

АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

На правах рукописи

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ СПОСОБОВ ИЗОЛЯЦИИ И КРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ТЕСТИРОВАНИЯ РАБОЧИХ АГЕНТОВ

Специальность: 2525.01 – “Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений”

Отрасль науки: Технические науки

Соискатель: **Шовгенов Ахмед Долетбиевич**

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора философии

Баку – 2026

Диссертационная работа выполнена в лаборатории аналитических исследований Научно-исследовательского и проектного института нефти и газа SOCAR.

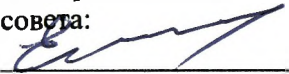
Научный руководитель: Член-корреспондент НАНА, доктор технических наук, профессор
Сулейманов Багир Алекпер оглы

Официальные оппоненты: Доктор технических наук, доцент
Гусейнова Наида Исмет гызы
Доктор технических наук, доцент
Аббасов Эльдар Мехти оглы
Доктор философии по техническим наукам, доцент
Мамедова Евгения Владимировна

Диссертационный совет FD 2.03 Высшей Аттестационной Комиссии при Президенте Азербайджанской Республики, действующий на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Председатель диссертационного совета: Доктор технических наук, профессор

Искендеров Эльман Хейрулла оглы

Ученый секретарь диссертационного совета: Доктор философии по техническим наукам, доцент

Шмончева Елена Евгеньевна

Председатель научного семинара: Доктор технических наук, доцент

Гамидов Нати́г Нейман оглы

Подписи заверяю: Ученый секретарь АГУНП, доктор философии по техническим наукам, доцент


Алиев Инглаб Намиг оглы



ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы и степень разработанности.

В современных условиях добычи нефти и газа одним из ключевых факторов эффективной эксплуатации скважин является обеспечение надежной изоляции водопритока и укрепления призабойной зоны. Водоприток в скважинах приводит к снижению дебита, ухудшению качества добываемого флюида и увеличению эксплуатационных затрат. Существующие методы изоляции и крепления не всегда обеспечивают достаточную долговечность и эффективность, особенно в сложных геолого-технических условиях.

В диссертационной работе рассмотрено совершенствование операций, проводимых на скважине с целью ограничения водоприток и крепления призабойной зоны пласта в следующих направлениях:

- увеличение эффективности применения химических методов крепления призабойной зоны пласта путем применения наноразмерных добавок и полимерных химических соединений;
- увеличение эффективности технологий ограничения водопритока путем применения нанокompозитных полимерных композиций и увеличения диапазона применимости.

Применение различных химических соединений для укрепления слабосцементированных пластов в призабойной зоне пласта хоть и является достаточно широко распространенной практикой, но внедрение наноразмерных добавок позволяет значительно расширить диапазон их применимости.

Ограничение водоприток с применением различных гелеобразующих составов нашла достаточно широкое распространение в современной нефтегазовой индустрии, но тем не менее существует ряд технологических проблем, не решаемых традиционными технологиями. По мнению специалистов актуальные решения, могут находиться в области нанокompозитных материалов или путем модификации используемых химических составов.

Несмотря на то, что вышеперечисленные вопросы являются достаточно актуальными для нефтегазовой отрасли, многие

вопросы до сих пор остаются мало изученными:

1. не полностью выяснена эффективность применения наночастиц для укрепления призабойной зоны пласта,
2. мало изучено применение гелеобразующих составов для борьбы с пескопроявлением в скважинах,
3. практически не исследован вопрос повреждения пласта при закачке гелеобразующих составов,
4. не изучен вопрос эффективности применения нанокompозитных гелеобразующих систем в условиях высоких пластовых температур.

В представленной работе была сделана попытка ответить на все вышеперечисленные вопросы.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является призабойная зона скважин на месторождениях, находящихся в длительной эксплуатации.

Предметом исследований является разработка новых, водоизоляционных составов, временно-изоляционных составов, химических методов борьбы с пескопроявлением для повышения эффективности эксплуатации указанных скважин.

Цели и задачи исследования

Целью исследования является разработка и применение новых способов изоляции и крепления призабойной зоны скважин на основе современных методов тестирования рабочих агентов.

Основной задачей исследования является создание и применение новых способов и технологий, способствующих увеличению эффективности эксплуатации скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

Методы исследований

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путем теоретических, лабораторных и промысловых исследований. В работе были использованы следующие методы исследования: ротационный вискозиметрический, динамического рассеяния света (ДРС), вискозиметрический, дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК),

термогравиметрического анализа (ТГА), стандартные и специальные исследования керна.

Положения, выносимые на защиту.

На защиту выносятся следующие основные положения:

1. Состав на основе эпоксидной смолы, модифицированной наночастицами графитоподобного нитрида углерода ($g-C_3N_4$), разработанный для укрепления призабойной зоны пласта.

2. Состав на основе карбамидоформальдегидной смолы с добавлением наночастиц диоксида кремния (SiO_2), разработанный для укрепления призабойной зоны пласта.

3. Гелеобразующий состав, разработанный для ограничения выноса песка из пласта при эксплуатации скважин.

4. Гелеобразующий состав, разработанный для изоляции притока воды в скважину.

5. Гелеобразующий состав на основе коллоидного диоксида кремния, разработанный для ограничения притока воды в скважину в условиях высоких пластовых температур.

6. Нанокompозитный полимерный состав, разработанный для изоляции притока воды в скважину в условиях высоких пластовых температур.

7. Способ уменьшения негативного воздействия гелеобразующих составов на силикатной основе на проницаемость пласта и восстановления его проницаемости.

8. Способ изоляции притока воды в скважину, предусматривающий последовательное применение временного блокирующего агента и гелеобразующего состава.

Научная новизна диссертации.

1. Для укрепления призабойной зоны пласта и ограничения выноса песка разработаны состав на основе эпоксидной смолы, модифицированной наночастицами графитоподобного нитрида углерода ($g-C_3N_4$), состав на основе карбамидоформальдегидной смолы с добавлением наночастиц диоксида кремния (SiO_2), а также гелеобразующий состав на полимерной основе. Установлено влияние наночастиц на механическую прочность и термическую стойкость составов на основе смол. Показана возможность регулирования проницаемости укрепленной

пористой среды путём введения газообразующего агента в состав на основе эпоксидной смолы. Экспериментально установлено, что разработанный гелеобразующий состав снижает миграцию частиц песка и повышает механическую прочность породы.

2. Для ограничения и изоляции притока воды в скважину разработаны гелеобразующий состав на полимерной основе, гелеобразующий состав на основе коллоидного диоксида кремния для применения в условиях высоких пластовых температур, а также нанокompозитный полимерный состав. Установлена зависимость времени гелеобразования в системе на основе коллоидного диоксида кремния от температуры, концентрации диоксида кремния и активирующих солей. Показано, что в исследованных условиях повышение температуры, концентрации диоксида кремния и соли приводит к сокращению времени гелеобразования. Экспериментально установлено, что введение наночастиц в полимерный состав повышает устойчивость геля и создаваемое им остаточное сопротивление фильтрации в пористой среде.

3. Предложен способ обработки щелочным раствором для уменьшения негативных последствий снижения проницаемости пласта при применении гелеобразующих составов на силикатной основе и восстановления его проницаемости. Экспериментально показана возможность восстановления проницаемости пористой среды путём разрушения силикатных гелевых пробок раствором гидроксида натрия. Также разработан способ изоляции притока воды, основанный на последовательном применении временного блокирующего агента и гелеобразующего состава. Способ предусматривает создание временной фильтрационной корки в нефтенасыщенных зонах, направленное поступление геля в водопроводящие трещины и последующее разрушение этой корки ферментами с восстановлением проницаемости нефтенасыщенных зон.

Теоретическая и практическая значимость исследования

Разработанные в диссертации положения могут служить основой для последующих научных исследований, направленных

на совершенствование технологий регулирования водопритока, предотвращения пескопроявления и повышения рентабельности добычи углеводородов. Они также могут быть интегрированы в образовательные программы подготовки специалистов в области разработки месторождений нефти и газа, что способствует повышению качества инженерного образования и внедрению современных технологий в промышленность.

Опытно-промысловые испытания разработанного гелеобразующего состава для укрепления призабойной зоны пласта с целью предотвращения выноса песка были проведены на Верхне-Шапшинском месторождении. В результате реализации указанных технологических мероприятий на скважинах № 1004, 1007 и 1009 удалось достигнуть значений дополнительной добычи нефти в 125 тонн.

На скважинах **№1325 и №1350** Уренгойского НГКМ проведены работы по селективной изоляции водопритоков с применением разработанного гелеобразующего состава. По результатам мониторинга установлено, что объем извлекаемой воды уменьшился на **3659 м³**, а добыча нефти увеличилась на **460 тонн** за период наблюдения.

Апробация и внедрение результатов

Материалы диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих международных и республиканских конференциях:

- Ашировские чтения. Самара: Самарский государственный технический университет. 02.12.2020;
- V Международной научно-практической конференция, Булатовские Чтения. Краснодар, 31.03.2021;
- V International Scientific Conference of Young Researchers. Baku: Baku Engineering University. 29-30.04. 2021;
- SPE Annual Caspian Technical Conference. Virtual conference. 5-7.10.2021;

Основное содержание диссертации опубликовано в 9 научных трудах включая, 4 тезиса, 5 статей.

Организация проведения диссертационного исследования.

Диссертационное исследование было проведено в НИПИ «Нефтегаз», SOCAR.

Объем и структура диссертации.

Диссертация состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы и приложений. Работа изложена на 154 страницах, содержит 1 таблицу, 8 рисунков, 31 график, 117 наименований использованной литературы, приложений.

Общее количество символов составляет 171839. Введение – 11821 символ, I глава – 65594 символов, II глава – 23243 символов, III глава – 54519 символов, IV глава 11778 символов, выводы и рекомендации – 4884 символа.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, определены цель, основные задачи исследования, научная новизна и указана ее практическая ценность

В первой главе (литературный обзор) представлен анализ существующих методов тестирования рабочих агентов, применяемых для изоляции и крепления призабойной зоны скважин. Обоснована актуальность разработки и внедрения инновационных технологий для предотвращения пескопроявления и ограничения водопритокков. Проведен критический обзор теоретических и экспериментальных исследований, посвященных механическому, химическому, микробиологическому и нанотехнологическому методам консолидации пород, а также селективным и неселективным технологиям изоляции воды. Рассмотрены перспективные направления исследований, направленные на повышение эффективности и экологической безопасности применяемых технологий.

Вынос песка – это процесс перемещения частичек горной породы под действием потоком пластовых флюидов из пласта в ствол скважины. Данная проблема может существенно снизить как продуктивность скважины, так и устойчивость обсадной колонны.

Традиционные методы борьбы с выносом песка включают установку различных фильтров, технологии гидроразрыва пласта с установкой гравийных фильтров (frac-pack) и гравийных набивок.

Параметры, влияющие на способность породы к образованию песка, можно условно разделить на две основные группы: влияние течения пластового флюида и механическая прочность формации.

Тектонические напряжения в пласте оказывают наиболее значительное влияние вблизи вершин структурных ловушек и зон разломов. Цементированность пород характеризует их способность сохранять целостность структуры и препятствовать разрушению.

Этот параметр определяется уровнем связности зерен и прочностью межзерновых контактов. Неоднородность продуктивного пласта оказывает значительное влияние на распределение напряжений, а также на фильтрационные и емкостные характеристики породы. Ключевыми факторами, влияющими на процесс пескопроявления в данном случае, являются распределение напряжений в удаленных зонах и вариации проницаемости. Одним из ключевых факторов, способствующих активному выносу песка из продуктивного пласта, может служить интенсификация процесса добычи углеводородов. Данный эффект обусловлен увеличением депрессии давления, то есть разницы между пластовым и забойным давлением скважины. При высоких градиентах давления в зоне продуктивного пласта возрастают гидродинамические нагрузки на породу, что может привести к дестабилизации ее структуры и привести к выносу песчаных частиц в поток флюида. Также, существенное влияние на процессы выноса песка оказывает рост водонефтяного фактора. Данный эффект объясняется двумя основными механизмами. Первый механизм связан с изменением характеристик смачиваемости коллектора, а второй обусловлен изменением относительной проницаемости породы. Гидродинамические воздействия на породу определяются не только скоростью движения флюида, но и его вязкостными характеристиками. С увеличением вязкости углеводородов возрастает сила трения, оказываемая на пористую среду, что повышает вероятность разрушения породы и выноса песчаных частиц. К наиболее негативным последствиям выноса песка относятся оседание породы и деградация формации, накопление песка без выноса на поверхность, эрозионный износ скважинного и наземного оборудования, накопление песка в поверхностных системах сбора и его утилизация. Наиболее распространённые технологии консолидации песка на сегодняшний день можно классифицировать следующим образом:¹

¹ Alakbari, F.S. Chemical sand consolidation: from polymers to nanoparticles // Polymers. – 2020. – Vol. 12, No. 5, – 1069.

1. Химические методы консолидации:

- Закачка смолы: данный метод предполагает закачку смолы в призабойную зону, где она, отвердевая обеспечивает укрепление пласта и предотвращает миграцию песчаных частиц в скважину.

- Закачка гелеобразующих составов: данный метод предполагает закачку полимерных гелей в призабойную зону с целью ее укрепления.

- Закачка пенных систем: в данном случае вынос песка блокируется барьером, создаваемым пенной системой.

- Закачка различных химических соединений: к данной группе можно отнести достаточно широкий спектр химических соединений, которые зачастую используют для создания барьера против выноса песка.

2. Применение электромагнитных эффектов для консолидации слабосцементированных пород:

- В основе данной группы методов лежит применение высокочастотного электрического поля для создания прочных связей между песчаными зернами. Преимущество данной технологии заключается в отсутствии необходимости использования химических веществ, что способствует снижению экологического воздействия.

3. Микробиологическая консолидация:

- Использование бактерий для создания природного связующего агента, который удерживает песчаные зерна вместе. Эта технология отличается экологической чистотой и возможностью применения в глубинных зонах пласта.

4. Применение наночастиц:

- Технологии данной группы основаны на введение наночастиц, размер которых не превышает 100 нанометров, для скрепления песчаных зерен.²

Увеличение обводненности продукции скважины, является одной из наиболее актуальных проблем современной

² Mishra, S. Nanoparticle induced chemical system for consolidating loosely bound sand formations in oil field// Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 147, – pp. 15–23.

нефтегазовой индустрии. В целом увеличение обводненности добываемой продукции создает многочисленные экономические проблемы для нефтедобывающих компаний. Во-первых, негативно сказывается на производительности добывающих скважин и сокращает срок их службы, увеличивая эксплуатационные расходы. Так, к примеру при газлифтном способе добычи нефти, количество закачиваемого газа пропорционально увеличивается с увеличением обводненности добываемой продукции. Не менее важным фактором является увеличение различного рода отложений, случаев коррозии и как следствие выхода из строя как внутрискважинного, так и устьевого оборудования. Существенно увеличиваются затраты на первичную обработку добываемой нефти. Все технологии ограничений водопритока подразделяют на две большие группы: неселективные и селективные в соответствии с их способностью избирательно воздействовать на водонасыщенные зоны, не затрагивая при этом нефтенасыщенные.³ Селективные методы направлены на уменьшение водопритоков, при этом минимально влияя на добычу нефти. Эти технологии используют различия в физических и химических свойствах воды и нефти (например, вязкость, смачиваемость и проницаемость) в качестве триггерных механизмов для образования мало или практически не проницаемых барьеров в водонасыщенных участках пласта в призабойной зоне скважины. Неселективные методы блокируют водопритоки без учёта различий между водо- и нефтенасыщенными зонами, что может привести к снижению нефтедобычи. Эти методы эффективны, когда водоприток носит катастрофический характер и требуется быстрое вмешательство. Как пример можно привести применение различных тампонажных составов на основе цемента и синтетических смол.⁴

Вторая глава посвящена разработке новых составов для

³ Al-Muntasheri, G.A. A review of crosslinked polymeric gels for water shut-off treatments / H.A. Nasr-El-Din, I.A. Hussein // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 73, No. 3–4, – pp. 138–147.

⁴ Du, J. Nanocomposite gels for water shut-off and temporary plugging in the petroleum industry: a review / Q. Wang, P. Liu [et al.] // Petroleum Science and Technology. – 2022. – pp. 1–36.

укрепления призабойной зоны скважин и предотвращения пескопроявления. Рассмотрены инновационные методы химической консолидации слабосцементированных пород с применением нанофлюидов, наночастиц и гелеобразующих составов. Приведен анализ традиционных механических и химических методов борьбы с пескопроявлением, выявлены их ограничения.⁵ Особое внимание уделено химическим технологиям, предполагающим закачку полимерных и смолистых составов для повышения прочности призабойной зоны и снижения проницаемости. Рассмотрены перспективные модификации на основе эпоксидных и карбамидоформальдегидных смол с добавлением наночастиц, а также гелеобразующие составы.

Хотя использование смол с добавками наноструктур повышает эффективность применения данных составов для увеличения механической прочности пласта, но негативно сказывается на проницаемости. Поэтому для сохранения проницаемости пласта или уменьшения подобного негативного эффекта требуются дополнительные добавки. В данном исследовании представлена новая технология, использующая добавку газогенерирующего агента и нитрид углерода к эпоксидной смоле. Кроме того, для оценки влияния разработанной наножидкости на проницаемость обработанных участков пласта была проведена серия экспериментов на насыпных моделях пласта [5]. В первой серии экспериментов исследовались различные соотношения смолы и растворителя. Исследовались два параметра: зависимость степени консолидации обработанных образцов от объема рабочего агента и влияние концентрации смолы в рабочем агенте.

Для оценки консолидационной способности разработанных составов они были закачаны в насыпную модель пласта и герметизировались для кондиционирования при температуре 62 °C и давлении 3000 фунтов на квадратный дюйм в течение 48

⁵ Ben Mahmud, H. Sand production: A smart control framework for risk mitigation / V.H. Leong, Y. Lestario // Petroleum. – 2020. – Vol. 6, No. 1, – pp. 1–13.

часов, что соответствует пластовым условиям для месторождения Азери Чираг Гюнешли (АЧГ). После кондиционирования снова оценивалась проницаемость насыпной модели. Затем образец был извлечен из кернодержателя, и была измерена прочность на сжатие.

Прочность при одноосном сжатии (UCS) оценивается путем воздействия на цилиндрический образец определенного диаметра осевой силы до разрушения.

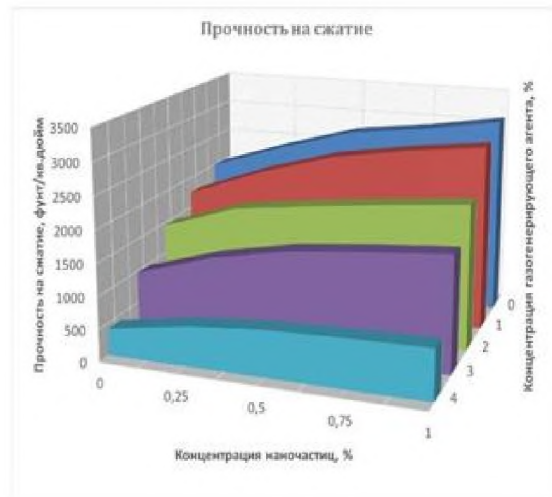
Первоначально было изучено влияние концентрации смолы и объема рабочего агента на эффективность уплотнения песка. На основании полученных результатов для дальнейших экспериментов были выбраны концентрация смолы 60 %, а количество рабочего агента 2 поровых объема.

Далее было изучено влияние наночастиц и газообразующего агента на значения прочности на сжатие и проницаемости исследуемых образцов. На графике 1 показано влияние наночастиц и газогенерирующего агента на прочность на сжатие и проницаемость насыпной модели пласта, соответственно.

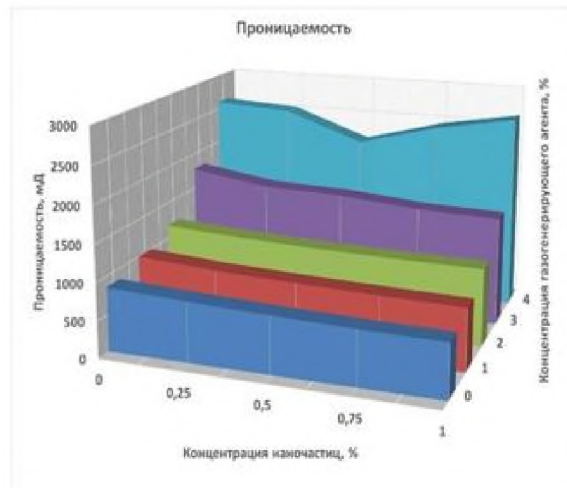
Как показано на графике 1а, при низких концентрациях газогенерирующего агента (0%–2%) прочность на сжатие первоначально увеличивается с увеличением концентрации наночастиц. Однако после достижения концентрации наночастиц 0,5% скорость увеличения значений прочности на сжатие замедляется.

На рисунке 1б показано, что значение проницаемости образцов при постоянной концентрации газогенерирующего агента остается относительно стабильным при увеличении концентрации наночастиц, что говорит о минимальном влиянии нано $g-C_3N_4$ на проницаемость.

Экспериментальное исследование новой наножидкости для химического уплотнения песка дало многообещающие результаты.



(a)



(б)

График 1. Влияние наночастиц и газообразующего агента на прочность на сжатие и проницаемость насыпной модели пласта

Включение наночастиц графитового нитрида углерода привело к значительному увеличению прочности образца керна на сжатие. Кроме того, использование газообразующего агента (соединения магния) в нанопенном на основе эпоксидной смолы привело к заметному увеличению абсолютной проницаемости.

В целом, полученные результаты свидетельствуют о том, что разработанный состав может стать эффективным решением для консолидации песка в нефтегазовых коллекторах, обеспечивая повышенную прочность на сжатие и контроль проницаемости.

В методах химической борьбы с пескопроявлением в основном используются различные составы на основе полимеров и смол.

В проведенном исследовании использовались наночастицы диоксида кремния (нанопорошок SiO_2) и карбаминоформальдегидная смола (UF). Гидроксид натрия, соляную кислоту и хлорид натрия добавляли по мере необходимости для регулирования pH и солености. В качестве нефти использовалась товарная нефть [7].

Для обеспечения эффективности разработанного состава была проведена серия экспериментов на насыпных моделях пласта. Максимальное (16,1%) снижение проницаемости обработанных образцов наблюдалось при закачке 12% раствора UF + 0,5% нанопорошка SiO_2 . В этом случае значение прочности на сжатие также было максимальным и составило (2457 фунт/кв. дюйм). В целом снижение проницаемости и увеличение прочности на сжатие наблюдалось с увеличением концентрации рабочего агента (Таблица 1).

Таким образом для борьбы с пескопроявлением был предложен состав позволяющий получить достаточно высокие значения прочности на сжатие обработанных образцов при незначительном падении проницаемости по сравнению с традиционными методами. Наличие бентонита в пласте значительно повышает эффективность цементирующего раствора.

Развитие науки и новые научные разработки из года в год совершенствуются и показывают все более многообещающие

результаты в области применения гидрогелей.

Таблица 1. Влияние концентрации наночастиц на показатели прочности на сжатие и снижение проницаемости обработанных образцов

Раствор		Прочность на сжатие, фунт/кв.дюйм	Снижение проницаемости, %
UF, %	Нано SiO ₂ ,		
6	0,1	819	4,3
9	0,1	1378	9,8
12	0,1	1685	13,0
6	0,2	875	5,2
9	0,2	1426	11,3
12	0,2	1794	14,8
6	0,5	1127	5,8
9	0,5	1864	12,6
12	0,5	2457	16,1

В данном исследовании представлен анализ возможности применения гелеобразующего состава при борьбе с пескопроявлением, основанный на результатах лабораторных исследований [9].

С целью исследования эффективности предложенного состава экспериментальная часть была разделена на следующие три основных направления:

- Изучение влияния концентрации сшивателя на время гелеобразования при различных концентрациях полимерной составляющей.

- Изучение реологических свойств предложенного гелеобразующего состава.

- Изучение изоляционных свойств предложенного гелеобразующего состава на примере насыпных моделей пласта.

Критическая концентрация полимера необходимая для образования сплошной гелевой структуры определялась на

примере динамики изменения вязкости двух групп образцов геля с массовыми долями сшивателя к полимеру в 0.25 и 0.5 масс. %, при различных концентрациях полимера от 2000 до 14000 млн⁻¹ (таблица 2). Все измерения проводились при напряжении сдвига в 5 с⁻¹. Как видно из полученных результатов, вне зависимости от концентрации сшивателя, концентрация полимера в 5000 млн⁻¹ является минимально необходимой для начала процесса гелеобразования.

Таблица 2. Динамика изменения вязкости гелевого раствора

Концентрация полимера (млн ⁻¹)	Концентрация сшивателя – 0,25 масс. %	Концентрация сшивателя – 0,5 масс. %
2000	3,2	2,1
4000	3	4,1
5000	10	9
8000	12	11
10000	13	12
12000	14	13
14000	15,6	14,2

Для исследования влияния различных концентраций полимера и сшивателя на реологические свойства рассматриваемых гелей было отобрано четыре образца (Таблица 3).

Абсолютно все исследуемые образцы продемонстрировали неньютоновское, а если быть более точным, псевдопластичное поведение. Следует отметить, что псевдопластичность является желаемым результатом при разработке композиции гидрогелей.

На следующем этапе при различных значениях расхода насоса происходит вытеснение геля с одновременным замером значений выноса песка. Полученные результаты показали существенное сокращение выноса песка, практически в 10 раз. Механизм действия гидрогеля основан по всей видимости на формировании тонкой полимерной пленки на поверхности

породы, что увеличивает ее сцементированность и устойчивость к процессу эрозии.

Таблица 3. Динамика изменения вязкости в зависимости от скорости сдвига

Скорость сдвига (1/с)	Вязкость (Па · с)			
	Образец 1	Образец 2	Образец 3	Образец 4
25	8,16	9,09	8,37	8,45
50	4,36	3,89	4,28	5,26
75	2,48	2,83	2,39	2,58
100	2,17	2,41	2,22	2,12
125	1,97	2,08	2,13	2,05
150	1,84	1,95	1,86	1,68
200	1,79	1,88	1,84	1,66

Дополнительным положительным эффектом является более значительное падение проницаемости по воде в сравнении с нефтью, что также позволяет снизить обводненность добываемой продукции. Так лабораторные эксперименты показали уменьшение проницаемости по воде более 80 раз, а по нефти не более 8 раз (таблица 4).

В данном исследовании был разработан состав для укрепления слабосцементированных пород и снижению пескопроявления следующей композиции: 0,5 массовая доля сшивателя, 9000 млн⁻¹ концентрация полимера.

Разработанные составы имеют псевдопластичное поведение, позволяют снизить вынос песка до 10 раз, при этом демонстрируя большее уменьшение падения проницаемости по воде в сравнении с нефтью.

Для разработанного состава геля эти значения составили 80 и 8 раз соответственно.

Экспериментальные исследования подтвердили эффективность включения наночастиц SiO₂ и g-C₃N₄, способствующих повышению прочности на сжатие без

значительного ухудшения проницаемости.

Таблица 4. Влияние гидрогеля на проницаемость и вынос песка

	Относительная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по нефти, мД	Вынос песка при закачке 1 порового объема воды, г	Вынос песка при закачке 2-х поровых объемов воды, г
Перед закачкой гидрогеля	91	108	1,36	3,28
После закачки гидрогеля	1,1	12,6	0,12	0,31

Изучено влияние концентрации наночастиц и газогенерирующих агентов на фильтрационно-емкостные свойства песчаных коллекторов. Доказано, что использование нанофлюидов на основе эпоксидной смолы и нитрида углерода способствует формированию прочной структуры с регулируемой проницаемостью.

Дополнительно исследованы гидрогелевые составы с регулируемыми реологическими свойствами, применяемые для изоляции пескопроявления. Эксперименты на моделях пласта показали, что использование гелеобразующих систем позволяет существенно снизить вынос песка и обеспечить избирательное снижение проницаемости по воде, что способствует снижению обводненности добываемой продукции.

Результаты исследования демонстрируют перспективность предложенных составов для применения в условиях слабосцементированных коллекторов, обеспечивая эффективную

стабилизацию призабойной зоны и продление срока эксплуатации скважин.

В третьей главе рассмотрены разработки новых составов для изоляции водопритокров в нефтегазовых скважинах. Исследованы различные методы изоляции, включая механические и химические. Особое внимание уделено гелевым системам, обладающим высокой селективностью воздействия. Представлена гелевая композиция на основе частично гидролизованного полиакриламида (ЧГПАА) с регулируемым временем гелеобразования, обеспечивающая изоляцию водонасыщенных зон. Регулируемое время гелеобразования позволяет применять данный состав как для околоскважинных обработок, так и в качестве потокоотклоняющего агента в глубинных зонах пласта [1, 6]. Время гелеобразования контролируется путем варьирования концентраций полимера и сшивающего агента. Существует прямая зависимость между концентрацией сшивателя и временем гелеобразования, то есть при уменьшении концентрации сшивающего агента скорость гелеобразования снижается, а при увеличении наоборот повышается. Механизм действия сшивателя основан на том, что бихромат калия и тиомочевина образуют сложную структуры с карбоксилатными группами частично гидролизованного полиакриламида формируя трехмерные гелевые сетки. Концентрация полимера так же оказывает значительное влияние на физические свойства геля и время гелеобразования (график 2).

Однако в данном случае зависимость является обратной, так при уменьшении концентрации полимера уменьшается, время гелеобразования увеличивается. Данный эффект по всей видимости связан с уменьшением количества точек сшивания в растворе. Проведен термогравиметрический анализ гелевых образцов, выявлены параметры их термостабильности и содержания связанной воды. Эксперименты на керновом материале месторождения «Азери-Чыраг- Гюнешли» подтвердили снижение проницаемости на 80,5%, что доказывает эффективность состава для водоизоляции. Таким образом, полученная гелевая система является достаточно эффективным

агентом для снижения обводненности добываемой продукции и перекрытия водонасыщенных зон пласта.

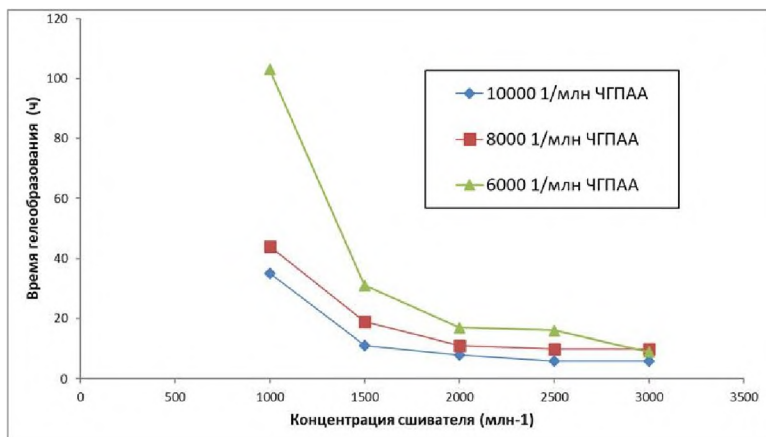


График 2. Влияние концентрации сшивающего агента на время гелеобразования

Полученное значение фактора остаточного сопротивления и возможность регулировать время гелеобразования в широком диапазоне, позволяют рассматривать данную систему не только в качестве водоизоляционного состава, но и как агента для изменения фильтрационных потоков в глубинных зонах пласта.

Разработана новая технология изоляции водопритока с использованием временного закупоривающего агента и гелеобразующего состава. Предложенная методика предполагает трехэтапный процесс: создание фильтрационной корки, закачку геля и последующее восстановление проницаемости нефтенасыщенной зоны. Технология включает в себя разработку и закачку трех различных жидкостей через трещиноватый керн в определенной последовательности. Первая жидкость состоит из взвешенных микроволокнистых частиц в вязком растворе. Она закачивается для создания непроницаемой фильтрационной корки на низкопроницаемых нефтеносных зонах, обеспечивая при этом проход жидкости через трещины. Вторая жидкость представляет собой сшитый полимерный гель, который закачивается сразу после первой жидкости под давлением ниже

давления разрыва пласта. Гель избирательно проникает и герметизирует только трещины, поскольку низкопроницаемые зоны керна уже защищены непроницаемой фильтрационной коркой, образованной первой жидкостью. Химический раствор разрушителя на основе ферментов, служащий третьей жидкостью, оценивается для удаления материалов, образующих фильтр [2]. Лабораторные эксперименты на трещиноватых кернах продемонстрировали успешную блокировку водопроводящих каналов при сохранении продуктивности нефтеносных зон. Предложенный метод значительно снижает риски повреждения нефтенасыщенных зон пласта и обеспечивает закачку достаточного количества геля в трещины для обеспечения длительной эффективности гелевого барьера. Разработанная технология контроля водопритока в скважины, представленная в данном исследовании, является недорогостоящим и эффективным решением для трещиноватых коллекторов. Технология особенно эффективна при значительном контрасте проницаемости между нефтеносной зоной и водопроводящими трещинами.

Исследовано смягчение повреждений пласта, вызванных силикатными гелями, применяемыми для изоляции водопритоков [4]. Эксперименты по потере веса и заводнению песчаной модели показали, что 1%-ный раствор NaOH эффективно растворяет объемные гелевые закупорки, восстанавливая проницаемость пористой среды. Эффективность сильных щелочей для восстановления проницаемости была подтверждена посредством фильтрационных испытаний, проведенных в пластовых условиях (проницаемость 1200 мД и температура 60 °C). Вместо непосредственной оценки проницаемости контролировалось отношение давления закачки к закачиваемому поровому объему жидкости. (график 3).

Окончательные результаты показывают, что в итоге около 95% гелевой пробки было удалено, а конечный RF равен 15,7. Также следует отметить, что в промысловых условиях закачку щелочи можно повторять несколько раз до полного устранения повреждения пласта. Эта технология демонстрирует

многочисленные преимущества, включая использование экономически эффективных химикатов, простоту реализации и отсутствие необходимости в сложных процедурах обратной промывки.

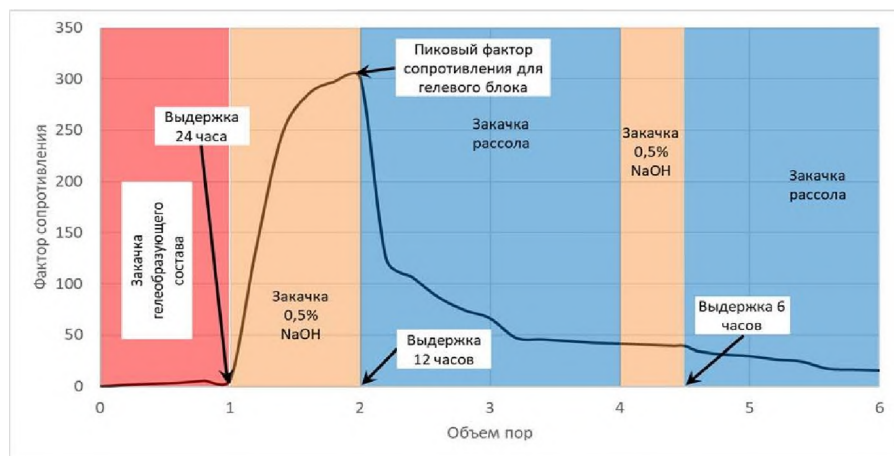


График 3. Результаты экспериментов в насыпной модели пласта

Разработанная методика может быть использована для корректировки гелевых систем и устранения их остаточных эффектов в пласте.

Разработана гелевая система на основе коллоидного кремнезема, адаптированная для условий высоких пластовых температур [3]. С целью активации процесса были использованы обычные неорганические хлориды и соли, включая NaCl, KCl, NH₄Cl, CaCl₂, NaNO₃ и Na₂SO₄. Изучены параметры гелеобразования в зависимости от концентрации соли, температуры и типа анионов. Лабораторные исследования показали, что состав обладает высокой стабильностью и регулируемым временем гелеобразования, позволяя его применение в сложных пластовых условиях. Концентрация кремнезема (SiO₂) существенно влияет на время гелеобразования при 50°C. При постоянной температуре проявляется четкая зависимость увеличения времени гелеобразования при снижении

концентрации SiO_2 , минерализация среды при этом остается постоянной. В ходе исследования было изучено влияние различных катионов на процесс гелеобразование коллоидного кремнезема с использованием различных неорганических хлоридов.

При температуре 50°C все исследованные хлоридные соли инициировали процесс гелеобразования силикагеля. Примечательно, что время гелеобразования уменьшалось с увеличением концентрации хлоридной соли. Эта тенденция возникает в результате взаимодействия отрицательно заряженной поверхности наночастиц щелочного коллоидного кремнезема и введения неорганических хлоридов. Эти хлориды действуют как противоионы (Na^+ , K^+ , Mg^{2+} и Ca^{2+}), проникая в двойной электрический слой наночастиц, снижая дзета-потенциал и дестабилизируя коллоидную систему. Эта дестабилизация приводит к гелеобразованию, явление, которое усиливается при более высоких концентрациях соли.

Различные катионы оказывают различное влияние на время гелеобразования. Двухвалентные катионы, особенно Ca^{2+} и Mg^{2+} , вызывают

«мгновенное» гелеобразование, что отличает их от других одновалентных катионов. Такое поведение можно объяснить способностью многовалентных катионов, таких как двухвалентный Ca^{2+} , осаждают поверхностные ионы SiO_3^{2-} .

Это уменьшение поверхностного заряда, наряду с образованием нерастворимых частиц в результате реакций ионов OH^- , значительно ослабляет силы отталкивания, которые стабилизируют коллоидные системы сокращая время гелеобразования.

Температура играет решающую роль в определении времени гелеобразования коллоидного нанокремнезема. С повышением температуры дзета-потенциал системы снижается, что делает коллоидную систему менее стабильной и запускает процесс гелеобразования. Анализ результатов испытаний показал четкую закономерность: время гелеобразования значительно сокращается при повышении температуры.

Основная цель этого исследования заключалась в разработке состава для ограничения водопритокков на основе коллоидного нанокремнезема, адаптированной для высокотемпературных пластов. Относительно небольшое повышение температуры (от 20 до 80 °С) привело к существенному сокращению времени гелеобразования. Кроме того, концентрация активатора оказалась еще одним важным фактором, влияющим на кинетику гелеобразования коллоидного кремнезема.

В контексте применения данного состава в условиях высокотемпературных пластов чувствительность к минерализации среды имеет первостепенное значение. С этой целью были проведены реометрические испытания при температуре 110°С с использованием NaCl в качестве активатора. Полученные результаты представлены на графике 4.

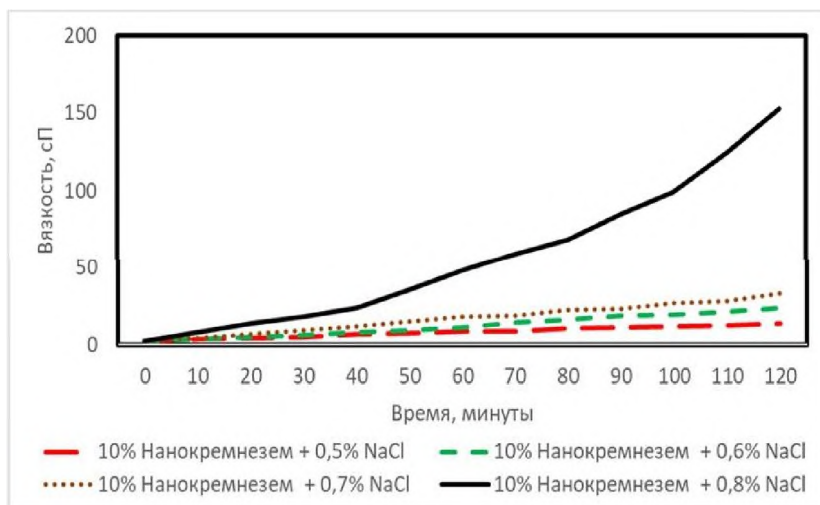


График 4. Динамика гелеобразования при повышенных температурах

Примечательно, что даже небольшие изменения концентрации NaCl, например в 0,1%, оказывают существенное влияние на время гелеобразования при высоких температурах, таких как 110°С. Эти результаты подчеркивают исключительную важность осторожного подхода при введении активаторов во

время приготовления данных составов в полевых условиях.

Исследование было сосредоточено на разработке рабочего агента для ограничения водопритоков на основе коллоидного диоксида кремния, предназначенного для применения в условиях высокотемпературных пластов

. Разработанная система обладает низкой вязкости, что обеспечивает ее глубокое проникновение в пласт и эффективность применения.

В результате исследования были сделаны следующие выводы:

- более высокие температуры, повышенная концентрация соли и более высокая концентрация кремнезема способствовали ускорению гелеобразования,
- концентрация активирующей соли оказала значительное влияние на время гелеобразования, подчеркивая ее роль в процессе гелеобразования;
- разные ионы активатора по-разному влияют на гелеобразование, в первую очередь из-за их плотности заряда и размера;
- исследование выявило чувствительность системы даже к небольшим изменениям концентрации соли, особенно при повышенных температурах.

На основе этих результатов было предложено, что при использовании силикагелей в пластах, характеризующихся высокой минерализацией пластовой воды, рекомендуется производить закачку оторочки низкоминерализованной воды с целью предотвратить преждевременное гелеобразование.

Предложена нанокompозитная полимерная композиция для водоизоляции при высокой температуре. Эксперименты подтвердили, что добавление нанокремнезема увеличивает прочность геля, снижает его синерезис и повышает содержание связанной воды, что улучшает его стабильность в длительном периоде. Исследования на керновом материале продемонстрировали высокую эффективность состава в блокировании водопритоков при температуре 105°C.

Полученные результаты подтверждают перспективность

разработанных составов для изоляции водопритоков в нефтегазовых месторождениях, что позволяет значительно снизить уровень обводненности продукции и повысить эффективность эксплуатации скважин.

Четвертая глава диссертации содержит результаты внедрения разработанных составов для укрепления призабойной зоны пласта и изоляции водопритоков.

Опытно-промысловые испытания гелеобразующего состава для укрепления призабойной зоны пласта проведены на Верхне-Шапшинском месторождении. Проблема выноса песка из пласта в добывающих скважинах является одной из наиболее актуальных. Этот процесс приводит к снижению дебита скважин, повреждению оборудования и увеличению эксплуатационных затрат. Применение технологий укрепления призабойной зоны пласта, таких как полимерные системы, позволяет минимизировать пескопроявление и повысить стабильность работы скважин. Опытно-промысловые испытания, проводимые на месторождении, подтверждают эффективность использования новых подходов, включая полимерные системы и комбинированные методы воздействия на пласт.

Опытно-промысловые испытания разработанного состава проводились в августе 2023 года на кусте №5 Верхне-Шапшинского месторождения на скважинах №1004, №1007 и №1009. Целью данной технологии было предотвращение выноса песка, повышение устойчивости пород и увеличение коэффициента извлечения нефти. В результате реализации указанных технологических мероприятий на скважинах № 1004, 1007 и 1009 удалось достигнуть повышения дополнительной добычи нефти. Разработанный состав на основе полиакриламида и триацетата хрома позволил снизить вынос песка и увеличить добычу нефти на 125 тонн.

На Уренгойском НГКМ внедрена технология селективной изоляции водопритоков с использованием полиакриламида, полиэтиленimina и тиомочевины. Опытно-промысловые испытания разработанного состава для селективной изоляции водопритоков проведены на газоконденсатных скважинах

№1325 куста 1-57 и №1350 куста 49 УКПГ 1-АВ Уренгойского НГКМ. Операции выполнялись в июне 2023 года в связи с необходимостью селективной изоляции водоносных горизонтов после неудачного гидроразрыва пласта (ГРП). В результате реализации технологии к февралю 2024 года был достигнут прирост добычи нефти на 460 тонн при сокращении отбора воды на 3659 м³. Испытания показали сокращение добычи воды на 3659 м³ и прирост нефти на 460 тонн. Разработанные составы продемонстрировали высокую эффективность в управлении фильтрационными потоками и снижении обводненности добычи.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Составы крепления призабойной зоны скважин:

- Разработан состав эпоксидной смолы, модифицированной наночастицами графитового нитрида (размер частиц 45–75 нм) для повышения механической прочности и термостабильности. Лабораторные испытания показали, что введение 0,5% наночастиц увеличивает модуль упругости на 37% и термостабильность на 21% по сравнению с немодифицированным составом. Проведенные испытания на пористых средах с проницаемостью 120–160 мД подтвердили снижение миграции механических частиц на 59%, что свидетельствует об эффективности состава для укрепления призабойной зоны скважин. [5]

- Разработан состав карбамидоформальдегидной смолы, содержащий наночастицы диоксида кремния (размер 20–50 нм) для улучшения адгезионных свойств и устойчивости к механическим нагрузкам. Лабораторные исследования показали, что при добавлении 0,5% наночастиц прочность материала увеличивается на 42%, а устойчивость к термодеструкции возрастает на 18%. Эксперименты на песчаниковых образцах с проницаемостью 150–200 мД подтвердили снижение эрозии пористой среды на 67% после обработки данным составом. [7]

- Разработан полимерный состав на основе сополимера 2-акриламида-2-метил-пропансульфоновой кислоты (AMPS) с молекулярной массой 8 млн. Да, сшитый триацетатом хрома (концентрация 5 г/л). Проведены испытания на кернах с проницаемостью 150–200 мД. Определено, что закачка 15% гелеобразующего раствора снижает миграцию твердых частиц на 64% и увеличивает механическую прочность кернов на 29%. [9]

2. Составы для ограничения водопритокков в скважину:

- Разработан и оптимизирован гелеобразующий состав для изоляции водопритокков на основе частично гидролизованного полиакриламида (ЧГПАА) с молекулярной массой 5–6 млн Да. В качестве сшивающего агента использовалась система бихромат калия/тиомочевина

- (концентрация $K_2Cr_2O_7$ – 3000 $млн^{-1}$). Лабораторные испытания на кернах с месторождения «Азери-Чираг-Гюнешли» (АЧГ) показали снижение проницаемости образцов с 181,5 мД до 35,4 мД (на 80,5%), Фактор остаточного сопротивления (RRF) составил 5,1. Время гелеобразования варьировалось от 6 до 103 часов в зависимости от концентрации сшивателя. [1]

- Разработана высокотемпературная гелевая система на основе коллоидного кремнезема, устойчивая при температурах до 110°C. Экспериментально определено, что увеличение концентрации SiO_2 с 15% до 35% приводит к сокращению времени гелеобразования с 26 до 1 часа. При содержании NaCl 5% процесс гелеобразования происходил мгновенно, тогда как при 2% NaCl – за 5,5 часов. Исследования на пористой среде с проницаемостью 500–700 мД подтвердили высокий Фактор остаточного сопротивления (RRF = 15,7) после 24-часового периода выдержки при 110°C. [3]

- Разработана нанокompозитная полимерная композиция на основе полиакриламида (0,4%), полиэтиленimina (0,65%) и 1% нанокремнезема (размер частиц 28,6 нм). Проведенные эксперименты по заводнению кернов (месторождение SWG, проницаемость 130 мД) показали увеличение остаточного коэффициента сопротивления (RRF) на 58% по сравнению с контрольным образцом без наночастиц. ДСК- анализ подтвердил снижение содержания свободной воды и повышение стабильности геля. [8]

3. Способы следующих процессов:

- Впервые проведены исследования влияния силикатных гелей на проницаемость пород. Путем лабораторных экспериментов доказано, что 1%-ный раствор NaOH эффективно разрушает силикатный гель, снижая фактор остаточного сопротивления с 300 до 15,7. В ходе экспериментов по заводнению песчаной модели пласта (проницаемость 1200 мД, температура 60°C) было обнаружено, что NaOH удаляет до 95% гелевых закупорок после 12-часового периода выдержки. [4]

- Разработана инновационная методика изоляции водопритоков с применением временного закупоривающего

агента и гелеобразующего состава. В лабораторных экспериментах использовалась суспензия волокон целлюлозы (3%) в растворе ксантанового полимера (0,5%) для создания фильтрационной корки, предотвращающей проникновение геля в нефтеносные зоны. После закачки полимерного геля (на основе ЧГПАА) с последующим разрушением фильтрационной корки ферментами, восстановленная проницаемость кернов составила 92% от исходной. [2]

- В результате внедрения разработанных составов для укрепления призабойной зоны пласта и изоляции водопритоков было получено:

- Полевые испытания на скважинах №1004, №1007 и №1009 Верхне-Шапшинского месторождения подтвердили эффективность разработанного состава для стабилизации песчаных коллекторов. Закачка 15–20 м³ полимерного раствора с последующим продавливанием 8–10 м³ буферной жидкости позволила снизить вынос твердых частиц на 61% и повысить механическую прочность призабойной зоны на 39%. После обработки наблюдалось снижение содержания механических примесей в продукции на 54%, что продлило срок работы насосного оборудования и снизило частоту ремонтных работ. В результате дополнительная добыча нефти за период наблюдения составила 125 тонн, а продолжительность эффекта обработки без необходимости повторных мероприятий достигла 7 месяцев.

- На скважинах №1325 и №1350 Уренгойского НГКМ проведены работы по селективной изоляции водопритоков с применением разработанного гелеобразующего состава. Закачка 15–20 м³ раствора обеспечила эффективное перекрытие водоносных зон и снижение обводненности продукции. По результатам мониторинга установлено, что объем извлекаемой воды уменьшился на 3659 м³, а добыча углеводородов увеличилась на 460 тонн за период наблюдения. Дополнительно отмечено повышение коэффициента извлечения углеводородов и снижение эксплуатационных затрат за счет сокращения необходимости в сепарации и утилизации пластовой воды.

Основное содержание и результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Шовгенов, А. Д. Гелевая композиция для изоляции водопритоков / А. Д. Шовгенов // SOCAR Proceedings, - 2020. № 3, - с. 59-71.

2. Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D. Novel water shut off method based on temporary plugging agent and gel composition shut-off / E. F. Veliyev, A. D. Shovgenov // SOCAR Proceedings, - 2023. № SI1, - с. 96-101.

3. Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D., Mehdiyev, B. R. Assessing silica-based gel system for high-temperature water shut-off applications / E. F. Veliyev, A. D. Shovgenov, B. R. Mehdiyev // SOCAR Proceedings, - 2023. № SI2, - с. 26-32.

4. Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D., Mehdiyev, B. R. A study on the mitigation of formation damage caused by excessive silica-based gel application in water shut- off treatments / E. F. Veliyev, A. D. Shovgenov, B. R. Mehdiyev // SOCAR Proceedings, - 2023. № SI2, - с. 33-38.

5. Veliyev, E. F., Shovgenov, A. D. Enhancing sand control in loose reservoirs: nanofluid application / E. F. Veliyev, A. D. Shovgenov // SOCAR Proceedings, - 2024. № SI1, - с. 6-11.

6. Шовгенов, А. Д. Гелевая композиция для изоляции водопритоков / А. Д. Шовгенов // Ашировские чтения, - 2020. №1(12), - с. 124-131.

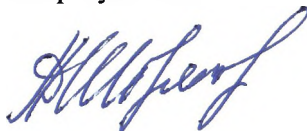
7. Shovgenov, A. Application of a Chemical Composition with Nanoparticle Additives for Sand Control // V International Scientific Conference of Young Researchers. – Baku, – April 29–30, 2020, – pp. 268–271.

8. Suleymanov, A. B., Shovgenov, A. D. Nano composite polymer composition for water shutoff treatment at highformation temperature // SPE Annual Caspian Technical Conference, - Virtual: October, - 2021. SPE-207066-MS.

9. Шовгенов, А. Д. Применение гелеобразующего состава для борьбы с пескопроявлением // Булатовские чтения: Материалы V Международной научно-практической конференции, - Краснодар: -31 марта, 2021, -с. 277-280.

Личный вклад соискателя

Работы [1, 6, 7, 9] выполнены самостоятельно,
в работах [2-5, 8] участие в постановке задачи, проведении
исследований и обобщении результатов.

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'K. M. Gerasimov' or similar, written in a cursive style.

Защита диссертации состоится 03 ноября 2026 года в 11:00 на заседании Диссертационного совета FD 2.03, действующего на базе Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Адрес: AZ1010, г. Баку, проспект Азадлыг, 34.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности.

Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности (<https://asoiu.edu.az/>).

Автореферат разослан по

соответствующим адресам “ 02 ” октября 2026 года.

Подписано в печать: 01.10.2026

Формат бумаги: А5

Объём: 39840

Тираж: 70