиалит 30-5» 1,210 г/см³

Товарные формы силикатов натрия были исследованы на стабильность их вязкостных свойств, т. е. проверялась, как меняется вязкость силикатов натрия от времени хранения. На рисунке 2.2 приведены экспериментально полученные зависимости вязкости силиката натрия от времени хранения в течение года. Начальная вязкость товарной формы силиката натрия (ГОСТ 13078-81) равнялась 80,0 мПа·с. Вязкость силиката натрия практически осталась неизменной в течение года. Начальная вязкость товарной формы силиката натрия марки «Сиалит 30-5» составляет 15,9 мПа·с. Вязкость её увеличивается от времени хранения и через пять месяцев образец самопроизвольно переходит в гелеобразное состояние, т.е. обладает нестабильностью.

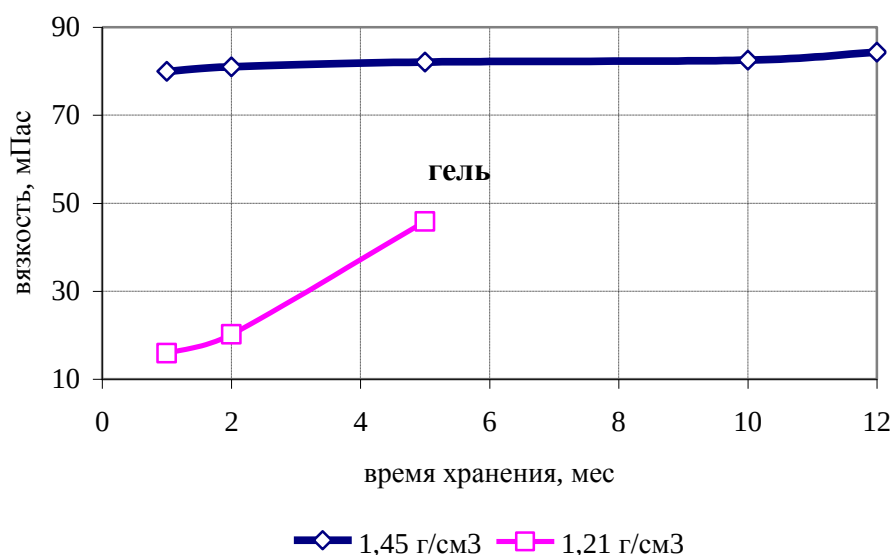


Рисунок 2.2 – Зависимость вязкости силиката натрия от времени хранения

В качестве кислого агента использовали ингибированную соляную кислоту НАПОР-НСІ (ТУ 2458-ОП-009-12966038-98), физико-химические показатели которой представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Физико-химические показатели ингибированной соляной кислоты

Наименование показателя	Значение / Характеристика
Внешний вид	Слегка мутноватая жидкость светло-желтого цвета
Массовая доля хлористого водорода, %, в пределах	22-25
Скорость коррозии стали ст3 в НАПОР-НСІ при 20 °С, г/м ² ·ч, не более	0,25
Показатель водородных ионов (рН), в пределах	1,5-2,1
Плотность, г/см ³ , в пределах	1,108-1,119

Для приготовления силикатного геля использовались низко концентрированные водные растворы соляной кислоты. Водные растворы соляной кислоты готовили на пресной воде. Измерение плотности водных растворов соляной кислоты проводили ареометрами.

Экспериментально полученная зависимость плотности водных растворов соляной кислоты от концентраций приведена на рисунке 2.3, из которого видно,

что по мере разбавления товарной формы соляной кислоты плотность её снижается. Эта зависимость плотности соляной кислоты от разбавления необходима для оперативного контроля содержания кислого агента при получении силикатного геля в промышленных условиях.

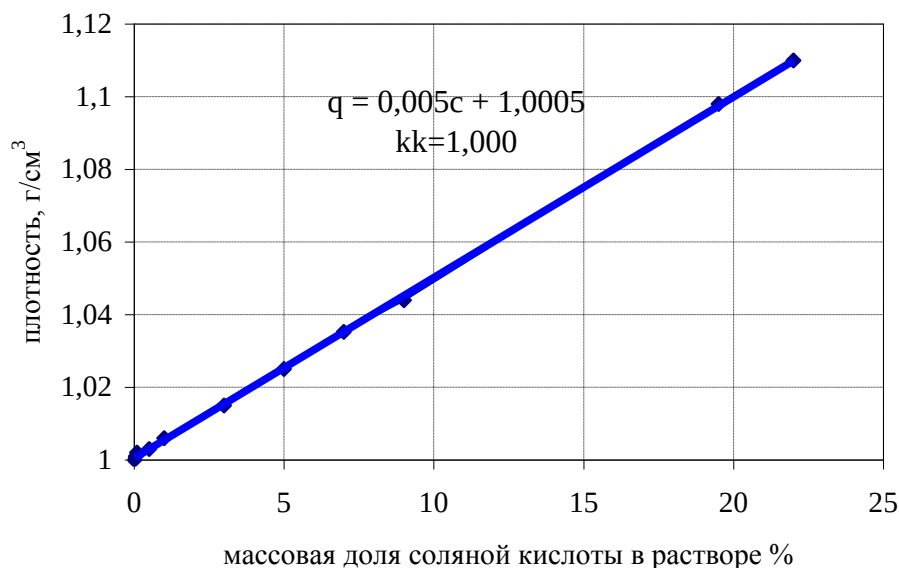


Рисунок 2.3 – Зависимость плотности растворов соляной кислоты от концентрации

Время (скорость) образования геля зависит от концентрации силиката натрия – Na_2SiO_3 , показателя водородных ионов (pH), температуры.

Полученные экспериментально общие закономерности зависимости времени гелеобразования водных растворов на основе силикатов натрия (ГОСТ 13078-81, «Сиалит 30-5») и кислого агента – соляной кислоты от показателя водородных ионов (pH) представлены рисунках 2.4, 2.5.

По результатам лабораторных исследований установлено, что быстрое образование силикатного геля происходит в интервале pH от 6,8 до 9,5 (при использовании силиката натрия марки «Сиалит 30-5») и в интервале pH от 6,5 до 9,0 (при использовании силиката натрия, выпускаемого по ГОСТ 13078-81) (рисунок 2.5).

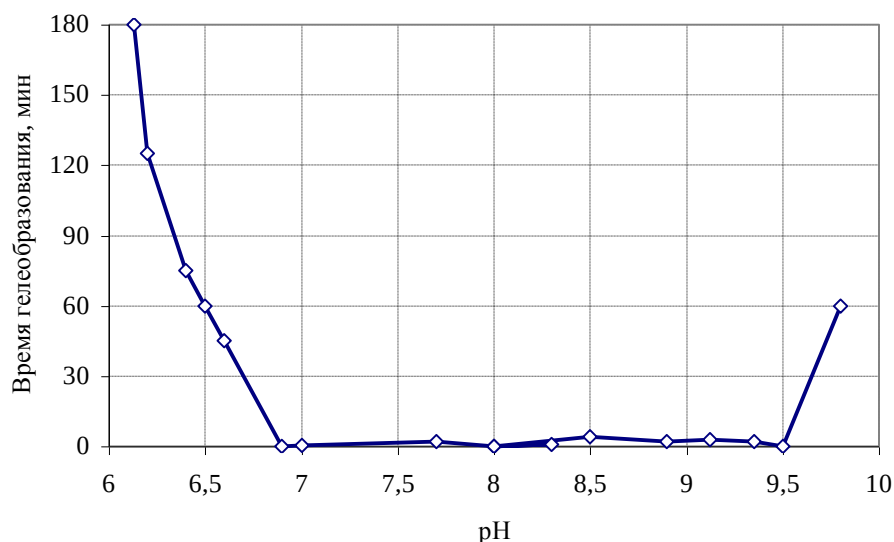


Рисунок 2.4 – Зависимость времени образования силикатного геля от водородного показателя (силикат натрия марки «Сиалит 30-5»)

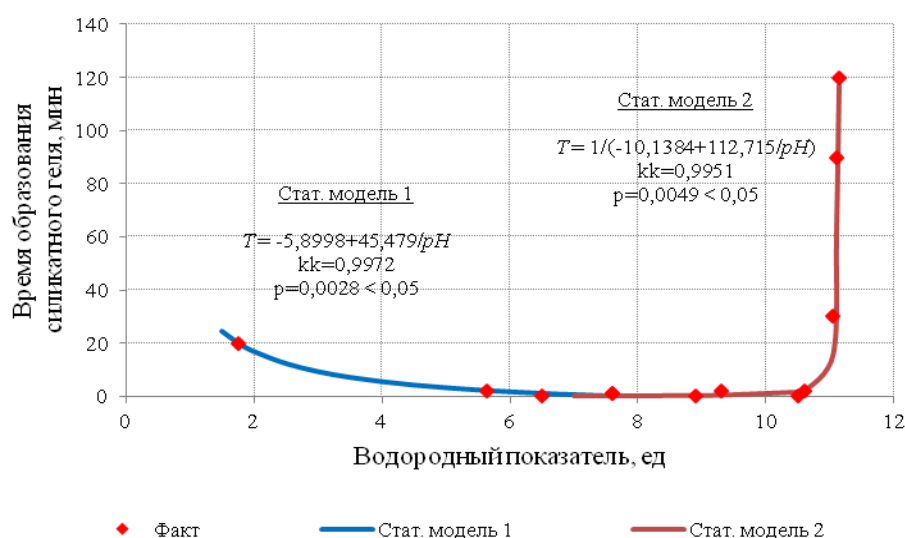
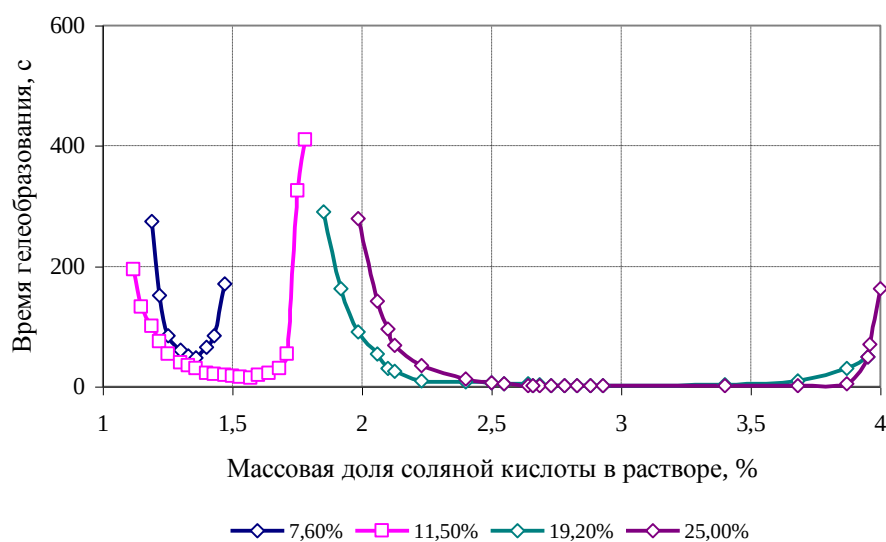


Рисунок 2.5 – Зависимость времени образования силикатного геля от водородного показателя (силикат натрия марки ГОСТ 13078-81)

В соответствии с полученными данными можно сделать вывод о том, что, силикат натрия, выпускаемый по ГОСТ 13078-81, и силикат натрия марки «Сиалит 30-5» близки по физико-химическим свойствам. Однако силикат натрия (ГОСТ 13078-81) является стабильным реагентом, а силикат натрия марки «Сиалит 30-5» способен при хранении самопроизвольно переходит в гель, что может

осложнить работу с ним в промышленных условиях. Поэтому для экспериментальных исследований с целью изучения силикатного геля в условиях быстрого гелеобразования и разработки композиции на его основе нами использовался наиболее доступный реагент – силикат натрия с силикатным модулем 2,8, выпускаемый по ГОСТ 13078-81.

Для того чтобы выяснить влияние различных кислот на скорость гелеобразования, в качестве кислого агента была исследована серная кислота. Лабораторные эксперименты проводились с водными растворами силиката натрия с силикатным модулем 2,8, разбавленными пресной водой до концентрации по товарной форме: 7,6 %; 11,5 %; 19,2 %; 25,0 %. Соляную кислоту использовали с концентрацией от 1,15 до 4,0 %, серную кислоту – от 1,15 до 4,5 %. На рисунках 2.6, 2.7 приведены зависимости времени гелеобразования силикатных гелей на основе водных растворов силиката натрия с различной концентрацией от количества соляной или серной кислот. Как и ожидалось, гели образуются с различной скоростью.



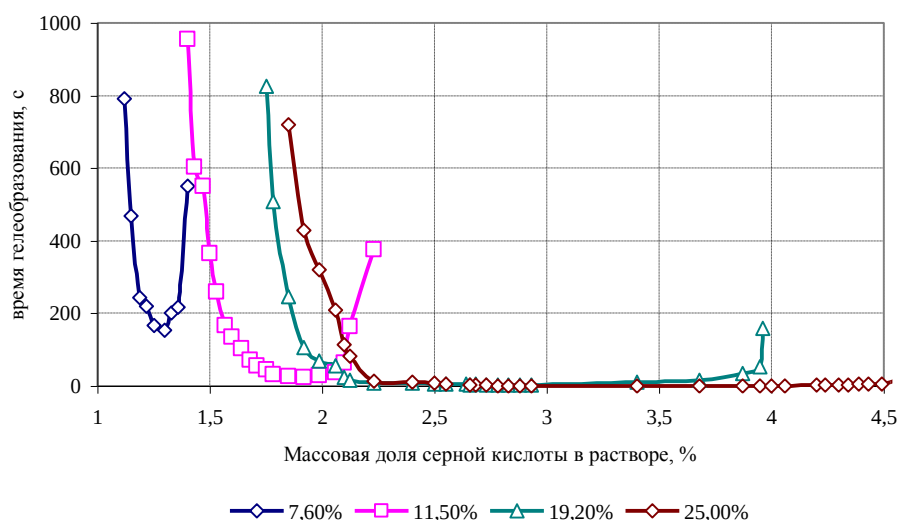
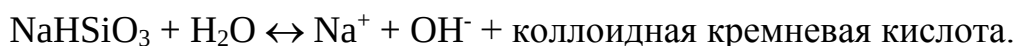
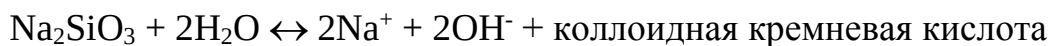


Рисунок 2.7 – Зависимость времени гелеобразования силикатного геля от содержания серной кислоты

Данные экспериментов показали, что при использовании силиката натрия с концентрацией 25,0 % (по массе) при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и соляной кислоты с концентрацией в диапазоне от 2,50 до 3,75 % (по массе) гель образовывался моментально (до 30 секунд). При концентрации соляной кислоты ниже и выше указанного диапазона время гелеобразования резко возрастало и составляло от двух до пяти минут (120-300 сек.). Уменьшение концентрации силиката натрия, следовательно, и двуокиси кремния, в составе приводит к снижению необходимого количества соляной кислоты для быстрого гелеобразования.

При использовании серной кислоты в тех же концентрациях гелеобразование происходило медленнее, время составляло от одной до трех минут (рисунок 2.8). Это объясняется тем, что для того, чтобы произошло образование силикатного геля, необходима потеря отрицательного заряда мицеллой золя. Наличие в растворе положительных ионов натрия способствует потере этого заряда.

При одинаковой степени гидролиза силиката натрия в обоих золях количество ионов натрия одинаково:



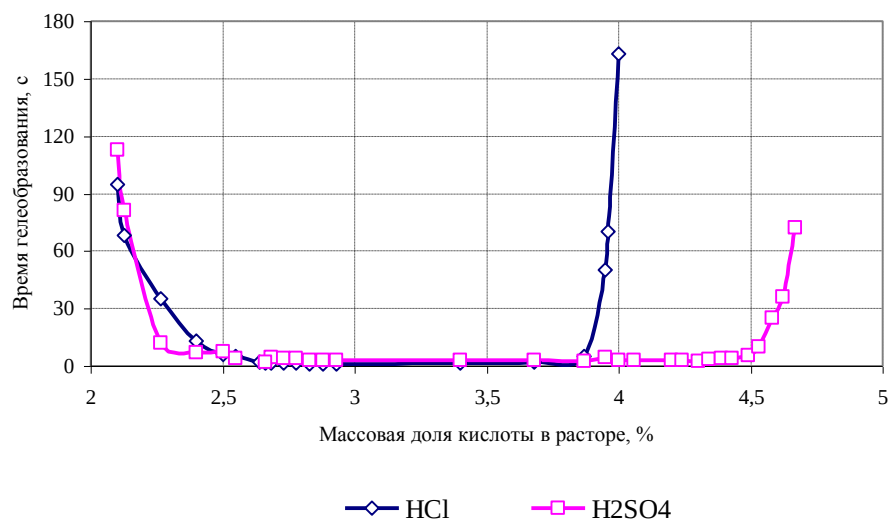
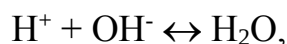
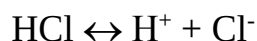
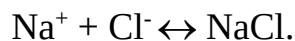
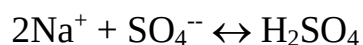


Рисунок 2.8 – Зависимость времени гелеобразования силикатного геля на основе 25 %-ного раствора силиката натрия от концентрации кислот

Наличие водородных ионов (H^+) и кислотного остатка при добавлении минеральной кислоты (HCl и H_2SO_4) в раствор силиката натрия – Na_2SiO_3 приводит к образованию воды:



а ионы кислотного остатка с ионами натрия могут образовывать относительно недиссоциированные молекулы соли:



Независимо от того, какая используется кислота, реакция ассоциации водородных и гидроксильных ионов проходит одинаково. В то же время ассоциация и диссоциация натриевых солей (электролитов) различны:

- диссоциация $NaCl$ идет в большей степени;
- диссоциация Na_2SO_4 в меньшей степени.

Следовательно, в солянокислом растворе содержание ионов натрия больше, чем в сернокислом растворе, но при низких концентрациях силиката натрия степень диссоциации, как для хлористых, так и для сернокислых солей одинакова.

Гелеобразование в растворах с применением серной кислоты идет медленнее, что подтверждается исследованиями.

Таким образом, для приготовления силикатного геля нами были выбраны доступное низкомолекулярное жидкое стекло (силикат натрия) с силикатным модулем от 2,5 до 3,6, выпускаемое по ГОСТ 13078-81 и обладающее стабильностью во времени, а в качестве кислого агента – соляная кислота плотностью 1,119 г/см³.

Основная задача дальнейших исследований состояла в разработке силикатной микрогелевой системы на основе силикатного геля, полученного в условиях быстрого гелеобразования смешением водных растворов силиката натрия и соляной кислоты. Свойства силикатного геля определяются концентрациями и соотношениями основных компонентов, и, как следствие, pH реакционной смеси. Водные растворы силиката натрия и соляной кислоты готовились разбавлением пресной водой до определенной плотности. Результаты исследований времени образования силикатного геля от концентрации, соотношения компонентов и pH представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Зависимость времени гелеобразования силикатного геля от концентрации и соотношения компонентов и pH реакционной смеси

Раствор силиката натрия		Раствор соляной кислоты		Объемное соотношение водных растворов силиката натрия и соляной кислоты	pH	Время гелеобразования, мин.
Концентрация, % (по массе)	Плотность, г/см ³	Концентрация, % (по массе)	Плотность, г/см ³			
10	1,057	2,9	1,015	1:1	11,2	135
15	1,066	1,4	1,007	1:1	8,2	3,5
18	1,079	1,8	1,009	1:1	6,8	0
20	1,075	2,1	1,011	1:1	8,2	2
20	1,075	10	1,051	1:1	4,8	25
20	1,075	10	1,051	2:1	6,8	5
25	1,110	2,9	1,015	1:1	7,2	0,5
25	1,110	2,9	1,015	2:1	12,1	1,5

Продолжение таблицы 2.3

Раствор силиката натрия		Раствор соляной кислоты		Объёмное соотношение водных растворов силиката натрия и соляной кислоты	рН	Время гелеобразования, мин.
Концентрация, % (по массе)	Плотность, г/см ³	Концентрация, % (по массе)	Плотность, г/см ³			
30	1,119	5	1,006	2:1	10,5	3
30	1,119	5	1,006	1:1	9,0	2
30	1,119	10	1,051	1:1	11,14	120
35	1,157	4,5	1,023	1:1	6,5	2
35	1,157	5,0	1,026	1:1	5,9	4
40	1,165	5	1,006	1:1	11,1	30
40	1,165	20	1,006	2:1	12,1	40
40	1,165	20	1,023	1:1	10,5	25
50	1,211	20	1,023	1:1	10,52	0
80	1,345	20	1,023	1:1	8,9	0
80	1,345	40	1,043	1:1	1,76	20
10	1,057	2,9	1,015	3:1	11,9	48ч
20	1,075	5	1,006	3:1	10,97	36 ч
25	1,110	2,9	1,015	3:1	10,14	52 ч
35	1,157	4,5	1,023	3:1	11,50	61 ч
40	1,165	10	1,051	3:1	12,4	72 ч

Из таблицы 2.3 видно, время образования силикатного геля в диапазоне концентраций водного раствора силиката натрия от 18 до 35 % (по массе) и водного раствора соляной кислоты от 1,8 до 4,5 % (по массе) при объёмном соотношении их 1:1 не превышает двух минут. При объёмном соотношении водных растворов силиката натрия и соляной кислоты 3:1 время гелеобразования силикатного геля в изученном диапазоне концентраций от 10 до 35 % (по массе) составляет от 48 до 61 часа, т.е. образование силикатного геля растянуто во времени, что нежелательно при получении силикатной микрогелевой системы в промышленных условиях.

Для определения условий образования силикатного геля с оптимальными реологическими (прочностными) характеристиками при соблюдении условий быстрого образования геля было изучено влияние плотности раствора силиката натрия и объёмного соотношения водных растворов силиката натрия и соляной

кислоты на реологические свойства силикатных гелей. Сдвиговая прочность силикатного геля определялась при скорости сдвига $0,167 \text{ с}^{-1}$ (рисунок 2.9).

Для исследований прочностных свойств силикатного геля использовался ротационный вискозиметр «Реотест-2». Эксперименты проводились при комнатной температуре $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$, количество измерений составляло от трех до пяти для каждой плотности раствора силиката натрия и объёмного соотношения водных растворов силиката натрия и соляной кислоты, после чего данные усреднялись.

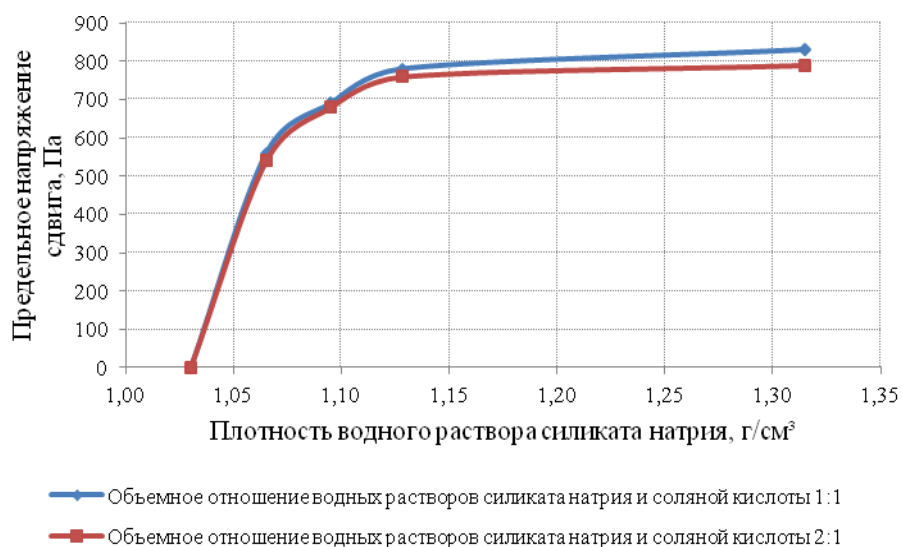


Рисунок 2.9 – Зависимость сдвиговой прочности силикатного геля от плотности раствора силиката натрия (скорость сдвига $0,167 \text{ с}^{-1}$)

Экспериментальными исследованиями определено, что диапазон плотности растворов силиката натрия, обеспечивающий получение геля с оптимальными прочностными свойствами, находится в пределах от 1100 до 1130 кг/м^3 при объёмном соотношении водных растворов силиката натрия и соляной кислоты, равным 1:1.

Установлено, что при плотности водного раствора силиката натрия, превышающей 1130 кг/м^3 , прочность геля стабилизируется, верхний предел плотности водного раствора силиката натрия ограничивается этим значением.

Объёмное соотношение водных растворов силиката натрия и соляной кислоты в указанном диапазоне существенно не влияет на увеличение прочности си-

ликатного геля. Сдвиговая прочность силикатных гелей в указанных диапазонах составляет 780-790 Па.

Значительное влияние на время образования силикатного геля оказывает температура окружающей среды. На рисунке 2.10 представлена зависимость времени гелеобразования силикатного геля, полученного на основе силиката натрия, разбавленного пресной водой в объёмном соотношении 1:3 и соляной кислоты, разбавленной пресной водой в объёмном соотношении 1:7, от температуры. Объёмное соотношение водных растворов силиката натрия и соляной кислоты равнялось 1:1. Из рисунка 2.10 видно, что с понижением температуры период времени гелеобразования значительно увеличивается.

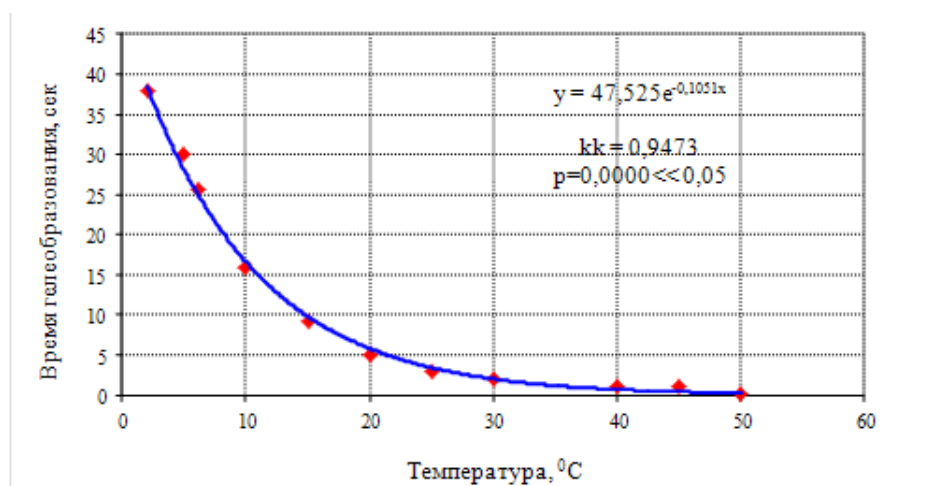


Рисунок 2.10 – Зависимость времени образования силикатного геля от температуры окружающей среды

Определено, что приготовление силикатного геля необходимо проводить при температуре окружающей среды не ниже плюс 8 °C, при этом период времени гелеобразования составляет от единиц до 30 секунд. При температуре окружающей среды меньше 8 °C происходит замерзание исходных разбавленных растворов силиката натрия и соляной кислоты, что делает проблематичным получение силикатного геля в промышленных условиях и требует дополнительных материальных затрат.

При увеличении температуры более 40 °С происходит локальное гелеобразование, т.е. в виде отдельных комков. Однако в условиях Татарстана такая температура (выше 40 °С) крайне редко наблюдается даже в летнее время.

На основе статистической обработки экспериментальных данных получено уравнение регрессии линейного вида, статистически значимо связывающее концентрации соляной кислоты и силиката натрия в водных растворах для быстрого образования геля:

$$C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3} = 6,1048 + 6,5031 \times C_{\text{HCl}} \quad (2.3),$$

где $C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$ и C_{HCl} – соответственно концентрации силиката натрия и соляной кислоты в водных растворах, %.

С использованием формулы (2.3) построена номограмма (рисунок 2.11), позволяющая в промышленных и лабораторных условиях контролировать и оперативно управлять процессом быстрого образования силикатного геля в зависимости от массовых концентраций силиката натрия и соляной кислоты в водных растворах.

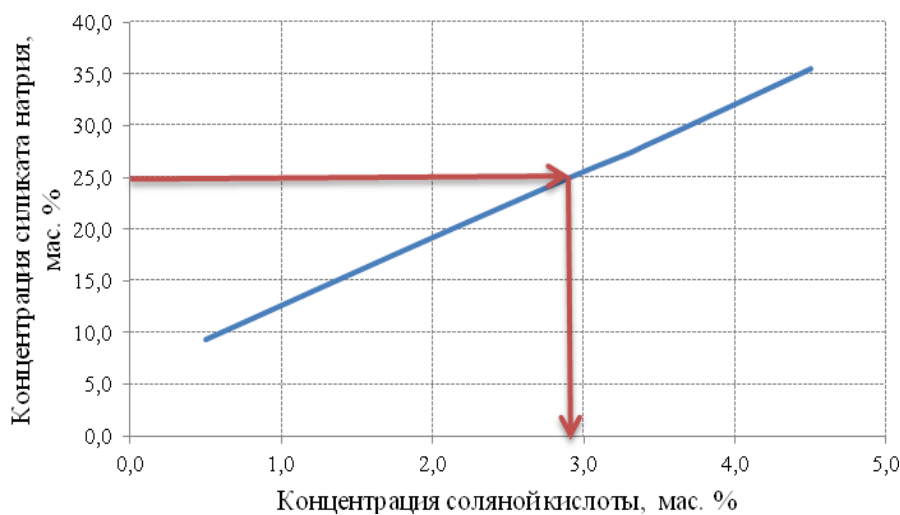


Рисунок 2.11 – Номограмма управления процессом быстрого образования силикатного геля

К примеру, требования промышленного применения силикатной микрогелевой системы обуславливают приготовление силикатного геля на основе водного

раствора силиката натрия с массовой концентрацией, равной 25 %. Согласно номограмме, для быстрого образования силикатного геля необходимо приготовить водный раствор соляной кислоты с массовой концентрацией, равной 2,9 %, и затем организовать процесс их смешения.

По результатам исследований можно сделать вывод, что в условиях проведения экспериментов все графические зависимости указывают минимум времени гелеобразования при определенных концентрациях для каждой кривой. В этих интервалах создаются определенные оптимальные условия, которые идентичны и их можно сравнивать друг с другом, поскольку образование золя в присутствии кислоты и переход в гель осуществляются при одинаковых условиях.

Следовательно, минимальное время гелеобразования зависит от количества силиката натрия и содержания кислоты в составе, оптимального соотношения компонентов, прочности силикатного геля и температуры окружающей среды.

По результатам экспериментальных исследований нами определены оптимальные показатели для образования силикатного геля в условиях быстрого гелеобразования, как в лабораторных условиях, так и в промышленных условиях:

- плотность воды – 1000 кг/м^3 ;
- массовая доля силиката натрия в растворе – 17,8-35,4 %;
- массовая доля соляной кислоты в растворе – 1,8-4,5 %;
- объёмное соотношение водных растворов силиката натрия к соляной кислоте – 1 : 1;
- показатель водородных ионов – 6,5-9,0.
- сдвиговая прочность силикатного геля при скорости сдвига $0,167 \text{ с}^{-1}$ – 780-790 Па.

2.3 Исследование размеров частиц силикатного геля в силикатных микрогелевых системах

Из научно-технической литературы известно, что композиции на основе силикатных гелей, полученные на основе силиката натрия и соляной кислоты, широко используются в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов.

Технологии, основанные на использовании гелей кремниевой кислоты для увеличения охвата пласта вытеснением, применяются длительное время и имеют ряд преимуществ (эффективность, экономичность, экологичность, доступность, стабильность), однако их существенным недостатком является сложность получения в пластовых условиях силикатного геля, обладающего необходимыми свойствами.

Нами была изучена возможность получения силикатного геля в условиях быстрого образования геля на устье скважины и последующей его закачки в пласт в виде водной силикатной микрогелевой системы. Применение силикатной микрогелевой системы в технологиях увеличения нефтеизвлечения не известно.

Приготовление силикатной микрогелевой системы осуществлялось следующим образом: в мерный стакан объёмом 100 см³ добавлялась пресная вода в количестве 95 г и 5 г разрушенного силикатного геля, все перемешивалось с помощью механической мешалки марки «КИКА» при скорости перемешивания 500-1500 об/мин в течение одного часа. Готовая силикатная микрогелевая система (далее по тексту СМГС) с содержанием 5 % частиц силикатного геля использовалась для проведения исследований. Аналогично готовились СМГС с содержанием 10-25 % частиц силикатного геля. В качестве дисперсионной среды использовались воды с минерализацией от 0,15 до 260 г/дм³ и водные растворы полимеров с концентрацией в диапазоне от 0,05 до 0,5 % (по массе).

Силикатные микрогелевые системы должны обладать хорошей проникающей способностью, высокой устойчивостью в воде различной минерализации, причем для максимально глубокого проникновения в пласт должны иметь минимальные размеры частиц.

Определение размера частиц дисперсной системы по определенным размерам является задачей дисперсионного анализа.

Дисперсионный анализ осуществляется различными методами (ситовый, микроскопический, седиментационный, метод дифракции света и др.) с использованием современных приборов-анализаторов, позволяющих определять размеры частиц в различных диапазонах.

Нами для определения размеров частиц силикатного геля в СМГС использовался прибор «Multisizer MS» – гибкий многоканальный анализатор, позволяющий определять размеры частиц в диапазоне от 2 мкм до 60 мкм и прибор-анализатор «Гран-152», определяющий размер частиц в интервале от 5 мкм и более 100 мкм. Методика определения размеров частиц осуществлялась в соответствии с «Руководствами по эксплуатации приборов».

Для исследования дисперсности использовалась дисперсная система с содержанием частиц силикатного геля – 10 %. Результаты экспериментальных исследований приведены в таблицах 2.4-2.7 (значения параметров – средние по пяти-шести опытам).

При скорости перемешивания 500 об/мин в СМГС наибольшее количество частиц имеет размеры до 40 мкм, при скоростях перемешивания 1000 и 1500 об/мин в системе наибольшее количество частиц находится в диапазоне от 2 до 20 мкм. При скорости перемешивания 1500 об/мин количество частиц с диаметром в диапазоне от 2 до 5 мкм составляет 56 %, при скорости перемешивания 1000 об/мин – 45 %, при 500 об/мин – 10,8 % (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Изменение дисперсности частиц в силикатной микрогелевой системе от скорости перемешивания (время перемешивания – 60 мин.)

Размер частиц	Объёмная доля частиц, %		
	Скорость перемешивания, об/мин		
	500	1000	1500
от 2 до 5 мкм	10,8	45	56,1
от 5 до 10 мкм	9	31	20,6
от 10 до 20 мкм	11	20	18,1
от 20 до 40 мкм	10	3	5,1
от 40 мкм и более	59,2	1	0,1
Примечание – Дисперсионная среда – вода плотностью 1000 кг/м ³ .			

Из таблицы 2.4 видно, что с увеличением скорости перемешивания в диапазоне от 500 до 1500 об/мин происходит диспергирование частиц в силикатной микрогелевой системе и количество частиц с размером от 2 до 5 мкм возрастает.

С ростом минерализации воды происходит снижение модельной (преобладающей) фракции в сторону более крупных частиц. В то же время размеры частиц в воде с плотностью 1090 и 1180 кг/см³ почти не изменились в количественном содержании (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Изменение дисперсности частиц в силикатной микрогелевой системе в зависимости от плотности воды

Размер частиц	Плотность воды, кг/м ³		
	1000	1090	1180
от 2 до 5 мкм	56,1	25,2	25
от 5 до 10 мкм	20,6	30,6	24,2
от 10 до 20 мкм	18,1	40,2	42,2
от 20 до 40 мкм	5,1	2,6	5,2
от 40 мкм и более	0,1	1,4	3,4
Примечание – Скорость перемешивания 1500 об/мин.			

Уменьшение размеров частиц в СМГС может быть достигнуто в результате увеличения времени перемешивания. В таблице 2.6 показано, как меняется дисперсность частиц от времени перемешивания.

Таблица 2.6 – Изменение дисперсности частиц в силикатной микрогелевой системе в зависимости от времени перемешивания

Размер частиц	Время перемешивания, мин		
	30	45	60
от 2 до 5 мкм	28,3	44,0	56,1
от 5 до 10 мкм	32,8	28,6	20,6
от 10 до 20 мкм	26,4	20,5	18,1
от 20 до 40 мкм	11,3	6,6	5,1
от 40 мкм и более	1,2	0,3	0,1
Примечание – Дисперсионная среда – вода пресная, скорость перемешивания 1500 об/мин.			

Как видно из таблицы 2.6, при увеличении времени перемешивания происходит дополнительное диспергирование силикатного геля, что обуславливает

уменьшение количества частиц размером более 5 мкм и увеличение частиц с диаметром менее 5 мкм.

Дисперсность частиц также зависит от концентрации силикатного геля в системе.

В таблице 2.7 представлены результаты исследований дисперсности силикатной микрогелевой системы, приготовленной с использованием пресной воды, при скорости перемешивания 1500 об/мин и времени перемешивания 60 минут, при разном содержании силикатного геля.

Таблица 2.7 - Изменение дисперсности частиц от концентрации силикатного геля в силикатной микрогелевой системе

Размер частиц	Массовая доля силикатного геля, %		
	2	5	10
от 2 до 5 мкм	43,7	54	56,1
от 5 до 10 мкм	35,4	23	20,6
от 10 до 20 мкм	20,0	18,5	18,1
от 20 до 40 мкм	0,9	4,4	5,1
от 40 мкм и более	0	0,1	0,1

Полученные результаты свидетельствуют о том, что концентрация силикатного геля в СМГС в интервале от 2 до 10 % незначительно влияет на распределение частиц силикатного геля по размерам.

Для более точного определения размера частиц в СМГС использовался прибор «Multisizer MS», выдающий как интегральное, так и дифференциальное распределение частиц по размерам.

Для исследования использовалась силикатная микрогелевая система с содержанием 10 % частиц силикатного геля, приготовленная с применением механической мешалки (скорость перемешивания 1500 об/мин и время приготовления СМГС – один час).

В качестве дисперсионной среды использовались воды с плотностью от 1000 до 1180 кг/м³ (с общей минерализацией от 0,15 до 260 г/дм³). Результаты исследований показаны на рисунках 2.12-2.14.

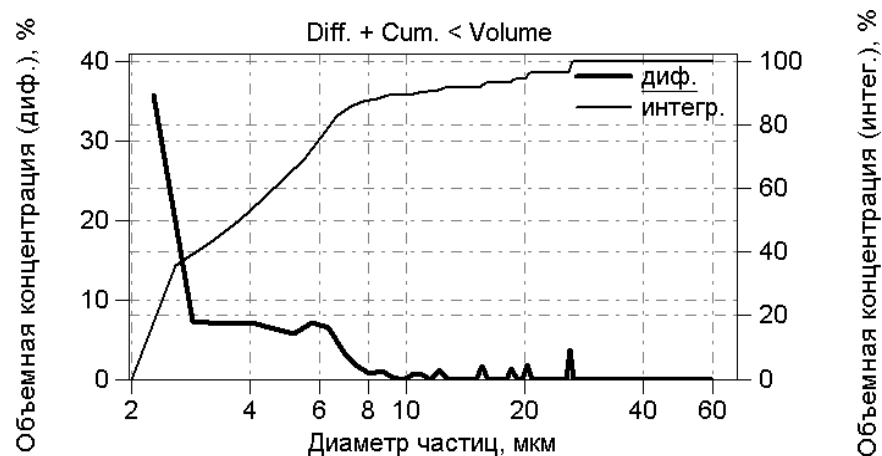


Рисунок 2.12 – Распределение размеров частиц силикатного геля в системе
(дисперсионная среда – пресная вода)

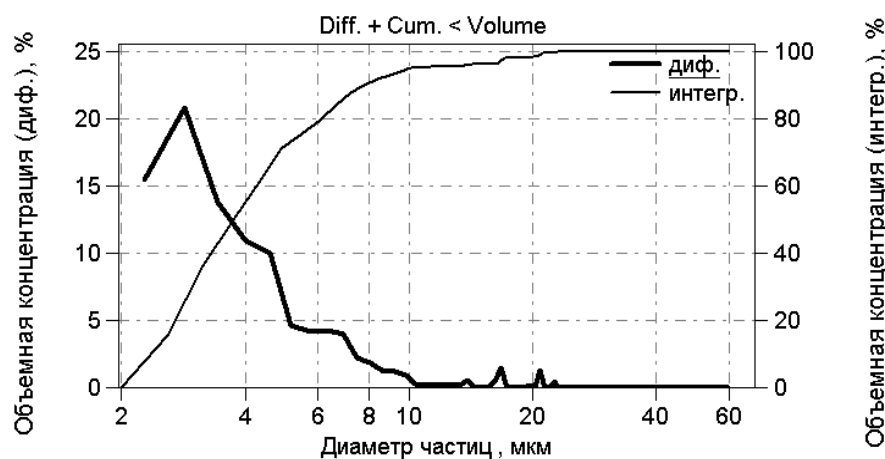


Рисунок 2.13 – Распределение размеров частиц силикатного геля в системе
(дисперсионная среда – минерализованная вода плотностью 1090 кг/м³)

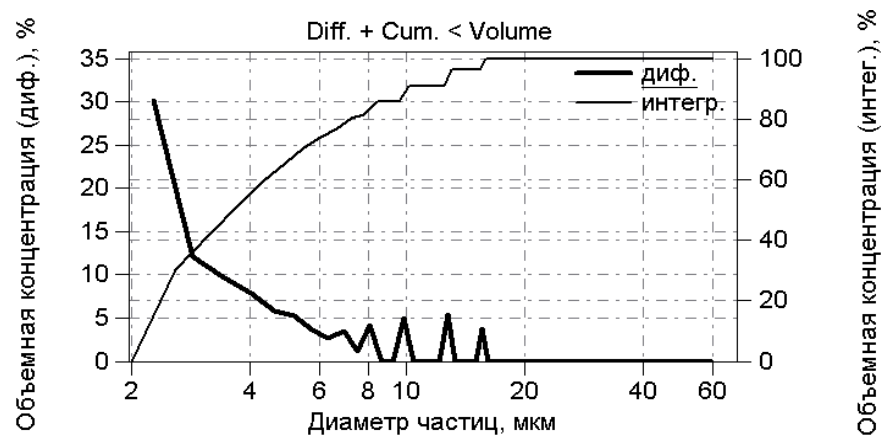


Рисунок 2.14 – Распределение размеров частиц силикатного геля в системе
(дисперсионная среда – минерализованная вода плотностью 1180 кг/м³)

На основании полученных дифференциальных и интегральных кривых распределения частиц в исследуемых водах с минерализацией от 0,15 до 260 г/дм³ экспериментальным путём установлены размеры частиц силикатного геля, устойчиво находящихся во взвешенном состоянии в воде различной минерализации. В воде плотностью от 1000 до 1180 кг/м³ стабильную силикатную микрогелевую систему формируют частицы размером от двух до 27 мкм.

Были проведены исследования по определению изменения размера частиц в СМГС от времени хранения (стабильности).

Изменение размера частиц силикатного геля в СМГС от времени хранения изучали с использованием прибора «ГРАН-152», предназначенного для измерений в жидкостях числа взвешенных частиц, размеры которых находятся в диапазоне от 5 мкм и более 100 мкм. Результаты контроля частиц на протяжении от одного до 12 месяцев показаны на примере силикатной микрогелевой системы с массовой концентрацией частиц силикатного геля 10 % (рисунки 2.15, 2.16). В качестве дисперсионной среды использовалась пресная вода и минерализованная вода плотностью 1090 кг/м³.

Как видно из рисунков 2.15 и 2.16, размер частиц в зависимости от времени хранения (от одного до 12 месяцев) и плотности воды изменяется незначительно. Величина размера частиц в интервале от 5 мкм до 25 мкм составляет наибольшее количество частиц – 58-65 %.

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что в условиях проведения экспериментов силикатные микрогелевые системы обладают стабильностью во времени и практически не зависят от минерализации воды. Это позволит обеспечить эффективное использование силикатных микрогелевых систем для увеличения охвата пластов заводнением.

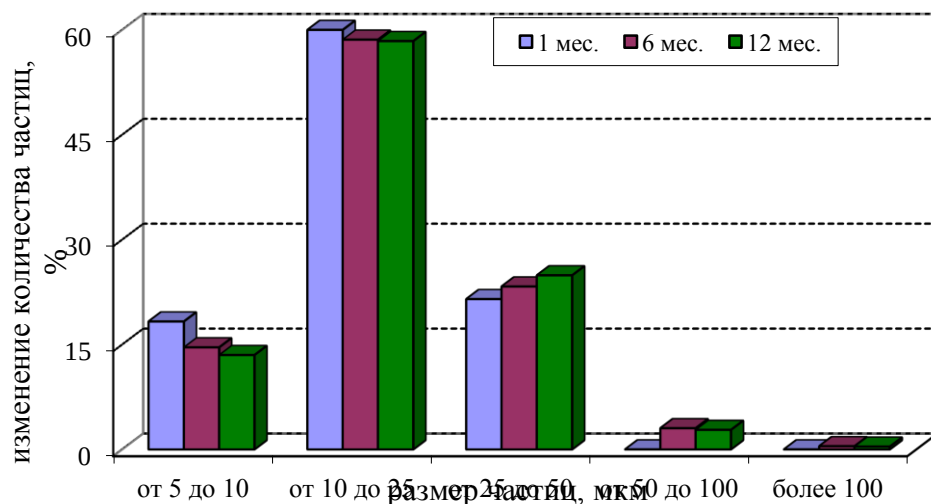


Рисунок 2.15 – Изменение размера частиц от времени хранения
(растворитель – пресная вода)

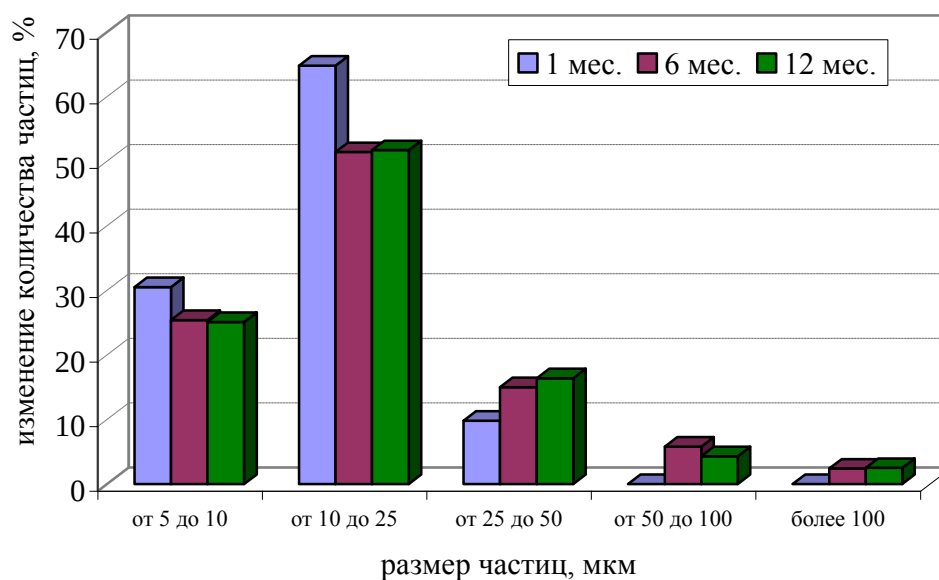


Рисунок 2.16 – Изменение размера частиц от времени хранения
(растворитель – минерализованная вода плотностью 1090 кг/м³)

2.4 Изучение реологических свойств силикатных микрогелевых систем

Реологические свойства силикатных микрогелевых систем исследовались на ротационном вискозиметре «Rheomat RM 180» (Mettler, Швейцария). Реологические свойства характеризуют поведение таких систем при их деформировании, определяющие зависимости вязкости от напряжения и скорости сдвига.

Были исследованы закономерности изменения вязкости силикатных микрогелевых систем от концентраций частиц силикатного геля, скорости сдвига в диапазоне от 6,5 до 129 с⁻¹ и плотности воды от 1000 до 1180 кг/м³. Эксперименты проводились при комнатной температуре, равной 25 °С. Каждая точка на экспериментально полученных реологических кривых (рисунки 2.17–2.19) является средней трех пяти параллельных определений.

Из рисунка 2.17 видно, что с увеличением концентрации частиц силикатного геля в СМГС происходит увеличение ее вязкости.

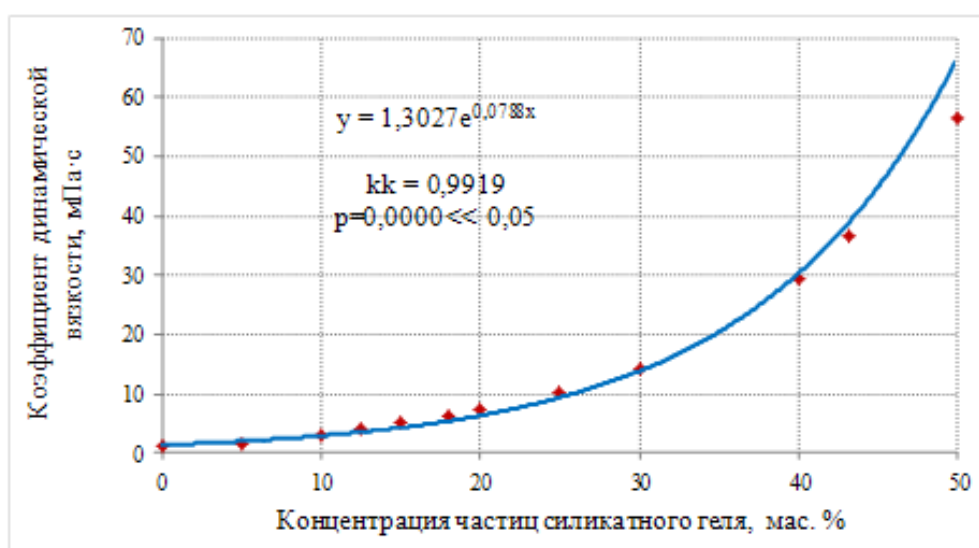


Рисунок 2.17 – Зависимость коэффициента динамической вязкости силикатной микрогелевой системы от концентрации частиц силикатного геля

На основании вида реологических кривых, приведенных на рисунках 2.18 и 2.19 можно сделать вывод о том, что исследуемые силикатные микрогелевые системы обладают псевдопластичным характером течения, т.е. с увеличением скорости сдвига происходит снижение эффективной вязкости СМГС. С физической точки зрения, псевдопластичное поведение объясняется частичным разрушением системы в результате приложенного сдвигового напряжения, что приводит к уменьшению эффективной вязкости.

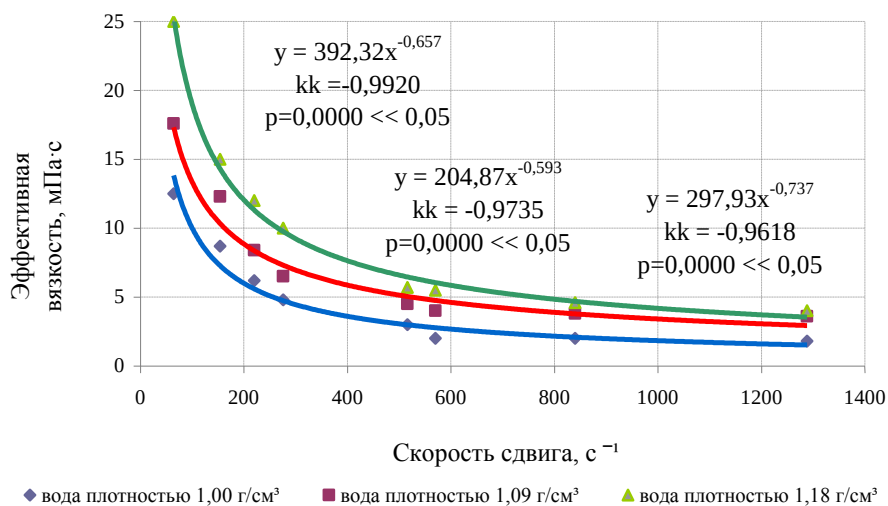


Рисунок 2.18 – Зависимость эффективной вязкости силикатной микрогелевой системы от скорости сдвига (концентрация частиц силикатного геля в системе – 10 %)

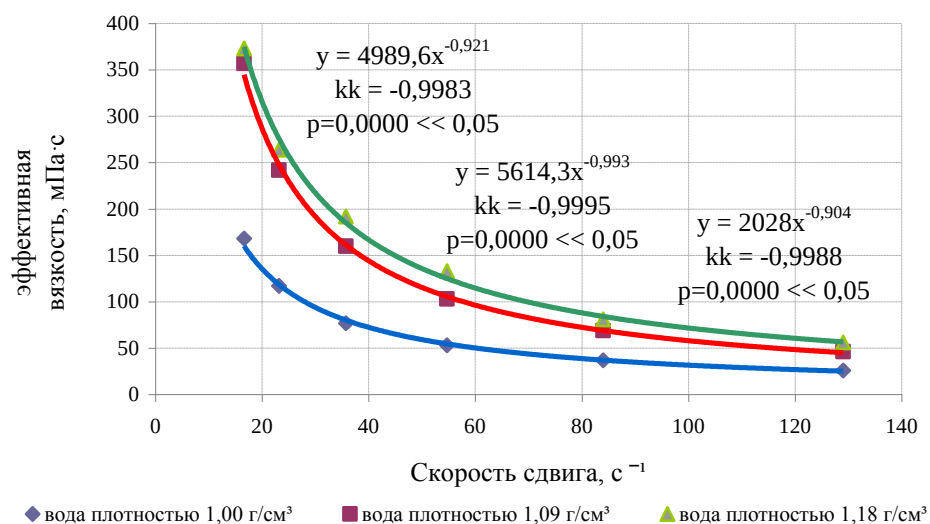


Рисунок 2.19 – Зависимость эффективной вязкости силикатной микрогелевой системы от скорости сдвига (концентрация частиц силикатного геля в системе – 25 %)

В результате проведенных лабораторных исследований сформулированы требования к процессу получения силикатной микрогелевой системы с оптимальными физико-химическими и реологическими характеристиками, обеспечивающими высокую эффективность технологий на их основе. Требования к процессу получения силикатной микрогелевой системы представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Требования к процессу получения силикатной микрогелевой системы

Наименование показателя	Значение
Силикатный гель	
Плотность воды, кг/м ³	1000
Массовая концентрация силиката натрия в водном растворе, %	17,8-35,4
Массовая концентрация соляной кислоты в водном растворе, %	1,8-4,5
Объёмное соотношение водных растворов силиката натрия и соляной кислоты	1:1
Водородный показатель смеси водных растворов силиката натрия и соляной кислоты	6,5-9,0
Сдвиговая прочность при скорости сдвига 0,167 с ⁻¹ , Па	780-790
Время гелеобразования, с, в пределах	0-30
Силикатная микрогелевая система	
Плотность дисперсионной среды – воды, кг/м ³ , в пределах	1000-1180
Размер частиц силикатного геля, мкм, в пределах	2-27
Массовая концентрация частиц силикатного геля, %	5-25
Эффективная вязкость при скорости сдвига 129 с ⁻¹ , мПа·с	2,0-10,0

2.5 Результаты исследований композиций с применением силикатных микрогелевых систем

Для расширения области применения силикатных микрогелевых систем (СМГС) нами были проведены исследования по влиянию поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров на эффективность их совместного использования в двух технологических направлениях: для приготовления композиции, содержащей СМГС+ПАВ (или полимер), а также использования этих реагентов в виде последовательно закачиваемых оторочек.

2.5.1 Исследование силикатной микрогелевой системы и ПАВ

Комплексное использование химических реагентов при вытеснении позволяет повысить эффективность технологии увеличения нефтеизвлечения при их

применении. Значительная роль в таких технологиях отводится растворам неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ), существенно влияющим на фазовую проницаемость нефтенасыщенных пород.

Роль ПАВ в процессах вытеснения нефти заключается, главным образом, в изменении величины и характера капиллярных сил вследствие изменения условий смачиваемости и снижения значений межфазного натяжения в системе «нефть – порода – вытесняющая жидкость».

Как известно, для вытеснения остаточной нефти из пористой среды необходимо преодолеть капиллярные силы, удерживающие нефть. Вследствие этого требуется увеличить значение капиллярного числа. Увеличить значение капиллярного числа можно за счет снижения межфазного натяжения на границе «нефть – вытесняющая жидкость». Поэтому больший эффект может быть достигнут за счет применения силикатных микрогелевых систем и ПАВ в неоднородных по проницаемости терригенных пластах.

Межфазное натяжение (МФН) растворов ПАВ определяли на приборе стагмометр на границе «нефть – вытесняющая жидкость». В прозрачный бюкс заливали исследуемую жидкость, в неё через капилляр выдавливали каплю нефти, на лимбе микрометра определяли число делений для образования одной капли. Находили среднее значение размера капли из 10-15 определений. Определяли плотности исследуемого раствора и нефти.

Межфазное натяжение определяли по формуле:

$$\delta = V_{\text{ср.}} \cdot K \cdot (\gamma - \gamma_1), \quad (2.4)$$

где δ – межфазное натяжение, мН/м;

$V_{\text{ср.}}$ – средний объем капли, м³;

K – постоянная капилляра, Н/кг·м;

γ – плотность исследуемой жидкости, кг/м³;

γ_1 – плотность нефти, кг/м³.

В качестве поверхностно-активных веществ использовали неионогенные ПАВ – оксиэтилированные алкилфенолы на основе тримеров пропилена «Неонолы» марок: АФ 9-6 и АФ 9-12 (ТУ 2483-077-05766801-98), комплексное поверх-

ностно – активное вещество «Биксол марки Б» (ТУ 2482-001-91222887-11) и «Atren-SA» (ТУ 2458-032-63121839-2011), физико-химические показатели этих ПАВ приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Физико-химические показатели ПАВ

Наименование показателя	Значение / Характеристика			
	Неонол АФ 9-6	Неонол АФ 9-12	Биксол марки Б	Atren- SA
Внешний вид при 25 °С	Прозрачная маслянистая жидкость от бесцветного до желтоватого цвета			
Массовая доля воды, %, не более	0,5		-	
Плотность, кг/м ³	1027	1046	975	1060
Температура застывания, °С	минус 20	в пределах 13-17	не ниже минус 25	минус 30
Показатель водородных ионов водного раствора с массовой долей 1 %, ед. (рН), в пределах	7,0±1,0		7-9	6-10

Исследование влияния концентраций ПАВ на МФН проводили в диапазоне плотностей воды от 1000 до 1180 кг/м³ (таблицы 2.10 и 2.11).

Таблица 2.10 – Изменение межфазного натяжения растворов АФ 9-6 и АФ 9-12 на границе с нефтью в зависимости от их массовой доли в растворе и плотности воды

Массовая доля ПАВ, %	МФН, мН/м					
	Плотность воды, кг/м ³					
	1000		1090		1180	
	АФ 9-6	АФ 9-12	АФ 9-6	АФ 9-12	АФ 9-6	АФ 9-12
0	43,5		45,6		50,0	
0,03	10,5	7,0	18,9	9,4	19,3	12,8
0,05	8,2	4,8	15,1	5,9	16,9	7,9
0,1	7,4	3,9	13,9	4,3	15,2	5,4
0,15	6,7	3,2	13,1	3,6	14,9	4,7

Таблица 2.11 – Изменение межфазного натяжения растворов ПАВ марки «Atren-SA» и «Биксол марки Б» (40 %) на границе с нефтью в зависимости от их массовой доли в растворе и плотности воды

Массовая доля ПАВ, %	МФН, мН/м					
	Плотность воды, кг/м ³					
	1000		1090		1180	
	Atren-SA	Биксол марки Б	Atren-SA	Биксол марки Б	Atren-SA	Биксол марки Б
0	43,5		45,6		50,0	
0,03	7,9	10,9	7,3	2,1	12,5	6,3
0,05	6,3	10,4	5,1	1,6	8,9	4,9
0,1	5,3	9,4	3,7	0,8	7,8	1,1
0,15	4,4	8,2	2,6	0,8	6,6	Не измеряется

Из таблиц 2.10 и 2.11 видно, что в исследуемом диапазоне плотностей от 1000 до 1180 кг/м³ МФН растворов ПАВ на границе «нефть-вода» снижается с увеличением их концентраций от 0,03 до 0,15 % (по массе).

Нами были проведены исследования влияния добавки ПАВ на поверхностно-активные свойства силикатных микрогелевых систем. Для исследования использовали СМГС с содержанием 5 и 10 % частиц силикатного геля, ПАВ – с концентрацией от 0,05 до 0,1 % (по массе).

Результаты исследований межфазного натяжения композиций на основе ПАВ и СМГС приведены в таблице 2.12.

Как видно из приведенных в таблице 2.12 данных, при совместном присутствии в композиции ПАВ и СМГС межфазное натяжение на границе «нефть – вытесняющая жидкость» снижается незначительно по сравнению с растворами ПАВ.

Результаты проведенных нами исследований позволяют сделать вывод о том, что исследованные ПАВ в диапазоне концентраций от 0,03 до 0,15 % (по массе) обладают нефтеотмывающими свойствами, следовательно, их использование в сочетании с силикатными микрогелевыми системами позволит расширить область применения для увеличения нефтеизвлечения из неоднородных пластов.

Таблица 2.12 – Межфазное натяжение композиций на основе ПАВ и СМГС на границе с нефтью

Плотность воды, кг/м ³	Межфазное натяжение, мН/м			
	воды	ПАВ – (Неонол АФ 9-12) – 0,05 % (по массе)	СМГС+ПАВ	
			Массовая концентрация СМГС, %	
			5	10
1000	43,5	4,8	4,4	4,2
1090	45,6	5,9	5,7	5,4
1180	50,0	7,9	7,6	7,45
		ПАВ – (Биксол марки Б) – 0,05 % (по массе)		
1000	43,5	10,4	10,1	9,8
1180	50,0	5,1	4,9	4,5
		ПАВ (Неонол АФ 9-6)- – 0,1 % (по массе)		
1000	43,5	7,4	7,1	6,9
1090	45,6	13,9	13,7	12,9
1180	50,0	15,2	14,9	14,6
		ПАВ (Биксол марки Б) – 0,1 % (по массе)		
1000	43,5	9,4	9,3	8,9
1090	50,0	0,8	0,78	0,69
		ПАВ Atren-SA 0,1 % (по массе)		
1000	43,5	5,3	5,24	5,23
1090	45,6	3,7	3,64	3,6
1180	50,0	7,8	7,62	7,59

2.5.2 Исследование силикатных микрогелевых систем и полимеров

Известно, что применение полимеров способствует увеличению охвата пластов вытеснением из-за снижения соотношения подвижностей закачиваемого нефти и агента на фронте вытеснения путём увеличения вязкости закачиваемого агента за счет полимера.

Полимерами, широко применяемыми в технологиях увеличения нефтеизвлечения из пластов, являются полиакриламид (ПАА), карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ).

Нами были исследованы закономерности изменения вязкости и межфазного натяжения в зависимости от концентраций полимера и плотности воды в диапазоне от 1000 до 1180 кг/м³. В качестве полимеров использовали полиакриламид (ПАА) марки «DP9-8177», карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) марки «Камцел» и оксиэтилцеллюлозу (ОЭЦ) марки «Natrosol 250 NHR-P».

Результаты исследований изменения МФН водных растворов полимеров от плотности воды приведены в таблице 2.13, из которой видно, что с увеличением концентрации растворов полимеров МФН снижается незначительно по сравнению с водой.

Таблица 2.13 – Межфазное натяжение водных растворов полимеров

Массовая доля ПАВ, %	МФН, мН/м								
	1,00 г/см ³			1,09 г/см ³			1,18 г/см ³		
	ПАА	КМЦ	ОЭЦ	ПАА	КМЦ	ОЭЦ	ПАА	КМЦ	ОЭЦ
0	43,5	43,5	43,5	45,6	45,6	45,6	50,0	50,0	50,0
0,03	40,5	40,7	40,1	44,2	44,3	43,2	48,1	47,1	48,5
0,05	39,8	40,1	39,5	43,9	44,0	40,9	46,8	46,9	47,8
0,1	39,7	39,9	38,4	41,8	41,9	39,8	44,6	44,6	45,7
0,3	39,69	39,7	36,7	40,5	40,7	38,9	44,2	44,2	44,8
0,5	37,3	37,3	35,9	38,1	38,4	36,4	43,4	43,5	42,3

Реологические свойства исследуемых водных растворов полимеров изучали с использованием ротационного прибора «Rheomat RM 180». Результаты исследований реологических свойств водных растворов полимеров от концентрации в диапазоне от 0,1 до 0,5 % (по массе) и их влияния на реологические свойства СМГС представлены на рисунках 2.20-2.22.

Вязкость водных растворов полимеров и композиций на основе СМГС и полимеров определяли при скорости сдвига 84,0 с⁻¹. Для приготовления растворов полимеров и систем с содержанием 10 % частиц силикатного геля использовали пресную воду, количество измерений составляло от трех до пяти для каждой концентрации полимера, после чего данные усреднялись. Из рисунка 2.20 видно, что с увеличением концентрации полимера происходит увеличение вязкости водных растворов, следовательно, использование в качестве дисперсионной среды вод-

ных растворов полимеров в силикатных микрогелевых системах позволит увеличить их реологические свойства.

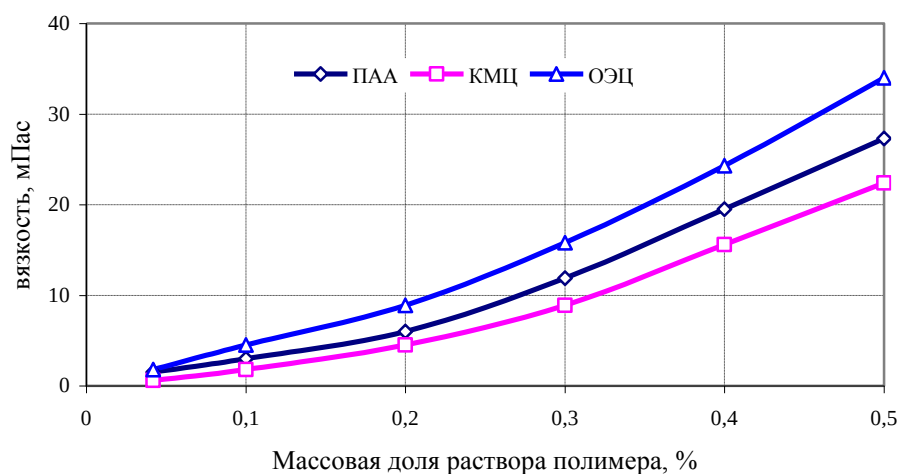


Рисунок 2.20 – Зависимость вязкости водных растворов полимеров от концентрации (при скорости сдвига $84,0 \text{ c}^{-1}$)

На рисунке 2.21 приведены результаты исследований зависимости динамической вязкости 0,3 %-ных водных растворов полимеров от плотности воды, из которой видно, что наилучшими реологическими свойствами обладают растворы ОЭЦ: с увеличением плотности воды в диапазоне от 1000 до 1180 кг/м^3 происходит увеличение динамической вязкости, а КМЦ обладает низкими реологическими свойствами.

На рисунке 2.22 представлены результаты исследований влияния полимеров на силикатные микрогелевые системы. Растворы полимеров и силикатные микрогелевые системы приготовлены на пресной воде.

Результаты исследований показали, что при увеличении концентрации полимеров в композиции СМГС от 0,1 до 0,5 мас. %, вязкость композиций возрастает в 1,5-3,0 раза, причем наиболее существенный рост происходит при добавлении оксиэтилцеллюлозы. По-видимому, это связано с образованием адсорбционного слоя на поверхности частиц силикатного геля и повышением вязкости дисперсионной среды.

Кроме того, вязкостные свойства силикатных микрогелевых систем в диапазоне концентраций полимеров от 0,05 до 0,2 % (по массе) изменяется незначительно независимо от вида полимера.

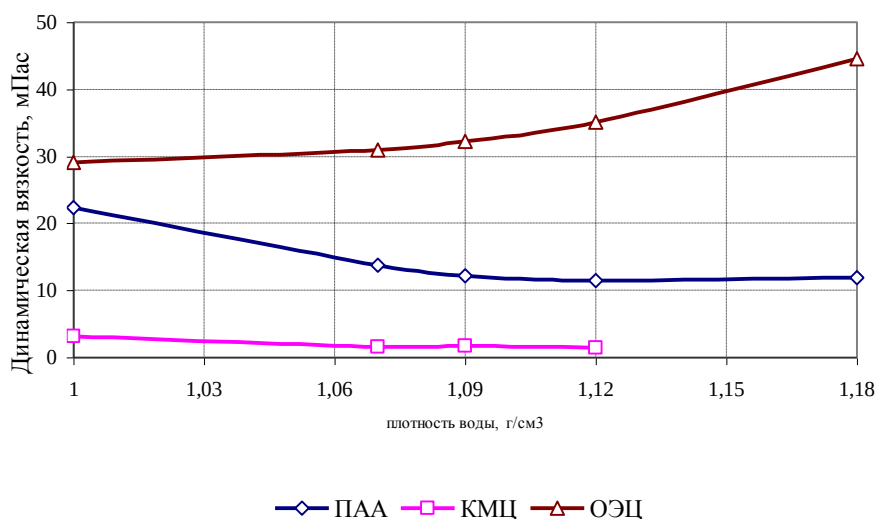


Рисунок 2.21 – Зависимость динамической вязкости 0,3 %-ных растворов полимеров от плотности воды

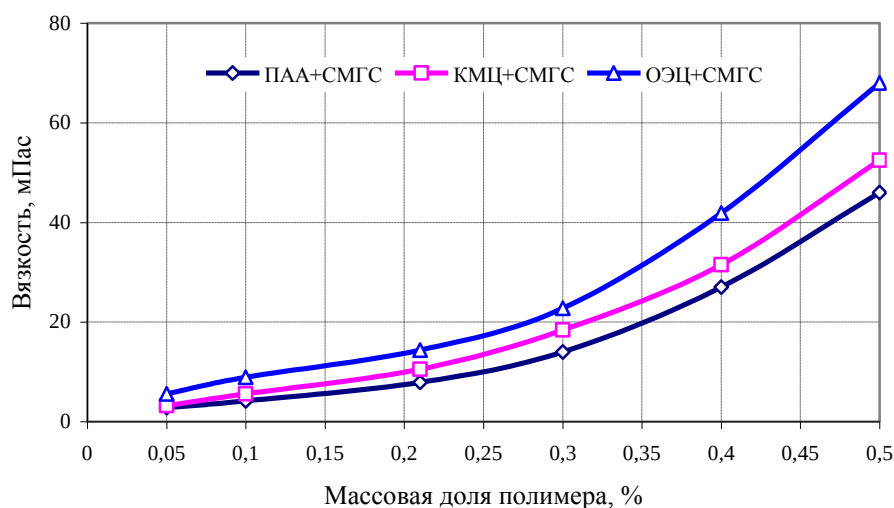


Рисунок 2.22 – Зависимость вязкости композиций на основе 10 %-ных СМГС и полимеров от массовой доли полимера

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что совместное использование силикатных микрогелевых систем,

ПАВ и полимеров позволит улучшить нефтеотмывающие свойства и реологические характеристики комбинированных систем.

Подводя итоги проведенных нами исследований физико-химических и реологических свойств силикатного геля и композиций на его основе, можно сделать следующие выводы:

1. Определены требования к получению оптимального по своим технологическим показателям силикатного геля в условиях быстрого гелеобразования как в лабораторных, так и в промышленных условиях:

- плотность воды – 1000 кг/м^3 ;
- массовая доля силиката натрия в растворе – 17,8-35,4 %;
- массовая доля соляной кислоты в растворе – 1,8-4,5 %;
- объемное соотношение водных растворов силиката натрия к соляной кислоте – 1 : 1;
- показатель водородных ионов – 6,5-9,0;
- размер частиц силикатного геля в суспензии – 2-27 мкм;
- сдвиговая прочность силикатного геля при скорости сдвига $0,167 \text{ с}^{-1}$ составляет 780-790 Па.

2. Получена линейная зависимость между массовыми концентрациями соляной кислоты и силиката натрия в водных растворах для быстрого получения в промышленных условиях силикатного геля с прочностными свойствами, обеспечивающими его диспергирование.

3. Определено, что с увеличением скорости сдвига в диапазоне от 16,6 до 129 с^{-1} (при плотности дисперсионной среды – воды от 1000 до 1180 кг/м^3) эффективная вязкость СМГС снижается в шесть раз.

4. Определены массовые концентрации ПАВ и полимеров, лежащие в пределах от 0,03 до 0,15 % и от 0,1 до 0,5 % соответственно, которые оказывают существенное влияние на эффективность применения силикатной микрогелевой системы.

5. На основе полученных результатов для проведения фильтрационных экспериментов определены следующие поверхностно-активные вещества: «Неонол»

АФ 9-12, «Atren SA» и «Биксол», а также полимеры – ПАА марки «DP9-8177», КМЦ марки «Камцел» и ОЭЦ марки «Natrosol 250 NHR-P», обладающие реологическими свойствами.

ГЛАВА 3 – ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ СИЛИКАТНЫХ МИКРОГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ МЕТОДАМИ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Основная цель экспериментальных исследований фильтрационных характеристик заключалась в изучении поведения силикатных микрогелевых систем в пористой среде.

Изучение фильтрационных характеристик силикатных микрогелевых систем и композиций на их основе проводились как на однослойных, так и на двухслойных насыпных моделях пласта различной проницаемости.

Для проведения исследований силикатные микрогелевые системы готовились только из силикатного геля, полученного в результате смешения в объёмном соотношении 1:1 водных растворов силиката натрия и соляной кислоты с массовыми концентрациями 25 % и 2,9 % соответственно.

3.1 Исследование фильтрационных характеристик силикатных микрогелевых систем на однородных водонасыщенных насыпных моделях пласта

В ходе проведения фильтрационных экспериментов были предусмотрены следующие этапы проведения работ:

- а) определение проницаемости водонасыщенной пористой среды (модели пласта);
- б) закачка силикатной микрогелевой системы;
- в) фильтрация воды через пористую среду и определение изменения проницаемости по воде и остаточного фактора сопротивлений.

Модель пласта представляла собой металлическую трубку из нержавеющей стали длиной 1,0 м и внутренним диаметром 0,03 м, набитую кварцевым песком определенной фракции (0,03-0,25 мм). Модель пласта сначала вакуумировали, насыщали минерализованной водой, определяли объём пор и исходную проницаемость по воде. Затем в модель закачивали силикатную микрогелевую систему. Размер оторочки варьировался в пределах от 10 до 30 % от порового объёма. Да-

лее продавливали минерализованной водой до стабилизации скорости фильтрации.

В качестве основного параметра, характеризующего влияние СМГС на фильтрационные характеристики пористых сред использовали остаточный фактор сопротивлений (ОФС), определяемый как отношение установившихся коэффициентов проницаемости пористой среды до и после воздействия по формуле:

$$R_{\text{ост.}} = k_1/k_2 \quad (3.1)$$

где $R_{\text{ост.}}$ – остаточный фактор сопротивления,

k_1 – коэффициент проницаемости пористой среды по воде до воздействия,

k_2 – коэффициент проницаемости пористой среды по воде после воздействия.

Увеличение ОФС свидетельствует о положительном влиянии испытуемой композиции на фильтрационные характеристики пористой среды, т.е. о его способности увеличивать охват пласта вытеснением.

Тестирование фильтрационных свойств СМГС проводилось на линейной насыпной водонасыщенной модели пласта по следующей схеме:

- фильтрация минерализованной воды (не менее 5-6 поровых объемов) через модель пористой среды при постоянном перепаде давления с целью определения начального коэффициента проницаемости (мкм^2);
- закачка в модель пористой среды оторочки СМГС;
- продолжение фильтрации минерализованной воды в том же направлении (не менее 5-6 поровых объёмов) и определение конечного коэффициента проницаемости (мкм^2);
- расчет остаточного фактора сопротивлений пористой среды.

В этих опытах в качестве линейной модели пласта использовали металлическую трубку из нержавеющей стали длиной 100 см и внутренним диаметром 3 см, которую плотно набивали измельченным до нужной проницаемости кварцевым песком определенной фракции (0,03-0,25 мм). Пористую среду вакуумировали и насыщали минерализованной водой плотностью 1090 кг/м^3 .

Помимо замеров объёмов профильтрованной через пористую среду воды проводилось взвешивание с точностью до 1 г пустой модели (трубки), модели с

песком, модели с песком, насыщенным водой, что обеспечивало двойной контроль за параметрами пористой среды (объема пор модели, пористость, коэффициент проницаемости).

Было проведено восемь серий опытов, отличающихся друг от друга начальной проницаемостью пористой среды по воде и размерами оторочки исследуемой композиции СМГС.

Каждая серия исследований содержала от трех до пяти параллельных опытов.

Начальные коэффициенты проницаемости, характеризующие начальные фильтрационные характеристики пористых сред изменялись от 0,98 до 5,0 мкм². Размер оторочки СМГС варьировался от 10 до 30 % порового объема. Содержание микрогелевых частиц силикатного геля во всех экспериментальных сериях было одним и тем же и составляло 10 %. Для приготовления СМГС использовалась пресная вода.

В таблице 3.1 приведены усредненные показатели, характеризующие основные условия и результаты тестирования фильтрационных свойств СМГС по каждой из восьми серий.

Таблица 3.1 – Основные условия и результаты тестирования фильтрационных свойств силикатных микрогелевых систем на насыпных однородных моделях пласта

Номер серии	Начальная проницаемость по воде, мкм ²	Закачанный объем композиции, % от порового объема	Конечная проницаемость по воде, мкм ²	Остаточный фактор сопротивления, R _{ост.}
1	0,98	30	0,06	16,3
2	1,3	10	0,21	6,2
3	1,5	30	0,11	13,6
4	1,7	20	0,14	12,1
5	2,5	10	0,44	5,7
6	2,57	30	0,24	10,7
7	2,64	20	0,31	8,5
8	5,0	30	1,11	4,5

Анализ приведенных в этой таблице результатов позволяет утверждать следующее.

Во всех сериях опытов происходит увеличение ОФС, он меняется в диапазонах 4,5-16,3. При этом отмечается обратно-пропорциональная зависимость между параметрами, характеризующими фильтрационные свойства пористой среды (ОФС) и ее проницаемость по воде (начальные коэффициенты проницаемости).

Кроме того, в сериях опытов с близкими величинами параметров, характеризующих начальную проницаемость пористой среды, получена прямо-пропорциональная зависимость между такими параметрами, как ОФС и размер оторочки СМГС (рисунок 3.1). Так, увеличение размера оторочки СМГС на 10 % приводит к увеличению ОФС по всем опытам восьми серий в среднем в 1,4 раза.

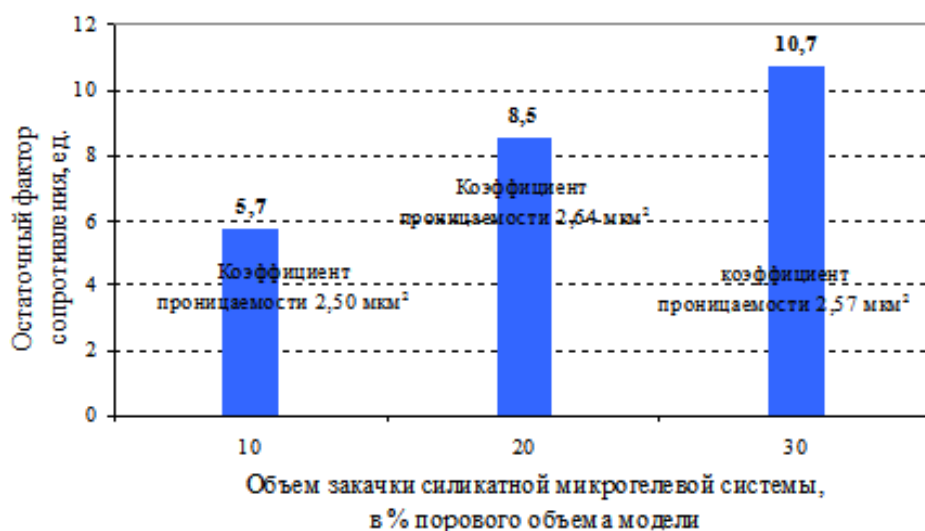


Рисунок 3.1 – Динамика изменения величины остаточного фактора сопротивлений в зависимости от объёма силикатной микрогелевой системы

Таким образом, результаты, полученные при тестировании фильтрационных свойств СМГС на линейных насыпных пористых средах, свидетельствуют о том, что испытываемая система (СМГС) способна изменять фильтрационные параметры пористой среды, увеличивая остаточный фактор сопротивлений, т. е. силикатная микрогелевая система способна блокировать проницаемость пористых сред.

Было обнаружено, что при одном и том же объёме закачки (30 % порового объёма) силикатной микрогелевой системы рост величины ОФС практически прямо пропорционален увеличению массовой концентрации частиц силикатного геля в системе: при увеличении массовой концентрации частиц силикатного геля в системе от 5 до 25 %, ОФС увеличивается в 4,3 раза (рисунок 3.2).

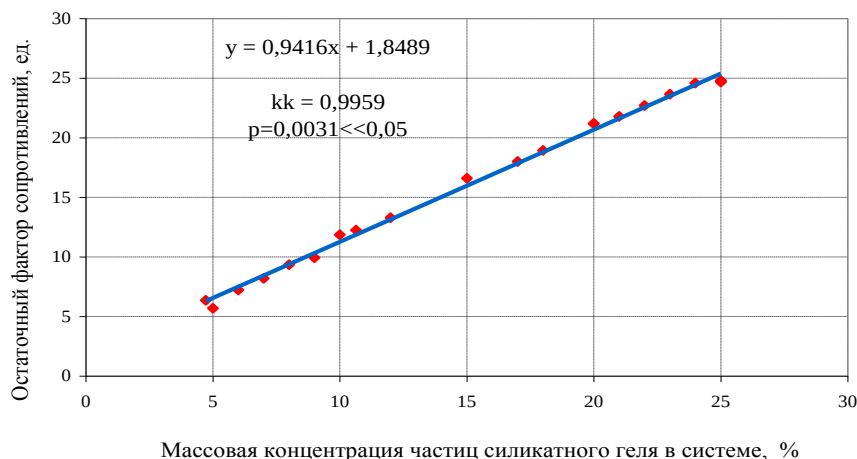


Рисунок 3.2 – Динамика изменения величины остаточного фактора сопротивлений в зависимости от концентрации частиц силикатного геля в системе (объём СМГС – 30 % порового объёма)

На основании проведенных экспериментов была получена статистически значимая экспоненциальная зависимость коэффициента проницаемости по воде после закачки силикатной микрогелевой системы от коэффициента проницаемости по воде до закачки силикатной микрогелевой системы (рисунок 3.3), которая свидетельствует о том, что с увеличением проницаемости моделей пласта эффект от закачки СМГС существенно снижается, т.е. в диапазоне проницаемостей от 0,98 до 5,0 мкм² увеличивается коэффициент проницаемости по воде после закачки системы в пределах от 0,06 до 1,11 мкм².

Таким образом, проведенные фильтрационные эксперименты на однородных насыпных моделях пласта позволяют сделать вывод, что силикатные микрогелевые системы способны снижать проницаемость пористой среды.

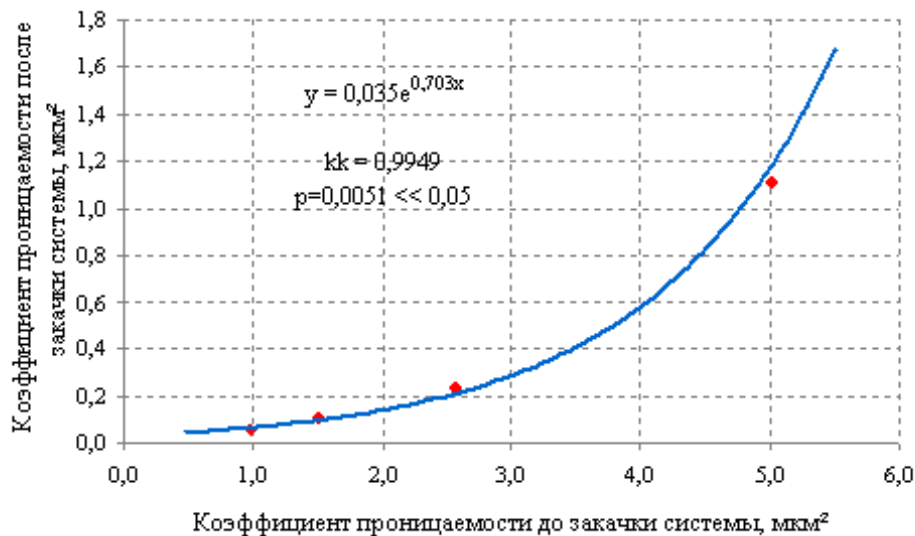


Рисунок 3.3 – Изменение проницаемости модели по воде после закачки силикатной микрогелевой системы (объём СМГС – 30 % порового объёма)

3.2 Исследование фильтрационных и нефтеотмывающих свойств силикатных микрогелевых систем и композиций на их основе на двухслойных насыпных моделях со слоисто-неоднородной пористой средой

На следующем этапе тестирование фильтрационных и нефтеотмывающих свойств СМГС и композиций на их основе проводилось с использованием двухслойных, гидродинамически связанных линейных насыпных пористых сред, значительно отличающихся друг от друга проницаемостью по воде.

Лабораторные насыпные модели пласта представляли собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 1,0 м, внутренним сечением 6,1 см², плотно заполненные молотым кварцевым песком, с общим входом и отдельными выходами. Неоднородность пласта по проницаемости моделировалась путем использования различных фракций песка.

В качестве вытесняемой нефти использовалась девонская дегазированная нефть вязкостью 12 мПа·с. В качестве вытесняющей нефть воды использовалась пресная вода или минерализованные воды плотностью 1000, 1090, 1180 кг/м³.

Исследования проводились в следующей последовательности:

а) модель пласта вакуумировали, насыщали пластовой водой. Объёмным методом определяли поровый объём и исходную проницаемость по воде.

Проницаемость моделей по воде рассчитывали по формуле Дарси:

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

где k – проницаемость пористой среды по воде;

μ – динамическая вязкость воды, мПа·с;

L – длина пористой среды, м;

F – площадь поперечного сечения трубки, см²;

ΔP – разность давления в трубке между входом и выходом, Па;

Q – объёмный расход воды, см³/с.

б) насыщали каждую модель (трубку) нефтью и определяли начальную абсолютную и относительную нефтенасыщенности.

Абсолютная нефтенасыщенность равна объёму вытесненной нефтью воды из модели пласта $V_n = V_{\text{выт}}^B$.

Относительную нефтенасыщенность рассчитывали по формуле:

$$K_{\text{н.н.}} = \frac{V_n \cdot 100 \%}{V_{\text{пор}}}, \quad (3.3)$$

где V_n – абсолютная нефтенасыщенность, см³;

$V_{\text{пор}}$ – объём пор, см³.

в) проводили первичное вытеснение нефти путем закачки воды в общий вход двух разнопроницаемых трубок с раздельным замером на выходе объёмов нефти и воды. Вытеснение водой проводили до общей обводнённости нефти на выходе, равной 95-99 %;

г) закачивали в общий вход модели исследуемую композицию в виде оторочки размером 10 % от порового объёма модели пласта;

д) продолжали довытеснение нефти водой.

На каждом этапе измеряли объёмы вытесненных нефти и воды, раздельно из каждой разнопроницаемой трубки.

В качестве нефтевытесняющего параметра использовали коэффициент вытеснения нефти, который рассчитывался по каждой трубке (пропластку) отдельно после первичного вытеснения нефти водой ($K_{\text{выт.}}^1$) и после закачки исследуемой композиции в модель пласта и последующего вытеснения её водой ($K_{\text{выт.}}^2$).

Прирост коэффициента вытеснения нефти $\Delta K_{\text{выт.}} = K_{\text{выт.}}^2 - K_{\text{выт.}}^1$ характеризовал нефтевытесняющую эффективность композиции из предварительно заводнённых неоднородных по проницаемости пористых сред.

Поскольку геометрические размеры моделей строго одинаковы, также одинаков перепад давления при вытеснении, в качестве фильтрационного параметра использовали парциальный (относительный) дебит жидкости, определяемый как отношение накопленного объема жидкости из каждой трубки в отдельности (из одного пропластка) к общему объему жидкости из двухслойной модели пласта, который показывает неравномерность процесса вытеснения нефти водой из двух разнопроницаемых пропластков.

Очевидно, чем больше увеличивается парциальный дебит менее проницаемой трубки (пропластка), тем эффективнее исследуемая композиция с точки зрения охвата заводнением неоднородных по проницаемости пластов.

Таким образом, методика с использованием двухслойных, гидродинамически не связанных, линейных насыпных пористых сред позволяет определять сравнительную эффективность испытываемой системы в виде абсолютного прироста парциального (относительного) дебита менее проницаемых трубок и кратности увеличения прироста коэффициента вытеснения после воздействия.

Прирост парциального (относительного) дебита менее проницаемой трубки (Δp) определяется разностью парциальных дебитов, полученных при доизвлечении нефти с оторочкой на основе СМГС (p_2) и при первичном вытеснении нефти водой (p_1): $\Delta p = p_2 - p_1$.

Кратность увеличения парциального дебита менее проницаемой трубки рассчитывается через их отношение.

3.2.1 Исследование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств силикатных микрогелевых систем

На двухслойных слоисто-неоднородных насыпных моделях пласта по методике, описанной выше, проведено тестирование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств СМГС с массовой концентрацией частиц силикатного геля 5 % и 10 %. В качестве дисперсионной среды для приготовления СМГС использовались пресная и минерализованные воды плотностью 1000, 1090 и 1180 кг/м³ соответственно. В процессах первичного вытеснения нефти и довытеснения её с оторочкой СМГС использовалась минерализованная вода плотностью 1090 кг/м³. Размер оторочки СМГС во всех опытах составлял 30 %.

Основные условия и результаты тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств СМГС на двухслойных разнопроницаемых пористых средах для увеличения охвата вытеснением приведены в таблице 3.2.

Отношение проницаемостей по воде более проницаемых и менее проницаемых трубок исследованных СМГС находилось в пределах от 2,14 до 3,30. Коэффициент после первичного вытеснения нефти составлял от 49,4 до 61,9 %.

Как видно из таблицы 3.2, условия проведения тестирования СМГС во всех сериях эксперимента были близкими и отличались только концентрацией частиц силикатного геля в оторочке СМГС.

Следует отметить, что влияние закачки исследуемого состава на доизвлечение нефти оказалось крайне незначительным. Прирост коэффициента вытеснения нефти при использовании СМГС не зависел от минерализации воды, используемой для получения этой системы, и составил 1,4-1,7 % в опытах с 5 %-ным содержанием частиц силикатного геля в системе и 2,0-2,3 % в опытах с 10 %-ным содержанием частиц силикатного геля в СМГС. Средняя величина $\Delta K_{\text{выт.}}$ по всем проведенным опытам равнялась 1,9 %.

Таблица 3.2 – Основные условия и результаты тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств СМГС на двухслойных пористых средах для увеличения охвата вытеснением

Параметры	Ед. изм.	Массовая концентрация частиц силикатного геля в СМГС, %					
		5,0			10,0		
		Плотность воды, кг/м ³					
		1000	1090	1180	1000	1090	1180
Температура проведения эксперимента	°С	25	25	25	25	25	25
Количество опытов	шт.	3	3	3	3	3	3
Проницаемость по воде:							
-более проницаемой трубки	мкм ²	1,56	1,00	2,53	1,75	0,93	1,60
-менее проницаемой трубки	мкм ²	0,48	0,31	1,13	0,53	0,44	0,65
Отношение проницаемостей двухслойной пористой среды	б/р	3,25	3,23	2,24	3,30	2,14	2,46
Первичное вытеснение нефти водой							
Коэффициент вытеснения нефти	%	49,4	53,4	55,5	54,7	49,9	61,9
Парциальный (относительный) дебит жидкости:							
-более проницаемых трубок	д.ед	0,837	0,813	0,747	0,808	0,873	0,863
-менее проницаемых трубок	д.ед	0,163	0,187	0,253	0,192	0,127	0,137
Отношение парциального дебита жидкости более проницаемой трубки к парциальному дебиту жидкости менее проницаемой трубки	д.ед.	5,1	4,3	2,9	4,2	6,9	6,3
Доизвлечение нефти с оторочкой СМГС							
Общий объем закачанной СМГС	% V _{пор}	30	30	30	30	30	30
Конечный коэффициент вытеснения нефти	%	51,0	55,1	56,9	57	52,1	63,9
Парциальный (относительный) дебит жидкости:							
-более проницаемых трубок	д.ед	0,644	0,787	0,639	0,576	0,514	0,635
-менее проницаемых трубок	д.ед	0,356	0,213	0,361	0,424	0,486	0,365
Прирост коэффициента вытеснения нефти	%	1,6	1,7	1,4	2,3	2,2	2,0
Прирост парциального дебита жидкости менее проницаемых трубок	д.ед.	0,193	0,026	0,108	0,232	0,359	0,228
Кратность увеличения парциального дебита жидкости менее проницаемых трубок	б/р	2,18	1,14	1,43	2,21	3,83	2,66

Из таблицы 3.2 также следует, что при закачке в модель пласта СМГС с содержанием 5 и 10 % частиц силикатного геля, кратность увеличения относительного дебита жидкости низкопроницаемых трубок в среднем составила 1,57 и 2,9 соответственно, а прирост относительного дебита жидкости низкопроницаемой трубки составил в среднем 0,11 и 0,27 соответственно.

Увеличение минерализации дисперсионной среды СМГС не оказывает существенного влияния на фильтрационные параметры.

Таким образом, в условиях проведения испытаний увеличение относительных дебитов менее проницаемой трубки исследуемых силикатных микрогелевых систем с содержанием 5 и 10 % частиц силикатного геля свидетельствует об эффективности применения разработанных силикатных микрогелевых систем для перераспределения и частичному выравниванию фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах.

3.2.2 Исследование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств силикатных микрогелевых систем и ПАВ или полимера

С целью расширения области применения силикатной микрогелевой системы для увеличения нефтеизвлечения нами были проведены фильтрационные исследования комбинированных композиций на основе СМГС и ПАВ, СМГС и водного раствора полимера, а также СМГС с добавкой ПАВ и полимера.

По изложенной ранее методике проведено тестирование фильтрационных и нефтевытесняющих свойств на разнопроницаемых насыпных пористых средах композиций, содержащих, помимо силикатного микрогеля, растворы ПАВ или полимера. Проверялись два варианта исследования этих композиций. В первом случае осуществлялась последовательная закачка оторочек СМГС и раствора ПАВ (или полимера).

Для приготовления первой оторочки использовалась вода разной минерализации (плотностью 1000, 1090 и 1180 кг/м³). Массовая концентрация частиц сили-

катного геля в полученной СМГС во всех опытах была одинаковой и составляла 10 %. Размер этой оторочки составлял 10 % от общего объема пор модели пласта.

Размер второй оторочки составлял 20 % от общего объема пор модели. В качестве ПАВ применялся реагент марки «Биксол» в виде водного раствора 0,1 %-ной концентрации. Раствор ПАА использовался 0,3 %-ной концентрации.

Основные условия и результаты тестирования на разнопроницаемой пористой среде фильтрационных и нефтевытесняющих свойств композиций, содержащих СМГС и растворы ПАВ (ПАА), при их последовательной закачке приведены в таблице 3.3.

При этом получено, что при последовательной закачке оторочек силикатной микрогелевой системы и раствора ПАВ, увеличение парциального (относительного) дебита жидкости менее проницаемых трубок произошло от 0,146 до 0,432, т.е. в 3,0 раза. Средний прирост коэффициента вытеснения нефти по три серии опыта составил 3,3 %.

На основании проведенных исследований также отмечено, что последовательная закачка СМГС и раствора ПАВ модели пласта более эффективно по сравнению с силикатной микрогелевой системой с содержанием частиц силикатного геля (10 %), что также хорошо согласуется с результатами физико-химических исследований растворов ПАВ.

Сопоставление результатов фильтрационных экспериментов СГМС и СМГС и раствора ПАВ (таблицы 3.2 и 3.3) показало, что ПАВ приводит к улучшению свойств силикатной микрогелевой системы: прирост коэффициента вытеснения нефти в среднем в 1,5 раза больше по сравнению с силикатной микрогелевой системой.

Аналогичное тестирование при последовательной закачке в модель оторочек СМГС и 0,3 %-ного раствора ПАА показало увеличение парциального дебита менее проницаемых трубок от 0,161 до 0,687, т.е. в 4,4 раза. При этом в этих опытах менее проницаемые трубки стали давать больше жидкости, чем более проницаемые трубки, т.е. произошла инверсия дебитов.

Таблица 3.3 – Основные условия и результаты тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств последовательной закачки СМГС и водных растворов ПАВ и ПАА на двухслойных пористых средах для увеличения охвата вытеснения

Параметры	Ед. изм.	Состав оторочек					
		СМГС (10 %) ПАВ (0,1 %)			СМГС (10 %) ПАА (0,3 %)		
		Плотность воды, кг/м ³					
		1000	1090	1180	1000	1090	1180
Температура проведения эксперимента	°С	25	25	25	25	25	25
Количество опытов	шт.	3	3	3	3	3	3
Проницаемость по воде: -более проницаемой трубки -менее проницаемой трубки	мкм ² мкм ²	1,12 0,38	0,90 0,36	1,27 0,52	1,29 0,42	1,63 0,57	1,15 0,44
Отношение проницаемостей двухслойной пористой сре- ды	б/р	2,95	2,50	2,44	3,07	2,86	2,61
Первичное вытеснение нефти водой							
Коэффициент вытеснения нефти	%	44,9	47,1	49,1	48,8	49,5	44,9
Парциальный (относитель- ный) дебит жидкости: -более проницаемых трубок -менее проницаемых трубок	д.ед. д.ед.	0,851 0,149	0,873 0,127	0,837 0,163	0,855 0,145	0,808 0,192	0,845 0,155
Отношение относительного дебита жидкости высоко- проницаемой трубки к от- носительному дебиту жид- кости низкопроницаемой трубки	д.ед.	5,7	6,9	5,1	5,9	4,2	5,5
Доизвлечение нефти с оторочками СМГС и ПАВ (или ПАА)							
Общий объем закачанных оторочек	% V _{пор}	30	30	30	30	30	30
Конечный коэффициент вы- теснения нефти	%	48,2	50,5	52,3	51,8	52	47,9
Прирост коэффициента вы- теснения нефти	%	3,3	3,4	3,2	3,1	2,5	2,8
Парциальный (относитель- ный) дебит жидкости: -более проницаемых трубок -менее проницаемых трубок	д.ед. д.ед.	0,602 0,398	0,548 0,452	0,554 0,446	0,307 0,693	0,349 0,651	0,283 0,717
Прирост парциального де- бита жидкости менее про- ницаемых трубок	д.ед.	0,249	0,325	0,283	0,548	0,459	0,572
Кратность увеличения пар- циального дебита жидкости менее проницаемых трубок	б/р	2,67	3,56	2,74	4,78	3,39	4,94

Средний прирост коэффициента вытеснения нефти в этой серии опытов составил 2,8 %.

Следовательно, полученные результаты подтверждают предполагаемый механизм действия композиций (СГМС и раствора ПАА) в неоднородных по проницаемости пористых средах путём изменения и выравнивания фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах.

При втором варианте осуществлялась совместная закачка СГМС и ПАВ (полимер) в виде единой оторочки, размер которой также составлял 30 % от порового объёма.

Для приготовления композиций использовалась минерализованная вода плотностью 1090 кг/м^3 , в которую вводились силикатные микрогелевые частицы в количестве 10 % мас., водорастворимые ПАВ (Atren SA, АФ9-12, Биксол) в количестве 0,1 % мас. или водорастворимые полимеры (ПАА, КМЦ, ОЭЦ) в количестве 0,3 % мас.

Вся информация, касающаяся основных условий применения исследуемых композиций по этому варианту и результатов тестирования их нефтевытесняющих и фильтрационных свойств, представлена в таблице 3.4.

Получено, что при совместной закачке СМГС и ПАВ увеличение парциального (относительного) дебита жидкости менее проницаемых трубок произошло от 0,174 до 0,444, т.е. в 2,5 раза. Средний прирост коэффициента вытеснения при доотмыве остаточной нефти композиций СМГС (10 %) + ПАВ (0,1 %) составил 3,2 %.

При аналогичном тестировании композиции СМГС (10 %) + полимер (0,3 %) при довытеснении остаточной нефти получено увеличение парциального (относительного) дебита жидкости менее проницаемых трубок от 0,204 до 0,765, кратность увеличения этого параметра составила 3,75. Так же как при использовании полимера в первом варианте (последовательная закачка двух оторочек, содержащих гель-частицы и ПАА), произошла инверсия парциальных дебитов жидкости.

Таблица 3.4 – Основные условия и результаты тестирования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств совместной закачки СМГС и ПАВ или полимера на двухслойных пористых средах для увеличения охвата вытеснения

Параметры	Ед. изм.	Композиция – совместная закачка					
		СМГС (10 %)+ ПАВ (0,1 %)			СМГС (10 %)+ полимер (0,3 %)		
		Атрен SA	Бик-сол	АФ9-12	ПАА	КМЦ	ОЭЦ
Температура проведения эксперимента	°С	25	25	25	25	25	25
Количество опытов	шт.	3	3	3	3	3	3
Проницаемость по воде:							
-более проницаемой трубки	мкм ²	1,5	1,4	1,4	2,33	2,31	2,6
-менее проницаемой трубки	мкм ²	0,61	0,62	0,52	1,04	0,87	0,82
Отношение проницаемостей двухслойной пористой среды	б/р	1,88	2,26	2,69	2,24	2,66	3,17
Вытеснения нефти водой							
Коэффициент вытеснения нефти	%	52,0	61,9	58,5	55,0	57,7	52,3
Парциальный (относительный) дебит жидкости:							
-более проницаемых трубок	д.ед.	0,830	0,829	0,819	0,796	0,787	0,805
-менее проницаемых трубок	д.ед.	0,170	0,171	0,181	0,204	0,213	0,195
Отношение относительного дебита жидкости высокопроницаемой трубки к относительному дебиту жидкости низкопроницаемой трубки	д.ед.	4,9	4,8	4,5	3,9	3,7	3,9
Доизвлечение нефти комбинированной оторочки СМГС+ПАВ (СМГС+полимер)							
Общий объем закачанной оторочки	% V _{пор}	30	30	30	30	30	30
Конечный коэффициент вытеснения нефти	%	55,0	65,1	61,8	58,3	60,9	56,4
Прирост коэффициента вытеснения нефти	%	3,0	3,14	3,26	3,1	3,2	3,8
Парциальный (относительный) дебит жидкости:							
-более проницаемых трубок	д.ед.	0,563	0,517	0,589	0,283	0,185	0,236
-менее проницаемых трубок	д.ед.	0,437	0,483	0,411	0,717	0,815	0,764
Прирост парциального дебита жидкости менее проницаемых трубок	д.ед.	0,267	0,312	0,230	0,513	0,602	0,569
Кратность увеличения парциального дебита жидкости менее проницаемых трубок	б/р	2,57	2,82	2,27	3,51	3,83	3,92

При этом дебиты жидкости менее проницаемых трубок стали выше парциальных дебитов более проницаемых трубок.

Средний прирост коэффициента вытеснения нефти в этой серии опытов равнялся 3,5 %.

Фильтрационные исследования в этих экспериментах также показали, что совместная закачка СМГС и полимера снижает проницаемость высокопроницаемого пропластка, и композиция фильтруется в низкопроницаемый пропласток.

Таким образом, проведенные исследования фильтрационных и нефтевытесняющих свойств СМГС и их композиций на физических моделях пласта показали, что применение их способствует изменению и выравниванию фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пористых средах и увеличению нефтеизвлечения в лабораторных условиях.

Следовательно, разработанные нами силикатные микрогелевые системы и композиции на ее основе применимы для увеличения охвата неоднородных по проницаемости заводнённых пластов в реальных промысловых условиях.

ГЛАВА 4 – РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИЛИКАТНЫХ МИКРОГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

Результаты физико-химических, реологических исследований и опытов по физическому моделированию, показавшие эффективность применения силикатных микрогелевых систем, позволили обосновать их использование для технологий увеличения нефтеизвлечения из заводненных продуктивных пластов.

Для проведения промысловых испытаний нами разработан способ получения силикатной микрогелевой системы в промысловых условиях, а также две технологии с применением СМГС для повышения эффективности нефтеизвлечения:

а) «Технология повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС)».

б) «Технология повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ)».

4.1 Способ получения силикатной микрогелевой системы в промысловых условиях

Для разработки технологий повышения выработки продуктивных нефтяных пластов с применением силикатной микрогелевой системы требовалось разработать способ получения ее с требуемыми свойствами в промысловых условиях.

В результате проведенных лабораторных исследований было получено, что физико-химические свойства силикатного геля и силикатной микрогелевой системы зависят не только от состава компонентов и дисперсионной среды, на которой приготовлены, но и от способа получения силикатной микрогелевой системы.

Первые промысловые испытания по приготовлению и закачке силикатной микрогелевой системы в условиях быстрого образования геля на устье скважины были осуществлены на Бавлинском месторождении НГДУ «Бавлынефь».

В результате проведенных испытаний нами были выявлены недостатки способа приготовления и закачки в пласт СМГС:

- плохое перемешивание водных растворов силиката натрия и соляной кислоты из-за различной плотности растворов;
- гель образовывался не во всем объеме;
- невозможность управления процессом закачки СМГС в пласт из-за крупных размеров частиц силикатного геля (размер частиц составлял более 1 мм).

Учитывая вышеизложенные недостатки приготовления и закачки СМГС в пласт через нагнетательные скважины, была разработана мобильная установка УПСГ-1 [119] и струйный насос [120] для диспергирования силикатного геля на частицы с размерами менее 100 мкм. На рисунке 4.1 приведен внешний вид установки УПСГ-1.

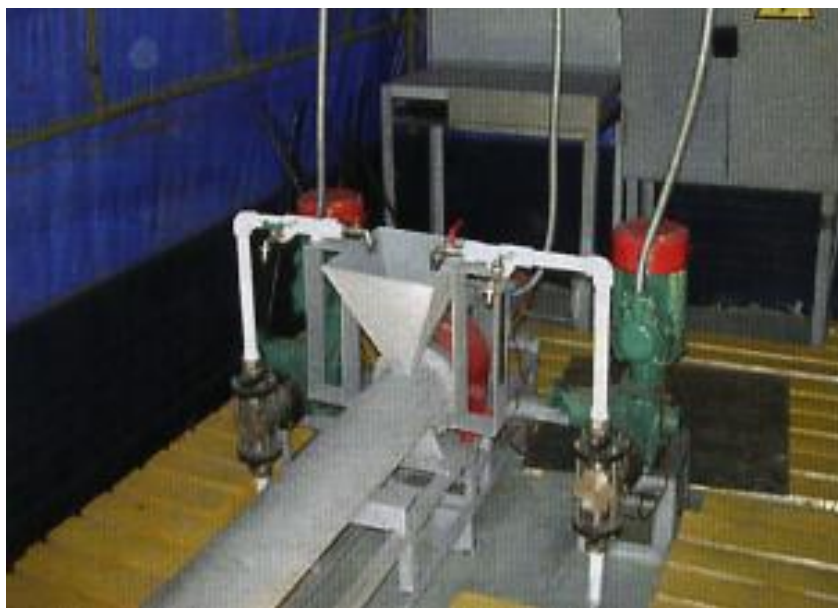
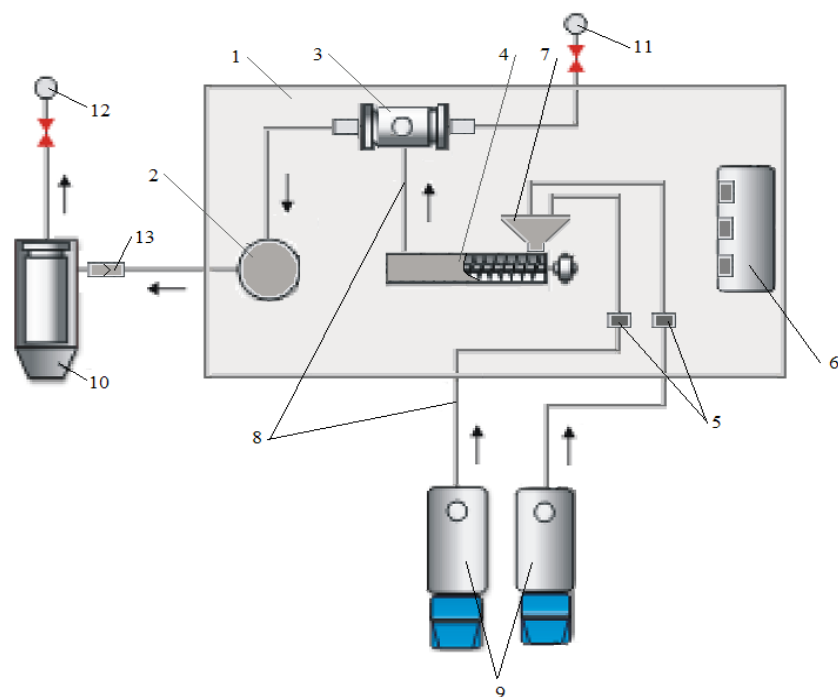


Рисунок 4.1 – Установка УПСГ-1

Реализация разработанных технологических процессов осуществляется согласно схеме, приведенной на рисунке 4.2.



1 – транспортный прицеп;
 2 – промежуточная емкость;
 3 – струйный насос;
 4 – шнековый транспортер;
 5 – насос-дозатор;
 6 – частотный преобразователь;
 7 – узел загрузки;

8 – трубопровод (шланг);
 9 – автоцистерны с разбавленными
 растворами силиката натрия и соля-
 ной кислоты;
 10 – насосный агрегат;
 11 – водовод;
 12 – скважина;
 13 – тройник

Рисунок 4.2 – Схема обвязки наземного оборудования при реализации технологических процессов

Способ приготовления силикатного геля и получения силикатной микрогелевой системы заключается в следующем.

Для приготовления силикатного геля используются разбавленные растворы силиката натрия и соляной кислоты, поступающие в узел загрузки (7) установки УПСГ-1. Объемное соотношение разбавленных растворов силиката натрия и соляной кислоты составляет 1:1. Реагенты по шлангам 8 подаются на вход насосов-дозаторов 5. Из насосов-дозаторов 5 реагенты нагнетаются через загрузочный узел 7 в шнековый транспортер 4.

При смешивании указанных реагентов в шнековом транспортере (4) происходит быстрое образование силикатного геля. Обороты электродвигателя шнекового транспортера (4) регулируются при помощи частотных преобразователей (6). В струйный насос (3) подаются силикатный гель и закачиваемая вода от водовода (11), где происходит диспергирование силикатного геля до образования частиц от нескольких микрометров до 100 мкм и получение силикатной микрогелевой системы. Полученная силикатная микрогелевая система насосным агрегатом закачивается в скважину (12).

Преимуществом разработанной установки является то, что обеспечивается непрерывное и эффективное приготовление, дозирование и закачивание технологического раствора в скважину при упрощении процесса приготовления, дозирования и закачки. Регулируемая по времени подача реагентов и смеси гарантирует получение качественного технологического раствора, кроме того, позволяет расширить функциональные возможности установки за счет регулирования режимов работы насосов-дозаторов и шнекового транспортера в зависимости от технологических характеристик закачиваемого раствора.

Установка УПСГ-1 в настоящее время применяется в ОАО «Татнефть» при реализации разработанных технологий закачки силикатных микрогелевых систем и композиций на его основе:

1. Технология повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС) [113].
2. Технология повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ) [140].

4.2 Критерии выбора объектов реализации технологических процессов

На основании проведенных исследований были предварительно определены область применения, сформулированы требования и критерии выбора объектов реализации технологических процессов при проведении промысловых условий:

- технологический процесс реализуется через нагнетательные скважины, находящиеся под закачкой пресной или минерализованной воды.

Для реализации технологических процессов с использованием силикатных микрогелевых систем и композиций на его основе выбранный участок должен отвечать следующим требованиям:

- размещение нагнетательных скважин – внутри внутреннего контура нефтеносности;

- объект разработки – обводненные терригенные коллекторы порового или трещинно-порового типа, имеющие проницаемостную неоднородность в разрезе пласта;

- приёмистость нагнетательных скважин – не менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении на водоводе;

- нефтенасыщенная толщина пласта – не менее 2,0 м;

- проницаемость более проницаемого интервала – не менее $0,1 \text{ мкм}^2$;

- средняя обводненность добываемой продукции – не более 98 %.

Для промысловых испытаний при реализации технологического процесса с применением композиций на основе СМГС в зависимости от приемистости скважины были предложены три варианта закачки:

- через нагнетательные скважины с приемистостью от 100 до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$: композиция, состоящая из двух оторочек: первая оторочка – СМГС и вторая оторочка – раствор ПАВ;

- через нагнетательные скважины с приемистостью от 200 до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$: композиция, состоящая из двух оторочек: первая оторочка – СМГС и вторая оторочка – раствор полимера;

- через нагнетательные скважины с приемистостью от 400 до $600 \text{ м}^3/\text{сут}$: композиция, состоящая из двух оторочек: первая оторочка – СМГС и вторая оторочка – раствор ПАВ + раствор полимера.

4.3 Расчет объёма закачки силикатной микрогелевой системы

Расчет объёма закачки силикатной микрогелевой системы осуществлялся, исходя из следующих допущений [145]. Принимаем, что оторочка закачиваемой системы имеет форму цилиндра с радиусом, равным радиусу в радиальном направлении, где происходит от половины до двух третей потерь подводимого перепада давления на преодоление фильтрационных сопротивлений движению закачиваемой воды (преобразованная формула Лейбензона).

$$R_o = R^\alpha \times r^{1-\alpha}, \quad (4.1)$$

где R – условный радиус контура питания, равный половине расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами участка;

$r = 0,11$ м (радиус скважины по долоту);

α – относительная величина полного перепада давления;

R_o – радиус оторочки, м.

Таким образом, радиус оторочки находится в пределах:

$$\text{от } R_o = R^{1/2} \times r^{1/2} \text{ до } R_o = R^{2/3} \times r^{1/3}, \quad (4.2)$$

Площадь поперечного сечения оторочки:

$$S = \pi \times R_o^2, \quad (4.3)$$

Расчетный (теоретический) объём оторочки:

$$V_o = m \times h \times S = \pi \times m \times h \times R_o^2, \quad (4.4)$$

где V_o – расчетный (теоретический) объём оторочки, м³;

m – коэффициент пористости, доли единиц;

h – перфорированная толщина пласта, м.

Согласно А. Х. Мирзаджанзаде и другим авторам [145], работающие интервалы составляют от 30 % до 50 % геометрической толщины продуктивного пласта.

Таким образом, объём системы, необходимый для реализации технологии, составляет

$$V = (0,3 \div 0,5) \times V_o, \quad (4.5)$$

4.4 Результаты промысловых испытаний силикатных микрогелевых систем для повышения выработки продуктивных пластов

4.4.1 Результаты промысловых испытаний технологии ВУКСЖС

Промысловые испытания с применением силикатных микрогелевых систем были проведены на объектах ОАО «Татнефть». Испытания проводились в соответствии с требованиями РД 153-39.0-503-07 «Инструкция по технологии повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС)», разработанного в институте «ТатНИПИнефть» [113].

Участки нагнетательных скважин расположены в пределах площадей и залежей Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, Матросовского, Сабанчинского, Контузлинского, Первомайского месторождений.

Коллекторы представлены, в основном, песчаниками, реже – алевролитами и заглинизированными песчаниками. Нефтенасыщенная толщина перфорированных пластов варьировалась от 2 до 8 метров. Проницаемость коллекторов находилась в пределах от 0,01 до 3,26 мкм², пористость – от 10,3 до 23,4 %. Участки по технологическим показателям разработки следующие: дебит добываемой нефти изменялся в пределах от 6,1 до 57,4 т/сут, жидкости – от 27,5 до 977,4 м³/сут при обводненности от 53,3 до 98,2 %. Количество реагирующих добывающих скважин составляло от двух до семи.

Технологический процесс осуществлялся с применением разработанной установки УПСГ-1, представленной на рисунке 4.2.

По данным ОАО «Татнефть» всего по состоянию на 01.01.2013 было проведено 170 обработок нагнетательных скважин с применением технологии ВУКСЖС. Накопленная добыча нефти по годам представлена на рисунке 4.3. За период применения технологии дополнительно добыто более 500 тыс. тонн нефти. Дополнительная добыча нефти составила свыше 3000 тонн на одну сква-

жино-обработку. Продолжительность технологического эффекта в среднем составила 2-2,5 года [142].

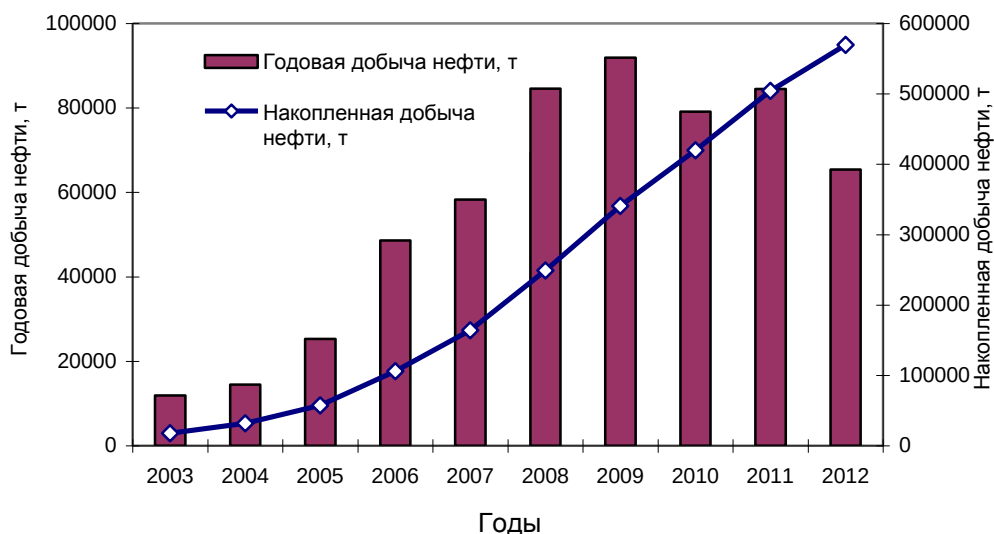


Рисунок 4.3 – Накопленная добыча нефти по годам

Распределение объёмов внедрения технологии ВУКСЖС и технологического эффекта по горизонтам представлено на рисунке 4.4.

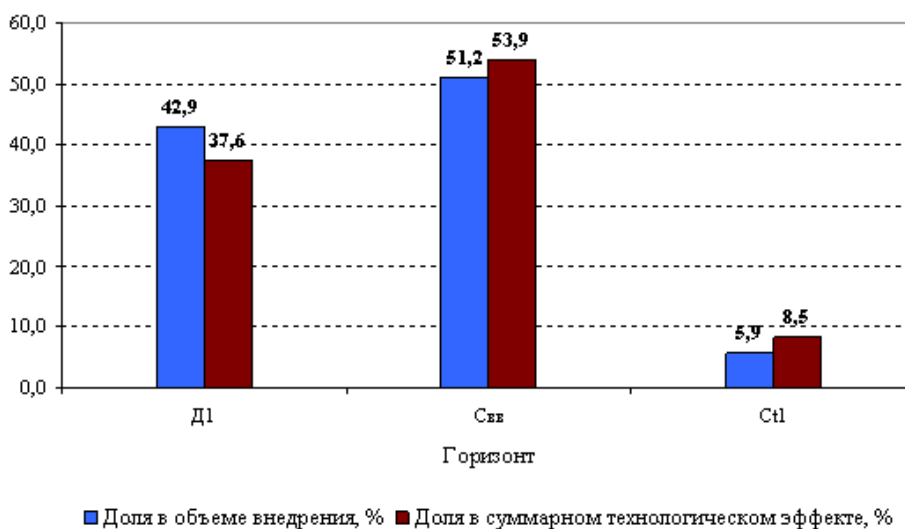


Рисунок 4.4 – Распределение объема внедрения технологии ВУКСЖС и технологического эффекта по горизонтам, %

Из рисунка 4.4 видно, что наибольшее количество обработок проведено на терригенных пластах бобриковского и пашийского горизонтов (доля в объеме

внедрения – 51,2 и 42,9 % соответственно). Доля в суммарном технологическом эффекте по девону составила 42,9 %, по бобриковскому горизонту – 53,9 %.

Наименьшие величины доли в объеме внедрения и доли в технологическом эффекте зафиксированы для терригенного карбона тульского горизонта и составили 5,9 и 8,5 % соответственно.

Опытно-промысловые работы (ОПР) по испытанию технологии ВУКСЖС были начаты в 2003 году и сданы приемочной комиссии в декабре 2006 года.

Акт сдачи приемочных испытаний технологии ВУКСЖС представлен в приложении А, титульный лист руководящего документа приведен в приложении Б.

На примере эксплуатационных объектов НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Бавлынефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина предпринята попытка оценить влияние степени гидродинамического сообщения между нагнетательными скважинами, в которых реализовалась технология ВУКСЖС, и добывающими скважинами, которые, согласно базе данных ТатАСУнефть ОАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, отреагировали на проведенные воздействия.

Краткая характеристика первичной базы данных, использованной при анализе, приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Краткая характеристика базы данных ТатАСУнефть, принятой для анализа технологической эффективности от технологии

№ п.п.	Наименование показателя	Значение	
		НГДУ	
		Азнакаевскнефть	Бавлынефть
1	Горизонт	Девонский, пашийский	Угленосный, бобриковский и радаевский
2	Количество мероприятий (ГТМ), ед	26	11
3	Количество добывающих скважин, ед.	117	105
4	Средний дебит нефти до ГТМ, т/сут	5,4	5,8

Продолжение таблицы 4.1

№ п.п	Наименование показателя	Значение	
		НГДУ	
		Азнакаевскнефть	Бавлынефть
5	Средний дебит жидкости до ГТМ, м ³ /сут	87,1	44,1
6	Среднее содержание воды в продукции добывающих скважин до ГТМ, %	85,6	79,5
7	Удельный текущий технологический эффект, т/скв., в среднем	444,6	638,3
8	Удельная продолжительность эффекта, сут./скв., в среднем	741,2	778,6
9	Удельный среднегодовой технологический эффект, т/скв., в среднем	204,4	262,3
10	Суммарный текущий технологический эффект, т	52019	67024
11	Суммарный среднегодовой технологический эффект, т	23909	27583

Методика анализа включала два этапа. На первом этапе определялись статистически значимые закономерности распределения величин среднегодовой технологической эффективности (рисунки 4.5 и 4.6), согласно которым выявлялись закономерные минимальные и максимальные численные значения среднегодовой технологической эффективности, и только в этом диапазоне выявлялись закономерности влияния, например, дебита скважин по нефти (до воздействия) на величину среднегодовой технологической эффективности.

Определено, что для условий девонского горизонта (скважины НГДУ «Азнакаевскнефть») дебит скважины по нефти (до воздействия) статистически значимо связан только с удельной среднегодовой технологической эффективностью, а для условий угленосного горизонта (скважины НГДУ «Бавлынефть») – только с суммарной среднегодовой технологической эффективностью, приходящейся на группу скважин с одинаковым дебитом по нефти (до воздействия).

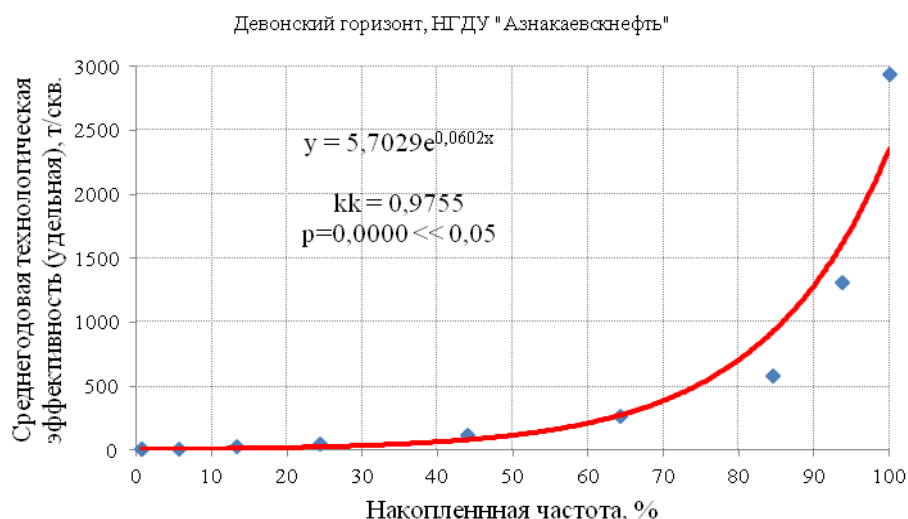


Рисунок 4.5 – Характер распределения величин среднегодовой технологической эффективности по добывающим скважинам девонского горизонта от технологии ВУКСЖС (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

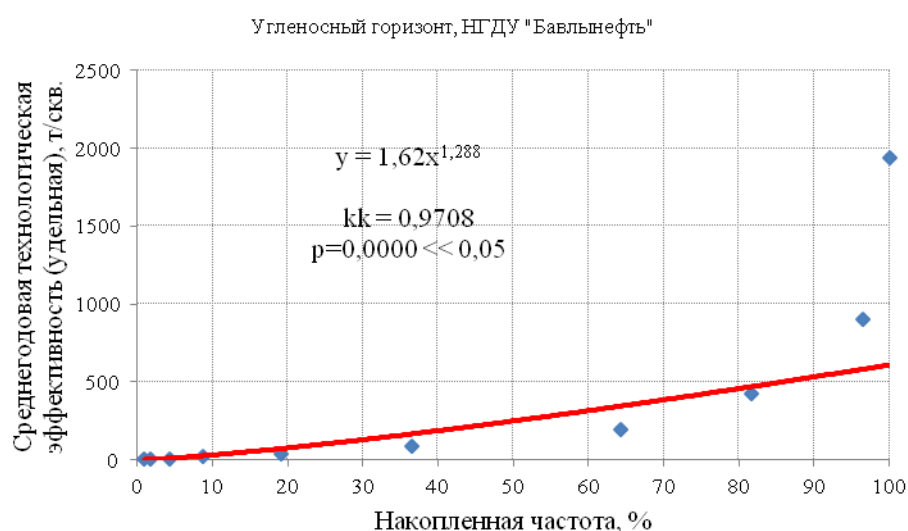


Рисунок 4.6 – Характер распределения величин среднегодовой технологической эффективности по добывающим скважинам угленосного горизонта от технологии ВУКСЖС (НГДУ «Бавлынефть»)

В таблице 4.2 приведены ранжированные ряды уравнений регрессии, статистически значимо связывающие показатели технологической эффективности и дебит скважин по нефти до проведения технологии ВУКСЖС.

Таблица 4.2 – Ранжированные ряды уравнений регрессии, статистически значимо связывающие показатели технологической эффективности и дебит скважин по нефти до проведения технологии ВУКСЖС

Эксплуатационный объект	Вид уравнения регрессии	Коэффициент корреляции	Показатель уровня значимости
Девонский, пашийский НГДУ «Азнакаевскнефть»	$y = \frac{1}{0,0025961 + \frac{0,00675948}{x}}$	0,9170	0,0000
	$y = 108,13 \cdot x^{0,492298}$	0,8161	0,0004
	$y = \exp(4,99664 + 0,0658978 \cdot x)$	0,7212	0,0036
Угленосный, бобриковский и радаевский НГДУ «Бавлынефть»	$z = \exp(7,75475 + 0,135443 \cdot x)$	-0,7307	0,0030
	$z = (43,3228 - 1,49382 \cdot x)^{\frac{1}{2}}$	-0,6706	0,0087
	$z = 1841,9 - 87,0738 \cdot x$	-0,5895	0,0265

Ранжированные ряды уравнений регрессии в таблице 4.2 построены в порядке убывания их статистической значимости согласно минимальной величине показателя уровня значимости, и по лучшим из них приведена графическая иллюстрация зависимостей среднегодовой технологической эффективности от дебита скважин по нефти до воздействия (рисунки 4.7 и 4.8).

Если принять во внимание, что при практически одинаковых горно-геологических условиях, характерных для отдельно взятого эксплуатационного объекта, величину дебита скважин по его участкам, в основном, определяет их проницаемость, то можно с достаточной степенью уверенности утверждать, что в целом технологическая эффективность при определенных дебитах скважин по

нефти (до воздействия) или стабилизируется или заметно снижается с увеличением степени гидродинамического сообщения (по величине дебита нефти) между нагнетательными скважинами и добывающими скважинами.

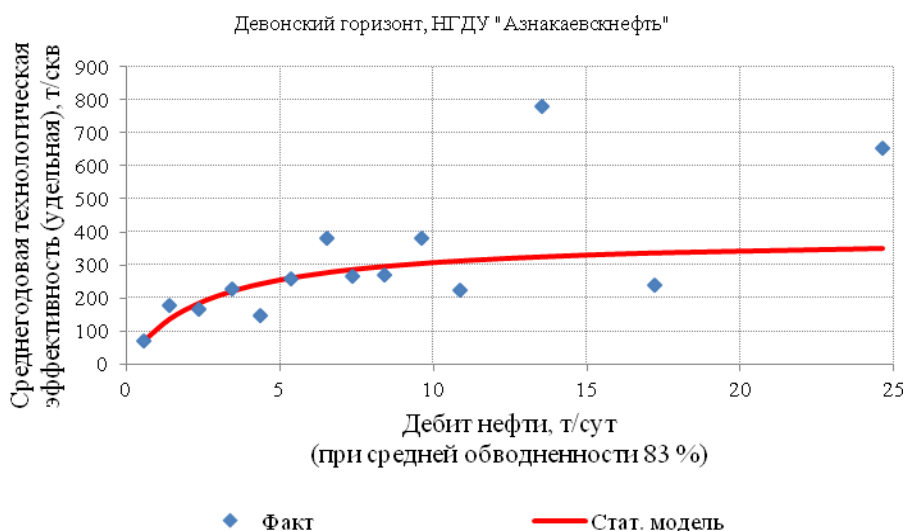


Рисунок 4.7 – Зависимость удельной среднегодовой технологической эффективности от дебита нефти по скважинам девонского горизонта от технологии ВУКСЖС (НГДУ «Азнакаевскнефть»)

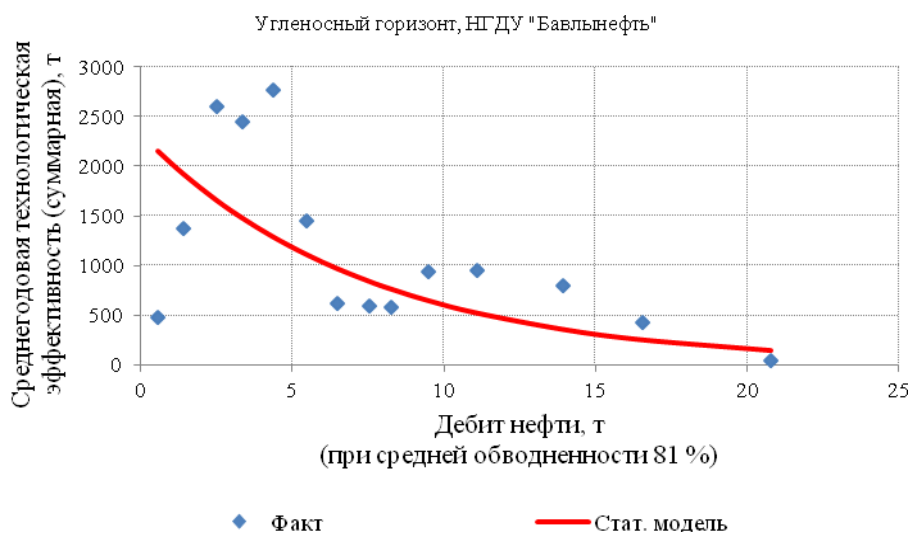


Рисунок 4.8 – Зависимость суммарной среднегодовой технологической эффективности от дебита нефти по скважинам угленосного горизонта от технологии ВУКСЖС (НГДУ «Бавлынефть»)

Пример промысловой реализации технологии ВУКСЖС рассмотрен по участку, расположенному на Азнакаевской площади НГДУ «Азнакаевскнефть», представленному нагнетательной скважиной № 3019 и шестью добывающими скважинами. Коллекторы представлены песчаниками бобриковского горизонта.

Промысловые работы были проведены в мае 2009 года совместно с ОАО «Татнефть-ХимСервис», объём закачки силикатной микрогелевой системы составил 400 м³. При этом использовано 2,8 тонн низкомодульного жидкого стекла и 1,12 тонн соляной кислоты для приготовления 16 м³ геля в наземных условиях. Низкомодульное жидкое стекло разбавляли пресной водой в четыре раза, а соляную кислоту в восемь раз. Затем их совмещали в объемном соотношении 1:1 для быстрого получения геля с последующей его подачей в эжектор для дробления и разбавления водой, поступающей по системе ППД.

В результате внедрения технологического процесса ВУКСЖС достигнуто повышение давления закачки на 17 % (с 6,0 до 7,2 МПа) и снижение удельной приемистости скважины на 18 %, что является косвенным подтверждением блокирования промытых пропластков и перераспределения фронта заводнения на неохваченные заводнением продуктивные пропластки.

На рисунке 4.9 представлена динамика текущих показателей разработки участка до и после закачки ВУКСЖС.

Средний дебит нефти по участку до воздействия составил 8,1 т/сут при обводненности 77,2 %. После закачки ВУКСЖС дебит нефти увеличился в среднем до 10,9 т/сут, обводненность уменьшилась до 70,5 %.

Наглядным подтверждением увеличения сопротивления пласта при закачке композиции ВУКСЖС явились снятые в скважине профили приемистости «до» и «после» мероприятия (рисунок 4.10). Из рисунка 4.10 видно, что произошло перераспределение фильтрационных потоков.

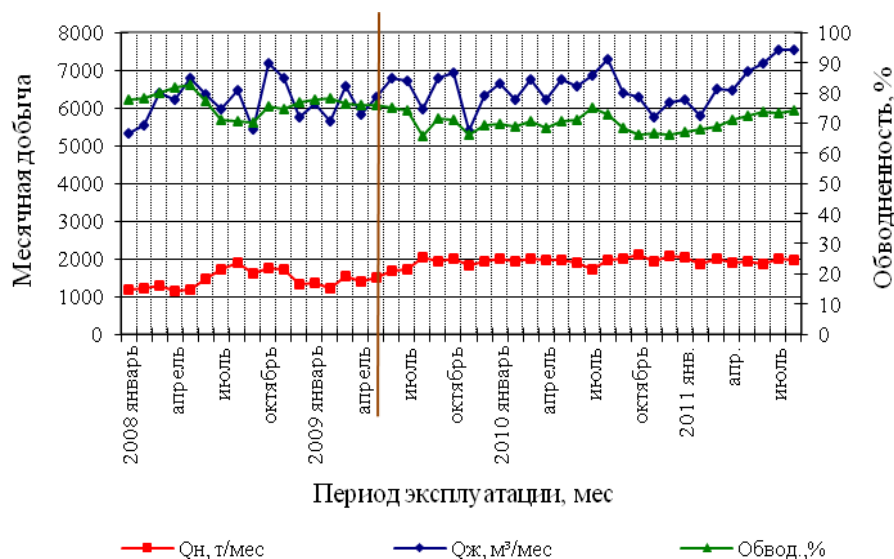


Рисунок 4.9 – Динамика показателей разработки участка нагнетательной скважины № 3019 до и после реализации технологии ВУКСЖС

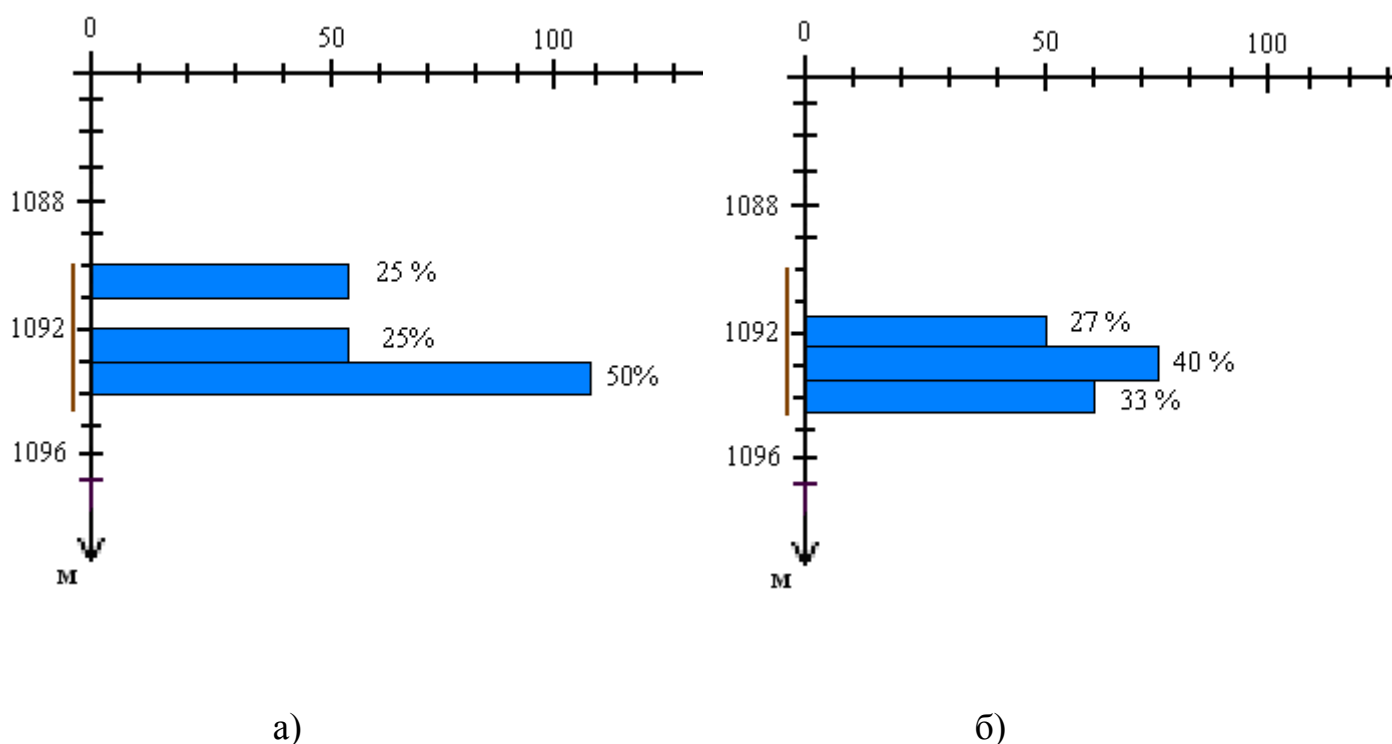


Рисунок 4.10 – Профиль приемистости нагнетательной скважины № 3019 НГДУ «Азнакаевскнефть» (дата закачки (10.05.2009)

а) до обработки (28.07.2008), приемистость 217 м³/сут при Рзак. =5,7 МПа;

б) после обработки (04.06.2009) приемистость 183 м³/сут при Рзак. =6,0 МПа

По данным ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина технологический эффект от применения технологии ВУКСЖС на участке нагнетательной скважины № 3019 составил 6312 тонн дополнительно добытой нефти при продолжительности эффекта 27 месяцев [118].

4.4.2 Результаты промысловых испытаний технологии ССГ

Технология основана на последовательной закачке силикатной микрогелевой системы и раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) или раствора полимера и ПАВ в смеси или отдельно.

Промышленное внедрение технологии ССГ начато в 2012 году на месторождениях ОАО «Татнефть». Титульный лист руководящего документа технологии ССГ приведен в приложении В.

Объекты применения технологии находятся в пределах площадей и залежей Ромашкинского, Ново-Елховского, Сабанчинского, Ерсубайкинского и Ямашинского месторождений в терригенных отложениях девона и карбона. Коллекторы представлены, в основном, песчаниками, реже – алевролитами и заглинизированными песчаниками.

Всего по состоянию на 01.01.2013 было проведено 25 обработок нагнетательных скважин с применением технологии ССГ. Дополнительная добыча нефти составила более 1800 т на одну скважино-обработку. Продолжительность технологического эффекта в среднем составила 2-2,5 года.

Распределение объемов внедрения технологии ССГ и технологического эффекта по горизонтам представлены на рисунке 4.11.

Из рисунка 4.11 видно, что наибольшее количество обработок проведено на терригенных пластах пашийского и бобриковского горизонтов (доля в объеме внедрения – 48,0 и 44,0 % соответственно). Доля в суммарном технологическом эффекте по девону составила 44,1 %, по бобриковскому горизонту – 52,3 %.

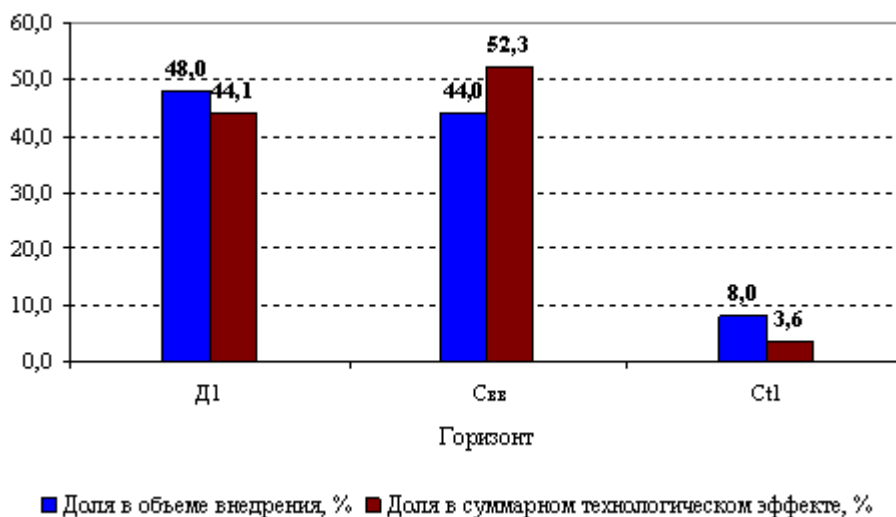


Рисунок 4.11 – Распределение объема внедрения технологии ССГ и технологического эффекта по горизонтам, %

В качестве примера реализации технологии ССГ рассмотрим участок нагнетательной скважины № 2697 Ново-Елховской площади НГДУ «Елховнефть». В составе участка четыре добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательной скважиной по пластам пашийского горизонта, представленного песчаниками. Средний дебит нефти по участку до воздействия составлял 3,8 т/сут, средний дебит жидкости – 99,4 т/сут при обводненности продукции 96,2 %. Добывающие скважины обводнены водой с плотностью 1108 кг/м³. Приёмистость скважины составляла 200 м³/сут при давлении 5,0 МПа.

Закачка по технологии ССГ через нагнетательную скважину № 2697 проведена в июле 2012 года. Общий объём закачки составил 180 м³, из них 120 м³ силикатной микрогелевой системы с концентрацией 5,0 % частиц силикатного геля и 60 м³ раствора ПАВ марки «Неонол» АФ 9-12.

Все добывающие скважины участка отреагировали на воздействие увеличением дебита нефти и снижением обводненности. Выкопировка из карты разработки участка нагнетательной скважины № 2697 НГДУ «Елховнефть» представлена на рисунке 4.12.

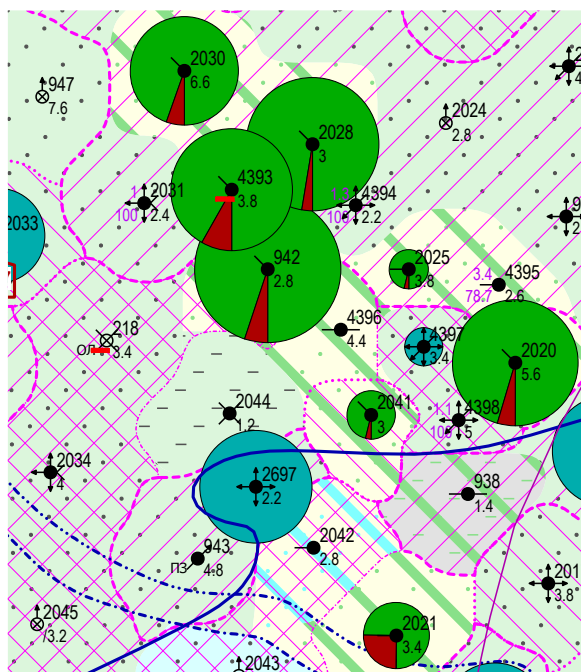


Рисунок 4.12 – Выкопировка из карты разработки участка нагнетательной скважины № 2697 НГДУ «Елховнефть»

Динамика показателей разработки по участку нагнетательной скважины № 2697 НГДУ «Елховнефть» до и после закачки суспензии силикатного геля представлена на рисунке 4.13.

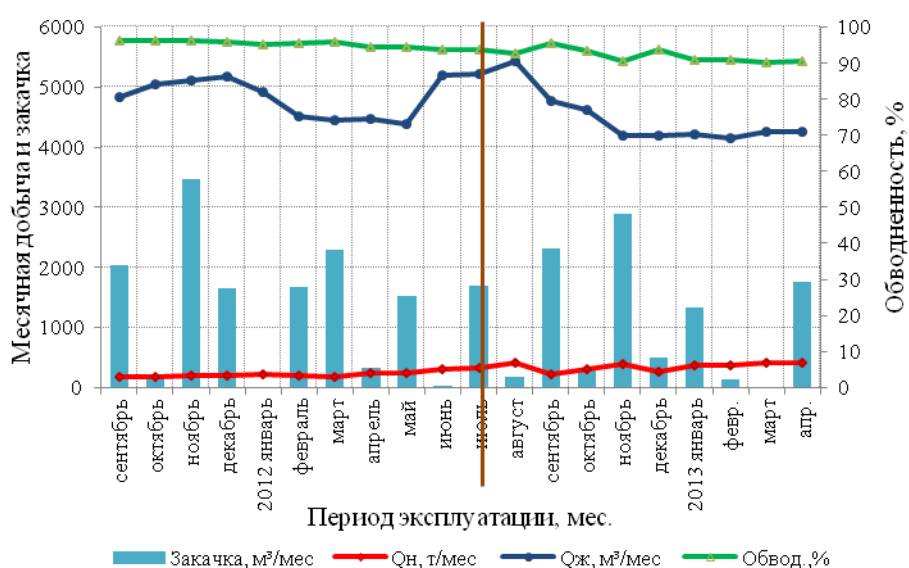


Рисунок 4.13 – Динамика показателей разработки участка нагнетательной скважины № 2697 до и после реализации технологии ССГ

По состоянию на 01.05.2013 текущий дебит нефти по участку составил 5,5 т/сут (прирост плюс 1,7 т/сут), дебит жидкости – 95,4 т/сут (снижение на 4,0 т/сут), обводненность – 94,2 % (снижение на 2,0 %).

В процессе проведения закачки произошло повышение давления с 5,0 до 6,0 МПа (на 20 %), удельная приемистость нагнетательной скважины уменьшилась с 48,0 до 36,0 м³/сут/МПа (или на 25 %), что является косвенным подтверждением блокирования промытых пропластков и перераспределения фронта заводнения на неохваченные воздействием продуктивные пропластки.

Об этом свидетельствуют результаты определения профиля приемистости нагнетательной скважины до и после воздействия ССГ, представленной на рисунке 4.14.

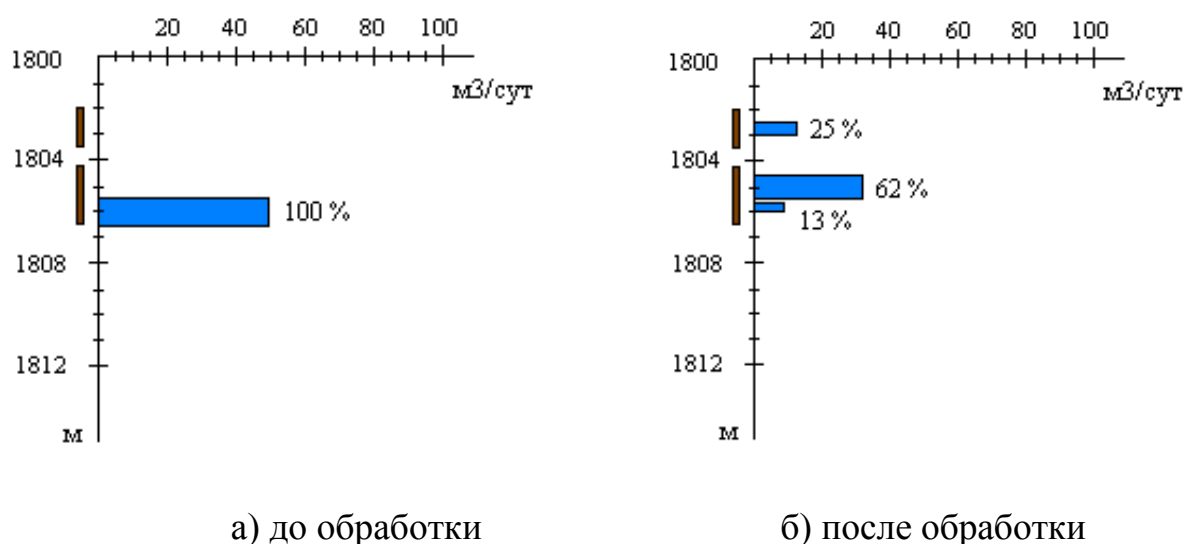


Рисунок 4.14 – Профиль приемистости нагнетательной скважины № 2697
НГДУ «Елховнефть» (дата закачки (07.2012))

Дополнительная добыча нефти по данным ТатАСУнефть составила 2561 тонн при продолжающемся эффекте [142].

Таким образом, результаты промышленного внедрения технологий ВУКСЖС и ССГ, основанных на закачке в неоднородный продуктивный пласт суспензии силикатного геля, характеризуют выбранное направление развития техники и технологии в области перераспределения фильтрационных потоков в

продуктивном пласте как перспективное и требующее дальнейшего развития и совершенствования.

4.5 Расчет технико-экономического эффекта от применения технологий увеличения нефтеизвлечения ВУКСЖС и ССГ

Для определения технико-экономического эффекта внедряемых технологий за базу сравнения приняты показатели эффективности разработки участков до проведения мероприятий.

Экономический эффект от внедрения мероприятий определяется за счет дополнительной добычи нефти при использовании технологий и рассчитывается в соответствии с [146-148].

Для каждой технологии расчет проведен по формуле (4.6):

$$\mathcal{E}_m = P_m - Z_m \quad (4.6)$$

где $\mathcal{E}_m$ – экономический эффект от внедрения мероприятия (равен чистой прибыли), тыс. руб.;

P_m – результаты осуществления мероприятия (выручка от реализации дополнительно добытой нефти), тыс. руб.;

Z_m , – затраты на осуществление мероприятия (производственные расходы на дополнительную добычу нефти, внедрение технологии, налоги в бюджеты всех уровней), тыс. руб.

Оценка экономического эффекта проведена в налоговых ценах 2013 года в соответствии с действующим Налоговым Кодексом РФ при фактических ценах и условиях добычи нефти в ОАО «Татнефть» в 2013 году.

Расчет выполнен при цене нефти на внешнем рынке 101 доллар за баррель.

С учетом рынков сбыта цена реализации без НДС, вывозной таможенной пошлины и коммерческих расходов составила 8909 руб./т. Ставка НДС принята равной 4341,3 руб./т. Внедрение технологий не требует дополнительных капитальных затрат. Затраты, связанные с добычей дополнительно полученной нефти

(условно-переменные затраты), а также затраты на внедрение технологий, приняты в соответствии с фактическими данными на 01.09.2013.

Исходные данные и результаты расчета экономического эффекта от внедрения технологий представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Оценка технико-экономической эффективности применения технологий ВУКСЖС и ССГ

Наименование показателя	Значение	
	Технологии	
	ВУКСЖС	ССГ
Период внедрения, год	2003-2011	2012-2013
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	425,0	47,0
Цена реализации (без НДС, вывозной таможенной пошлины и коммерческих расходов), руб./т	8909	8909
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), руб./т	4341,3	4341,3
Выручка от реализации продукции, руб.	3786325	418723
Затраты, связанные с внедрением технологии добычей нефти, тыс. руб.	500,0	467,0
То же на 1 т дополнительной добычи, руб./т	4772	4781
Прибыль от реализации продукции, тыс. руб.	1758022	194005
Налог на прибыль, тыс. руб.	421925	46561
Чистая прибыль (экономический эффект), тыс. руб.	1336097	147444
Экономический эффект на 1 т доп. добытой нефти, руб.	3144	3137
Экономический эффект на 1 скв. – операцию, тыс. руб.	7200	5600
Сумма притоков, тыс. руб.	3786325	418723
Сумма оттоков, тыс. руб.	2450227	271279
Индекс доходности, д.ед.	1,70	1,52

Из таблицы 4.3 видно, что при использовании технологии ВУКСЖС за 2007-2012 годы дополнительно добыто нефти 425000 тонн нефти. Прибыль от реализации продукции составила 1758 млн. руб., чистая прибыль (экономический эффект) – 1336 млн. руб.

Экономический эффект в расчете на одно мероприятие за срок проявления технологического эффекта оценивается в 7,2 млн. руб.

При применении технологии ССГ в 2012-2013 годы (на 01.05.2013) дополнительно получено 47000 тонн нефти. Прибыль от реализации продукции составила 194 млн. руб., чистая прибыль (экономический эффект) – 147 млн. руб. Экономический эффект на одно мероприятие за срок проявления эффекта оценивается в 5,6 млн. руб.

Общий объем внедрения технологий ВУКСЖС и ССГ на объектах ОАО «Татнефть» в год может составлять 80 мероприятий. Таким образом, общий экономический эффект от применения этих технологий в год может составлять в ценах 2013 года более 530 млн. руб.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основе анализа и обобщения результатов теоретических и экспериментальных исследований определены направления работ по получению силикатного геля в наземных условиях и последующей его закачке в виде водной силикатной микрогелевой системы в продуктивный пласт.

2. Установлены диапазоны оптимальных массовых концентраций силиката натрия и соляной кислоты в водных растворах, равные соответственно 17,8-35,4 % и 1,8-4,5 %, при смешении которых в объёмном соотношении 1:1 в течение двух минут образуется силикатный гель с максимальной сдвиговой прочностью, составляющей 780-790 Па.

Определены минимальная массовая концентрация силиката натрия в водном растворе, равная 6,1 %, и коэффициент пропорциональности, равный 6,5, связывающие линейной зависимостью массовые концентрации соляной кислоты и силиката натрия в водных растворах для быстрого образования силикатного геля со свойствами, обеспечивающими получение частиц силикатного геля оптимальных размеров.

3. Установлены закономерности изменения вязкости силикатной микрогелевой системы от содержания частиц силикатного геля, скорости сдвига и плотности воды. Показано, что в диапазоне массовой концентрации от 5,0 до 25 % коэффициент динамической вязкости увеличивается от 2,0 до 10,2 мПа·с.

Экспериментально определено, что с увеличением скорости сдвига в диапазоне от 16,6 до 129 с⁻¹ (при плотности воды от 1000 до 1180 кг/м³) эффективная вязкость силикатных микрогелевых систем снижается в шесть раз.

4. При экспериментальных исследованиях на насыпных моделях пласта со слоисто-неоднородной пористой средой установлено, что водный раствор силикатного геля, предварительно диспергированного на частицы размером от 2 до 27 мкм, кратно снижает коэффициент проницаемости насыпных моделей пласта по воде. Показано, что увеличение объёма закачки силикатной микрогелевой системы приводит к росту остаточного фактора сопротивлений насыпных моделей

пласта, при этом темп прироста величины остаточного фактора сопротивлений в среднем в 1,4 раза меньше темпа увеличения объема закачки силикатной микрогелевой системы.

5. Выработаны критерии применимости силикатных микрогелевых систем и композиций на их основе для различных геолого-физических условий разработки месторождений Татарстана.

6. Разработан способ управляемой генерации силикатной микрогелевой системы с использованием специализированной установки, обеспечивающей реализацию технологического процесса в промысловых условиях (патенты РФ на полезные модели № 48202 и № 55027).

7. Обоснованы и промышленно внедрены технологии увеличения нефтеизвлечения, основанные на закачке силикатных микрогелевых систем:

- «Технология повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС)» РД 153-39.0-503-07 (патент РФ на изобретение № 2321733);

- «Технология повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ)» РД 153-39.0-738-11 (патент РФ на изобретение № 2483202).

Экономический эффект от применения технологии ВУКСЖС составляет 7,2 млн. руб. на одно мероприятие, удельная технологическая эффективность – 3000 т нефти на одну скважино-обработку. Экономический эффект от применения технологии ССГ составляет 5,6 млн. руб. на одно мероприятие, удельная технологическая эффективность на одну скважино-обработку – 1800 т дополнительно добытой нефти при продолжающемся эффекте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2005. – 688 с.
- 2 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 347 с.
- 3 Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 38-40.
- 4 Власов С.А. Новые перспективы полимерного заводнения в России // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 5. – С. 46-49.
- 5 Хисамов Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздейств. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 564 с.
- 6 Григоращенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. Применение полимеров в добыче нефти. – М. : Недра. – 1978. – 213 с.
- 7 Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения // Обзорная информация / Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989. – Вып. 21. – 39 с.
- 8 Швецов И.А., Бакаев Г.Н. и др. Состояние и перспективы полимерного заводнения воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4. – С. 37-41.
- 9 EOR Survey / Oil & Gas Journal. – 2000. – March. – 20. – P. 39-42, 44-53, 56-61.
- 10 Report: Enhanced Oil Recovery / Oil & Gas Journal. – 2002. – April. – 15. – P. 43-47, 71-83.
- 11 Pat. 4925578 United States, E21B 043/16. Polymer-thickened aqueous solutions containing a mercaptobenzothiazole [Text] / Southwick; Jeffrey G. (Lexington, MA), Nelson; Richard C. (Houston, TX). May 15, 1990.
- 12 Pat. 4957163 United States, E21B 043/16. Method of stabilizing polymer solutions in a subterranean formation [Text] / Ward; Mark B. (Missouri City, TX). September 18. – 1990.

- 13 Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Разработка нефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ. – 1994. –Т. 1. – С. 202-213.
- 14 Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. Методы извлечения остаточной нефти. – М. : Недра, 1991. – 347 с.
- 15 Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов // Анализ и проектирование. – Самара: изд. «Самарский университет». – 2000. – 336 с.
- 16 Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара. Дом печати. – 2002. – 392 с.
- 17 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.
18. Kulicke W., Nottelmann N. Structure and swelling of some synthetic, semisynthetic, and biopolymer hydrogels. Polimers in aqueous media. // American chemical society. – 1989. – P. 15-44.
19. Allian C., Salome L. Gelation of semidilute polymer solutions by ion complexation: critical behavior of the rheological versus cross-link concentration // Macromolecules, 1990. – V. 23, № 4. – P. 902-912.
- 20 Hejri S., Jousset F. Permeability reduction by a xanthan/chromium (III) system in porous media // SPE Reservoir Engineering. – Vol / Issue : 8:4. – Nov. 1993.
- 21 Телин А.Г. Сделать правильный выбор. О приоритетах при выборе химических методов увеличения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. – 2001. – № 1. – С. 5-8.
- 22 Швецов И.А., Кабо В.Я. Новые технологии применения полимерных реагентов в добыче нефти // Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов: Сборник докладов II - Научно-производственной конференции. – Самара: АО «ПО «Лукойл-Волга». – 1998. – С. 44-47.
- 23 Способ получения добавки к закачиваемой в пласт воде : пат. 2127359 Рос. Федерация. № 98110168/03 ; заявл. 29.05.98 ; опубл. 10.03.99, Бюл. № 7.

24 Каушанский Д.А., Демьяновский В.Д. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с использованием реагента Темпоскрин // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 4-5. – С.7.

25 Каушанский Д.А. Технология физико-химического воздействия на продуктивные пласты полимерно - гелевой системы Темпоскрин // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 7. – С. 28-31.

26 Состав для добычи нефти из неоднородного нефтяного пласта : пат. 2215870 Рос. Федерация. № 2001120140/03 ; заявл. 18.07.01 ; опубл. 10.11.03, Бюл. № 31.

27 Состав добычи нефти : пат. 2292450 Рос. Федерация. № 2005124863/03 ; заявл. 04.08.05 ; опубл. 27.01.07, Бюл. № 3.

28 Кубарев Н.П., Хисамов Р.С., Рахматулина М.Н., Варламова Е.И. и др. Опытнo-промышленные работы по испытанию технологии модифицированного полимерного заводнения капсулированными полимерными системами // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 112-116.

29 Ибатуллин Р.Р., Хисаметдинов М.Р., Гаффаров Ш.К. и др. Новые технологии увеличения охвата пластов заводнением // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 46-49.

30 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.

31 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.

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

33 Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине : пат. 2285785 Рос. Федерация. № 2005104912/03 ; заявл. 22.02.05 ; опубл. 20.10.06, Бюл. № 29.

34 Способ разработки нефтяного пласта : пат. 2347897 Рос. Федерация. № 2007122581 ; заявл. 15.06.07 ; опубл. 27.02.09, Бюл. № 6.

35 Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Хисаметдинов М.Р. Биополимеры-полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 46-47.

36 Елизарова Т.Ю., Хисаметдинов М.Р., Рахматулина М.Н. Анализ применения ксантановых полисахаридов для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Татнефть» // Материалы Международной научно-практической конференции «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». Казань. – 2007. – С. 239-243.

37 Способ регулирования разработки нефтяных месторождений : пат. 2346151 Рос. Федерация. № 2007122564/03 ; заявл. 15.06.07 ; опубл. 10.02.09, Бюл. № 4.

38 Береговой А.Н., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г. и др. Применение композиций на основе полисахаридов растительного происхождения для увеличения охвата пластов заводнением // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 3. – С. 86-88.

39 Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине : пат. 2382185 Рос. Федерация. № 2009107789/03 ; заявл. 04.03.09 ; опубл. 20.02.10, Бюл. № 5.

40 Сулейманов Э.И., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р. и др. Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий. – Казань: Новое издание. – 1998. – 360 с.

41 Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисанов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – Т.2. – 286 с.

42 Способ разработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта : пат. 1501597 Рос. Федерация. № 4309726; заявл. 23.09.87; опубл. 23.10.91, Бюл. № 30.

43 Способ разработки нефтяного пласта : пат. 2244812 Рос. Федерация. № 2003121366/03 заявл. 10.07.03 ; опубл. 20.01.05, Бюл. № 2.

44 Кубарева Н.Н., Ризванов Р.З., Рахимова Ш.Г., Ганеева З.М. и др. Результаты промышленного применения модифицированных эфиров целлюлозы для увеличения нефтеотдачи пластов // Сб. науч. тр. «ТатНИПИнефть». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2008. – С. 205-210.

45 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи // Химия нефти и газа. Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ». – 2000. – Т.1. – С. 469-473.

46 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Гелеобразующие и нефтевытесняющие композиции для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» – 2011, посвященной 20-летию ЗАО «Химеко - ГАНГ» – Москва. – 2011. – С. 34-37.

47 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Исследование систем с нижней критической температурой растворения. Реокинетика гелеобразования в системе метилцеллюлоза – вода // Теоретические и практические основы физико-химического регулирования свойств нефтяных дисперсных систем / Сб. науч. тр. ИХН. – Томск. – 1997. – С. 16-20.

48 Состав для повышения нефтеотдачи пластов : пат. 2066743 Рос. Федерация. № 93007659/03 ; заявл. 08.02.93 ; опубл. 20.09.96, Бюл. № 26.

49 Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 1. – С. 20-22.

50 Газизов А.Ш., Боровиков Г.Г. Влияние полимер-дисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 4. – С. 21-24.

51 Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Применение полимердисперсных систем и их модификаций для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 12-14.

52 Газизов А.Ш., Газизов А.А., Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» – 1999. – 285 с.

53 Газизов А.Ш., Галактионова Л.А. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений с применением полимердисперсных систем и других химреагентов // Нефтепромысловое дело. – 1995. – № 2-3. – С. 29-34.

54 Газизов А.Ш., Галактионова Л.А., Газизов А.А. и др. Комплексные методы повышения нефтеотдачи обводненных неоднородных пластов // Химия нефти и газа. Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ». – 2000. – Т.1. – С. 454-461.

55 Способ разработки неоднородных нефтяных пластов : пат. 2078202 Рос. Федерация. № 95104190/03 ; заявл. 27.03.95 ; опубл. 27.04.1997, Бюл. № 12.

56 Способ разработки нефтяной залежи : пат. 2136872 Рос. Федерация. № 99101706/03 ; заявл. 01.02.99 ; опубл. 10.09.99, Бюл. № 25.

57 Баранов Ю.В. Технология применения волокнисто-дисперсной системы - новое перспективное средство повышения нефтеотдачи неоднородных пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Сер Нефтепромысловое дело – 1995. – вып. 2-3 – С. 38-41.

58 Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г. Основные результаты применения волокнисто-дисперсных систем на Ромашкинском месторождении // Интервал. – 2002. – № 7. – С. 69-71.

59 Баранов Ю.В., Нигматуллин И.Г., Низамов Р.Х. и др. Применение технологии на основе древесной муки для повышения нефтеотдачи и изоляции притока воды // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 24-28.

60 Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Уваров С.Г. Анализ результатов применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе глиносодержащих растворов // Интервал. – 2001. – № 11. – С. 4-5.

61 Девятков В.В., Алмаев Р.Х., Пастух П.И. Применение водоизолирующих химреагентов на обводненных месторождениях Шаимского района. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 100 с.

62 Алмаев Р.Х., Рахимкулов И.Ф., Асмоловский В.С. Силикатно-щелочное воздействие на пласт в условиях Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 9. – С. 22-26.

63 Тазиев М.М. Применение силикатно-щелочных растворов для повышения коэффициента нефтеизвлечения в заводненных коллекторах // Геология, разработка и эксплуатация Абдрахмановской площади: Сб. науч. трудов. Вып. 1, под ред. Р. С. Хисамова. – УФА: Изд-во УГНТУ, 1997. – с. 71.

64 Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Применение водоизолирующих химических реагентов // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 2. – С. 44-46.

65 Лозин Е.В., Гафуров О.Г. Разработка и внедрение осадкообразующих технологий // Нефтяное хозяйство. – 1996. № 2. – С. 39-41.

66 Способ разработки нефтяной залежи : пат. 2136871 Рос. Федерация. № 99101693/03 ; заявл. 01.02.99 ; опубл. 10.09.99, Бюл. № 25.

67 Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи. – Уфа : БашНИПИнефть, 2003. – 36 с.

68 Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Н. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.

69 Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., Фархиева И.Т. Воздействие на нефтяные пласты лигнинсодержащими составами. – Тр. БашНИПИнефть. – 1997. – Вып. 92. – С. 34-39.

70 Черепанова Н.А., Галимов И.М., Кутырев Е.Ф. Разработка осадкогелобразующего состава на основе сырья лесохимии для повышения нефтеотдачи пластов // Интервал. – 2003. - № 7. – С. 23-30.

71 Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи. – М. : Недра, 1991. – 384 с.

72 Гарифуллин Ш.С., Галлямов И.М., Плотников А.В. Гелеобразующие технологии на основе алюмохлорида // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 2. – С. 32-35.

73 Телин А.Г., Скороход А.Г., Зайнетдинов Т.И. Разработка новых гелеобразующих систем на основе хлористого алюминия // Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 7-8. – С. 11-14.

74 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Неорганические гели для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов с высокой температурой // Нефтяное хозяйство. – 1995. № 4. – С. 36-38.

75 Состав для изоляции высокопроницаемых интервалов пласта : пат. 2094606 Рос. Федерация. № 95118896/03 ; заявл. 08.11.95 ; опубл. 27.10.97, Бюл. № 30.

76 ГОСТ 13078-81. Стекло натриевое жидкое. Технические условия. – Введ. 1982-01-01. – М.: Госстандарт Союза ССР: Изд-во стандартов, 1989.

77 Хангильдин Г.Н. Химический тампонаж скважин. – М. : Гостоптехиздат. – 1954. – 123 с.

78 Айлер Р. Химия кремнезема / Пер. с англ. Л.Т.Журавлева ; Под. ред. В.П. Прянишникова. – М.: Мир, 1982. – ч. 1, 2. – с. 726-770.

79 Сидоров И.А., Поддубный Ю.А., Кан В.А. Физико-химические методы увеличения охвата пластов заводнением за рубежом. М.: ВНИИОЭНГ, ОЗЛ. – 1982. – 35 с.

80 Pat. 4640361 United States, E21B 33/138. Thermally responsive aqueous silicate mixtures and use thereof [Text] / SMITH, William H., Edward F. // Halliburton Company. February 03. – 1987.

81 Pat. 5168928 United States, E21B 33/138. Preparation and use of gelable silicate solutions in oil field applications [Text] / Edvard E., Dralen T. // Halliburton Company. December 08. – 1992.

82 Pat. 3202214 United States, E21B 33/138. Preparation and use of sodium silicate gels [Text] / JR. Homer C. MCLAUGHLIN // Calliburton Company Homen. August 24. – 1965.

83 Pat. 4004639 United States, E21B 33/138, 43/22. Selectively plugging the more permeable strata of a subterranean formation [Text] / Sandiford Burton B. // Union Oil Company of California. Janufry 25. – 1977.

84 Pat. 4081029 United States, E21B 33/138, 43/22. Enhanced oil recovery using alkaline sodium silicate solutions [Text] / Leroy .W // Union Oil Company of California. March 28. – 1978.

85 Pat. 5268112 United States, E21B 33/138, 43/22. Gel-forming composition [Text] / Richard D., Burton B. // Union Oil Company of California. December 07. – 1993.

86 Клещенко И.И. Гелеобразующие составы на основе силиката щелочного металла // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 8-9. – С. 15-16.

87 Кан К.А., Поддубный Ю.А., Сидоров И.А. Гидрогели из растворов силиката натрия // Нефтяное хозяйство. – 1984. - № 10 – С. 44-46.

88 Румянцева Е.А., Козупица Л.М. Исследование физико-химических и реологических свойств силикатных гелей на основе растворимого стекла // Интервал. – 2002. – № 5. – С. 67-74.

89 Кабо В.Я., Маньрин В.И.и др. К вопросу размещения геля в слоисто-неоднородном пласте // Интервал. – 2002. – № 5. –С. 40-48.

90 Ленченкова Л.Е., Зюрин В.Г., Сайфутдинов Ф.Х. Совершенствование техники и технологии применения жидкого стекла в композиции с соляной кислотой для снижения обводненности скважин // Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. – Уфа, 1995. – Вып. 91. – С. 75-81.

91 Гафуров О.Г., Якименко Г.Х., Мухтаров Я.Г. и др. Технология снижения обводненности добываемой продукции на основе жидкого стекла и глинистой суспензии // Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 3. – С. 18-20.

92 Старковский А.В., Рогова Т.С. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 42-44.

93 Старковский А.В., Рогова Т.С. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия и их применение для повышения нефтеотдачи пластов // Труды ВНИИ. – М. : Недра. – 2005. – С. 94-103.

94 Старковский А.В., Старковский В.А., Минаков И.И., Жуков Р.Ю. Промысловый опыт применения силикатного геля на нефтяных месторождениях ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 2. – С. 20-22.

95 Старковский А.В., Старковский В.А., Минаков И.И., Жуков Р.Ю. Механизм поведения силикатного геля в пористой среде // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 3-6.

96 Румянцева Е.А., Акимов Н.И. и др. Физико-механические свойства полимерных гидрогелей, применяемых в нефтедобыче // Интервал. – 2002. – № 5. – С. 27-31.

97 Способ регулирования фронта заводнения нефтяных пластов : пат. 2146002 Рос. Федерация. № 99116774/03 ; заявл. 09.08.99 ; опубл. 27.02.00, Бюл. № 6.

98 Способ разработки неоднородных нефтяных пластов : пат. 2103491 Рос. Федерация. № 96112806/03 ; заявл. 18.06.96 ; опубл. 27.01.98, Бюл. № 3.

99 Способ регулирования фронта заводнения нефтяных пластов : пат. 2451168 Рос. Федерация. № 2010151902/03 ; заявл. 17.12.10 ; опубл. 20.05.12, Бюл. № 14.

100 Кубарева Н.Н., Муслимов Р.Х., Доброскок Б.Е., Мусабилов Р.Х. и др. Основные результаты и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пласта композиций на основе эфиров целлюлозы и жидкого стекла // Материалы совещания: Концепция развития методов увеличения нефтеизвлечения. Бугульма. 1996. – С. 150-157.

101 Горбунов А.Г., Рогова Т.С., Старковский А.В. Исследование физико-химических и изолирующих свойств силикатно-полимерных гелей и их применение для изменения фильтрационных потоков флюидов в нагнетательных скважинах и добывающих скважинах // Сб. научн. трудов ВНИИ. – М.: Недра. – 2001. Вып. 125. – С. 33-45.

102 Состав для регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин : пат. 2142558 Рос. Федерация. № 97122231/03 ; заявл. 23.12.97 ; опубл. 10.12.99, Бюл. № 34.

103 Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины : пат. 2456439 Рос. Федерация. № 2011100355/03 ; заявл. 11.01.11 ; опубл. 20.07.12, Бюл. № 20.

104 Фахретдинов Р.Н., Мухаметзянова Р.С. и др. Гелеобразующие технологии на основе нефелина для увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 1995. - № 3 – С. 41-43.

105 Храмов Р.А., Ленченкова, Л.Е., Ганиев Р.Р. Применение гелеобразующих составов на основе алюмосиликатов на Красноярском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 11 – С. 44-46.

106 Хлебников В.Н., Алмаев Р.Х., Базекина Л.В. и др. Закономерности гелеобразования в кислотных золях алюмосиликатов и их влияние на проницаемость пористых сред // Интервал. – 2003. – № 1. – С. 27-30.

107 Овсюков А.В., Гафиуллин М.Г., Максимова Т.Н. Возможность применения гелеобразующих композиций на основе цеолитсодержащего компонента // Нефтепромысловое дело. – 1997. – № 1 – С. 28-31.

108 Крупин С.В., Порядин А.В., Кандаурова Г.Ф. и др. Анализ промысловых работ по испытанию водоограничительного материала на основе растворимых стекол с высоким силикатным модулем // Известия ВУЗ, сер. Нефть и газ. – 1999. – № 1. – С. 35-42.

109 Крупин С.В., Касимов Р.С., Петрова Л.М. и др. Разработка водоограничительного материала на основе высокомодульных растворимых стекол для тех-

нологии повышения нефтеотдачи пластов // Наука и технология углеводородов. – 2001. – № 6. – С. 64-69.

110 Кадыров Р.Р., Хасанова Д.К. Применение жидкого стекла с повышенным модулем при ограничении притока вод в скважину // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 62-64.

111 Способ разработки продуктивного пласта : пат. 2133825 Рос. Федерация. № 98109871/03 ; заявл. 29.05.98 ; опубл. 27.07.99, Бюл. № 21.

112 Ганеева З.М., Елизарова Т.Ю., Усманова М.С., Абросимова Н.Н. и др. Результаты промышленного применения технологий увеличения нефтеотдачи с использованием жидкого стекла на месторождениях ОАО «Татнефть» // Сб. науч. тр. «ТатНИПИнефть». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2008. – С. 223-228.

113 Инструкция по технологии повышения выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко-упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (технология ВУКСЖС). РД 153-39.0-503-07. – Бугульма : ТатНИПИнефть. – 2007. – 28 с.

114 Способ регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин : пат. 2321733 Рос. Федерация. № 2006130909/03 ; заявл. 28.08.06 ; опубл. 10.04.08, Бюл. № 10.

115 Ганеева З.М., Михайлов А.В., Ризванов Р.З., Хисаметдинов М.Р. Фильтрационные исследования суспензий на основе силикатного геля и их применение для увеличения нефтеотдачи пластов // Сб. науч. тр. «ТатНИПИнефть». – Выпуск № LXXVIII – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – С. 178-182.

116 Ганеева З.М., Хисаметдинов М.Р., Ризванов Р.З., Елизарова Т.Ю. Анализ эффективности закачки суспензии силикатного геля на месторождениях ОАО «Татнефть» // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов». Казань. – 2010. – С. 73-76.

117 Ганеева З.М. Технология применения суспензии силикатного геля для увеличения нефтеизвлечения // Материалы VI Всероссийской научно-

практической конференции «Нефтепромысловая химия», посвященной 20-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ». Москва. – 2011. – С. 57-60.

118 Ганеева З.М., Елизарова Т.Ю., Ризванов Р.З., Михайлов А.В., Хисаметдинов М.Р. Увеличение нефтеотдачи пластов вытеснением с применением дисперсных систем на основе силиката натрия // Нефтяное хозяйство. – 2011, № 7. – С. 33-36.

119 Установка для приготовления, дозирования и закачивания технологических растворов в скважину : пат. 48202 Рос. Федерация. № 2005115436/22 ; заявл. 20.05.05 ; опубл. 27.09.05, Бюл. № 27.

120 Струйный аппарат : пат. 55027 Рос. Федерация. № 2006103633/22 ; заявл. 07.02.06 ; опубл. 27.07.06, Бюл. № 21.

121 Ганеева З.М., Ризванов Р.З., Абросимова Н.Н., Коновалова Н.П., Хисаметдинов М.Р. Установка для приготовления, дозирования и закачивания технологических растворов в скважину // Сб. науч. тр. «ТатНИПИнефть». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – С. 165-168.

122 Ганеева З.М., Ризванов Р.З., Абросимова Н. Н., Хисаметдинов М. Р. Установка для приготовления, дозирования и закачивания технологических растворов в скважину // Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов» - Казань. – 2009. – С. 355-357.

123 Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – Т.2 – 286 с.

124 Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи нефти и оценка эффективности нефтеотдачи пластов. – Казань: Изд. Казанского университета. – 1999. – С. 94-96.

125 Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Наука. Сибирская изд. фирма РАН. – 1995. – С. 198.

126 Городнов В.П., Лискевич Е.И., Шеленко В.И. и др. Нефтевытесняющие свойства поверхностно – активных составов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 45-48.

127 Лозин Е.В. Эффективность доразработки нефтяных месторождений. – Уфа: Башкирское кн. изд. – 1987. – 152 с.

128 Фридман Г.Б., Собанова О.Б., Федорова И.Л. и др. Разработка композиционных систем для химического воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 9. – С. 42-43.

129 Собанова О.Б., Былинкин Р.А. Углеводородные композиции ПАВ для нефтеизвлечения при повышенных температурах // Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», посвященной 20-летию ЗАО «Химеко-ГАНГ». Москва. – 2011. – С. 51-52.

130 Состав для обработки призабойной зоны нефтяного пласта и /или повышения нефтеотдачи пласта : пат. 2135754 Рос. Федерация. № 97116971/03 ; заявл. 17.10.97 ; опубл. 27.08.99, Бюл. № 24.

131 Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Федорова И.Л. Применение углеводородных композиций ПАВ для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2. – С. 35-38.

132 Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Федорова И.Л. Применение углеводородных композиций ПАВ для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 11. – С. 20-23.

133 Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Кандаурова Г.Ф. Углеводородные композиции ПАВ для повышения нефтеизвлечения пластов // Интервал. – 2004. – № 1. – С. 26-31.

134 Вердеревский Ю.Л., Борисова Ю.Л. Углеводородные композиции ПАВ для обработки призабойных зон нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. – 1992. – Вып. 1. – С. 8-14.

135 Ганиев Р.Р. Технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ, их композиций и других химреагентов // ЭИ. Сер. Нефтепромысловое дело: Отеч. опыт / ВНИИОЭНГ. – 2002. – № 2 – С. 8-10.

136 Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 12 – С. 22-24.

137 Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины (варианты) : пат. 2398958 Рос. Федерация. № 200911420/03 ; заявл. 17.04.09 ; опубл. 10.09.10, Бюл. № 25.

138 Способ разработки неоднородных по проницаемости обводненных нефтяных пластов : пат. 2487234 Рос. Федерация. № 2011143875/03 ; заявл. 28.10.11; опубл. 10.07.13, Бюл. № 19.

139 Девятов В.В., Алмаев Р.Х. .Исследование эффективности применения нефтевытесняющих композиций на основе силиката натрия // Нефтепромысловое дело. – 1996. – № 3-4. – С. 32-33.

140 Инструкция по технологии повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ). РД 153-39.0-738-11. – Бугульма : ТатНИПИнефть. – 2011. – 30 с.

141 Способ разработки нефтяного пласта : пат. 2483202 Рос. Федерация. № 2011147673/03 ; заявл. 23.11.11 ; опубл. 27.05.13, Бюл. № 15.

142 Ганеева З.М., Хисаметдинов М.Р., Ризванов Р.З., Мусабилов М.Х. Развитие технологий увеличения нефтеизвлечения, основанных на применении силикатного геля в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2013, № 8. – С. 82-84.

143 Ганеева З.М., Хисаметдинов М.Р., Гаффаров Ш.К. Инновационные физико-химические технологии увеличения нефтеизвлечения ОАО «Татнефть» // Нефть, газ, новации. – 2013. – № 8. – С. 20-22.

144 Ганеева З.М., Ризванов Р.З., Елизарова Т.Ю. Хисаметдинов М.Р. Применение технологии увеличения нефтеотдачи охвата пласта воздействием с использованием суспензии силикатного геля на месторождениях ОАО «Татнефть» // Материалы Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» – Казань. – 2013. – С. 176-178.

145 Способ изоляции воды в призабойной зоне добывающей скважины : пат. 2326229 Рос. Федерация. № 2006142226/03 ; заявл. 29.11.06; опубл. 10.06.08, Бюл. № 16.

146 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности. РД 39 -01/06-0001-89. – М.: МНП, 1989. – 124 с.

147 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (Вторая редакция) / М-во экономики РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике. М.: Экономика, 2000. – 421 с.

148 Положение по определению экономической эффективности внедрения результатов интеллектуальной деятельности в ОАО «Татнефть». РД 153-39.0-620-09. – г. Альметьевск. – 2008.

Приложение А

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального директора-
главный инженер ОАО "Татнефть"

Н.Г.Ибрагимов

2006 г.

АКТ

о проведении приемочных испытаний технологического процесса
"Технология выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки
нефтяных месторождений с применением вязко - упругой коллоидной
суспензии на основе жидкого стекла (ВУКСЖС)"

Приемочная комиссия в составе:

председателя комиссии Хисамова Р.С. – заместителя генерального директора -
главного геолога ОАО "Татнефть"

зам. председателя комиссии Фролова А.И. – начальника управления по МУН
пластов и членов комиссии:

Ахметова Н.З.	- начальника технологического управления по разработке нефтяных и газовых месторождений,
Исмагилова Ф.З.	- начальника управления по ремонту скважин и ПНП,
Сизова Б.А.	- начальника управления промышленной безопасности и охраны труда,
Гуськова И.В.	- начальника департамента супервайзерского сопровождения,
Фархутдинова Г.Н	- заместителя начальника управления по МУН пластов – начальника отдела опытно – промысловых работ,
Лапицкого В.И.	- начальника отдела анализа и планирования МУН пластов,
Хисамутдинова А.И.	- начальника отдела проектирования МУН пластов,
Гареева Р.М.	- начальника технологического отдела по борьбе с коррозией и охраны природы,

от НГДУ:

Хусаинова В.М.	- главного геолога НГДУ "Азнакаевскнефть",
Гумарова Н.Ф.	- главного геолога НГДУ "Альметьевнефть",
Ханнанова М.Т.	- главного геолога НГДУ "Ямашнефть",
Ханнанова Р.Г.	- главного геолога НГДУ "Бавлынефть",
Салихова М.М.	- главного геолога НГДУ "Джалильнефть",

от управления "Нефтехимсервис":

Шафигуллина Р.И. - начальника управления,

от института "ТатНИПИнефть":

Абдулмазитова Р.Г.	- заместителя директора,
Уварова С.Г.	- ведущего научного сотрудника отдела увеличения нефтеотдачи пластов,
Ризванова Р.З.	- старшего научного сотрудника отдела увеличения нефтеотдачи пластов.

назначенная приказом ОАО "Татнефть" №146 от 24.04.2006 г. на основании протокола о проведении приемочных испытаний технологического процесса "Технология выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко - упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (ВУКСЖС)":

1. Считает предъявленный технологический процесс выдержавшим приемочные испытания и рекомендует к промышленному внедрению на нефтяных месторождениях Республики Татарстан.

2. Разработанную "Инструкцию по технологии выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением вязко - упругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла (ВУКСЖС)" рекомендуется к утверждению.

Председатель комиссии

Зам. председателя комиссии

Члены комиссии:

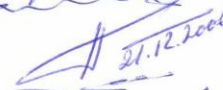
 Р.С.Хисамов

 А.И.Фролов

 Н.З.Ахметов

 Ф.З.Исмагилов

 Б.А.Сизов

 И.В.Гуськов

 Г.Н.Фархутдинов

 В.И.Лапицкий

 А.И.Хисамутдинов

 Р.М.Гареев

 В.М.Хусаинов

 Н.Ф.Гумаров

 М.Т.Ханнанов

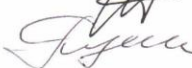
 Р.Г.Ханнанов

 М.М.Салихов

 Р.И.Шафигуллин

 Р.Г. Абдулмазитов

 С.Г.Уваров

 Р.З.Ризванов

принимать не надо

Приложение Б

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ"

СОГЛАСОВАНО

Федеральная служба по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Письмо №

от _____ 2006 г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального
директора – главный инженер

ОАО "Татнефть"

Н.Г. Ибрагимов

_____ 02. _____ 2006 г.



ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЯЗКО-УПРУГОЙ КОЛЛОИДНОЙ СУСПЕНЗИИ НА ОСНОВЕ ЖИДКОГО СТЕКЛА (ТЕХНОЛОГИЯ ВУКСЖС)

РД 153-39.0-503-07

СОГЛАСОВАНО

Документ разработан
Татарским научно-исследовательск
проектным институтом нефти
(ТатНИПИнефть)

Заместитель генерального директора –
главный геолог ОАО "Татнефть"

_____ Р.С. Хисамов
_____ 2006 г.

Директор института "ТатНИПИнефть"

_____ Р.Р. Ибатуллин
_____ 2006 г.

Начальник управления по методам
увеличения нефтеотдачи пластов АО "Татнефть"

_____ А.И. Фролов
_____ 29.01.07 2006 г.

Заведующий лабораторией технологи
регулирования заводнения пластов
института "ТатНИПИнефть"

_____ М.Р. Хисаметдин
_____ 2006 г.

Начальник управления по ремонту скважин и
ПНП ОАО "Татнефть"

_____ Ф.З. Исмагилов
_____ 26.01.07 2006 г.

Старший научный сотрудник
лаборатории технологии регулиров
заводнения пластов института
"ТатНИПИнефть"

_____ Р.З. Ризванов
_____ 2006 г.

Начальник департамента супервайзерского
сопровождения ОАО "Татнефть"

_____ И.В. Гуськов
_____ 25.01.07 2006 г.

Научный сотрудник лаборатории
технологии регулирования заводне
пластов института "ТатНИПИнефть"

_____ З.М. Ганеева
_____ 2006 г.

Начальник управления промышленной
безопасности и охраны труда ОАО "Татнефть"

_____ Б.А. Сизов
_____ 2006 г.

Начальник технологического отдела по борьбе
с коррозией и охраны природы

_____ Р.М. Гареев
_____ 2006 г.

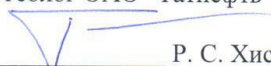
Приложение В

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ"

имени В.Д. Шашина
(ОАО "Татнефть")

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора –
главный геолог ОАО "Татнефть"



Р. С. Хисамов

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального директора
по производству – главный инженер
ОАО "Татнефть"



Н. Г. Ибрагимов



РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (ТЕХНОЛОГИЯ ССГ-ВУКСЖС)

РД 153 – 39.0 – 738 – 11
Код ЕРБ 01 – 681 – 1.0 – 2011

Документ разработан
Татарским научно-исследовательским и проектным институтом нефти
(институт "ТатНИПИнефть")

Директор института "ТатНИПИнефть"



Р. Р. Ибатуллин



Заведующий отделом увеличения
нефтеотдачи пластов института
"ТатНИПИнефть"



Е. Д. Подымов

Заведующий лабораторией технологии
регулирующего заводнения пластов
института "ТатНИПИнефть"



М. Р. Хисаметдинов

Научный сотрудник лаборатории
технологии регулирующего заводнения
пластов института "ТатНИПИнефть"



З. М. Ганеева

Продолжение на следующем листе