

На правах рукописи



ЗЕМЦОВ ЮРИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНЫХ
КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКИХ И ПОЛИМЕРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ
В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Уфа - 2020

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» («ТИУ») и ООО «Тюменский Нефтяной Научный Центр» («ТННЦ»)

Научный консультант

доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович

Официальные оппоненты:

Мерзляков Владимир Филиппович,
доктор технических наук,
ФГБОУ ВО «УГНТУ»/ кафедра «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газонефтяных
месторождений», профессор

Гильманова Расима Хамбаловна,
доктор технических наук, профессор
ООО НПО «Нефтегазтехнология»/
директор

Бакиров Ильшат Мухаметович,
доктор технических наук
институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
имени В.Д. Шашина / заместитель директора
по научной работе в области разработки
нефтяных месторождений и развития
информационных технологий

Ведущая организация

ФГАОУ ВО «Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет)
им. И.М. Губкина»

Защита состоится «14» мая 2020 года в 14 часов 00 мин. на заседании диссертационного совета Д212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан « » _____ 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

Не смотря на значительное внимание вопросам ограничения водопритоков (ОВП) к добывающим скважинам и выравнивания профилей приёмистости (ВПП) нагнетательных скважин, успешность ремонтно-изоляционных работ (РИР) остается достаточно низкой. Подбор технологий РИР и ВПП осуществляется без научного обоснования.

Известно, что эффективность РИР определяется тем, насколько применяемые химические вещества и созданные на их основе соединения соответствуют геолого-технологическим условиям применения и протекающим физико-химическим процессам в продуктивных пластах. Учитывая сложность свойств систем РИР, необходима разработка элементов системного подхода к оценке эффективности применяемых материалов и рецептур. Должны быть сформулированы требования к химическим композициям на стадии их приготовления и закачки, конечному продукту в пласте. Необходимо более тонко осуществлять подбор рецептур для повышения эффективности изоляционных работ.

Методы изоляции притока воды к забоям нефтяных скважин, межпластовых перетоков и промытых зон оказывают решающее влияние на эффективность добычи углеводородного сырья. Успешное исследование химической природы и физико-химических свойств водоизолирующих реагентов, обоснование применения и получение новых полифункциональных соединений с заданными свойствами, методических подходов и технологических приемов обеспечат нелинейный рост показателей ВПП, ОВП и РИР.

Отмечается, что наиболее значимые, закономерно изменяющиеся негативные тенденции разработки нефтегазовых месторождений Западно-Сибирского региона, на поздней и завершающей стадиях связаны с интенсивно нарастающей обводненностью добываемой продукции и снижением эффективности методов воздействия на залежь. Работы по ограничению водопритоков при изоляции отдельных обводненных интервалов продуктивного пласта имеют успешность 50-67%, при ликвидации заколонных перетоков воды – 60-75%. Доля операций, затраты на которые окупались продажей дополнительно добытой нефти и снижением затрат на извлечение сокращенного объема добычи попутной воды, составляет, соответственно, не более 40 и 30%. Диссертационная работа направлена на разработку новых водоизолирующих реагентов с заранее заданными требуемыми свойствами, а также методических подходов и технологических приёмов их применения с высокой эффективностью. Таким обра-

зом, рассматриваемая в диссертации тема исследований является высоко актуальной.

Степень разработанности темы

Многие аспекты проблем ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ограничению водопритоков (ОВП) рассмотрены в работах Аветисова А.Г., Блажевича В.А., Газизова А.Ш., Галыбина А.М., Горбунова А.Т., Кадырова Р.Р., Клещенко И.И., Комиссарова А.И., Кошелева А.Т., Куликова А.Н., Курочкина Б.М., Маляренко А.В., Маслова И.И., Муслимова Р.Х., Поддубного Ю.А., Полякова В.Н., Рогачева М.К., Рябоконя С.А., Сидорова И.А., Скородиевской Л.А., Строганова А.М., Строганова В.М., Телкова А.П., Уметбаева В.Г., Умрихиной Е.В., Усачева П.М., Шумилова В.А., Юсупова И.Г., Ягафарова А.К., зарубежных специалистов T. Dolark, G.A. Einarsei, R.J. Engight, W.G. Martin, N.N. Nimerk, E.A. Richardson, K.T. Presli, C.N. Rankin, D.D. Sparline и других исследователей. Обобщение и анализ накопленной информации позволили определить, что для высокоэффективной изоляции водопритоков весьма актуально получение полифункциональных соединений с новыми свойствами. Для усиления селективности воздействия необходима разработка технологических жидкостей, временно кольматирующих продуктивные интервалы и препятствующих фильтрации в них изолирующих составов. Очевидно, что требуется создание научно-методических основ восстановления проницаемости закольматированных нефтяных пластов, интенсификации добычи углеводородного сырья из обводненных скважин и максимально возможного охвата изоляции водопритоков в пласте по латерали и разрезу.

Цель и основные задачи работы

Целью работы является создание научно-методических основ эффективного применения полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений для ограничения водопритоков в нефтедобывающих скважинах. Для достижения поставленной цели в работе решены **основные задачи**:

1. Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований технологий водоизоляционных работ. Формулирование специфических требований к физико-химическим свойствам материалов и реагентов, предназначенных для ОВП в Западной Сибири.

2. Теоретические исследования с целью обоснования структуры полифункциональных кремнийорганических соединений (КОС), применяемых в качестве водоизолирующих материалов.

3. Экспериментальные исследования изменения структуры водоизолирующих кремнийорганических соединений и научно-методическое обоснование технологических приёмов применения.

4. Научно-методическое обоснование и экспериментальные исследования изменения реологических характеристик и времени гелеобразования составов на основе сшитых ПАА при их порционных закачках.

5. Практическая апробация методов ОВП с использованием разработанных водоизолирующих реагентов и технологических приёмов их применения.

6. Создание системы критериев эффективного применения разработанных методов ОВП в различных геолого-физических условиях.

Научная новизна

1. Впервые в мировой практике теоретически обоснованы и экспериментально получены полифункциональные кремнийорганические соединения с новыми свойствами, обеспечивающими высокую эффективность их применения для изоляции водопритоков в нефтедобывающих скважинах. Выполненные исследования представляют совокупность новых результатов и положений, нигде ранее не опубликованных в мировой литературе.

2. Научно обоснован механизм изоляции заколонных перетоков воды гидрофобными кремнийорганическими реагентами олигоорганозтоксихлорсилоксанами с применением ацетона или ацетоновых растворов гликолей для предварительного диспергирования и высаживания из нефти битумов и асфальтенов, временно коагулирующих продуктивные интервалы и препятствующих последующей фильтрации в них водоизолирующего КОС. Вследствие этогократно возрастает селективность изоляции водоносных пластов и пропластков.

3. Впервые теоретически обоснована возможность и целесообразность придания кремнийорганическим соединениям свойства водорастворимости при введении в их структуру полярных кислородосодержащих радикалов, в частности – многоатомных спиртов (гликолей). Впервые экспериментально получены гидролизующиеся гидрофильные КОС, которые преимущественно фильтруются именно в водонасыщенную зону, что значительно увеличивает селективность воздействия на нефте- и водонасыщенные интервалы пласта.

4. Выявлены зависимости времени гелеобразования (отверждения) полученных гидрофобных и гидрофильных кремнийорганических соединений от количественного содержания в реакционных смесях воды (отвердителя) в присутствии нефти (инертный растворитель). Установлены закономерности взаимодействия полученных КОС с водой в пластовых условиях, позволяющие осуществлять проектирование и реализацию образования водоизолирующих полимеров требуемой прочности в водонасыщенных пористых средах.

5. Установлено, что полимеры, образующиеся из гидрофильных КОС, разлагаются минеральными кислотами, что позволило разработать комплексную технологию изоляции водопритоков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин последовательной обработкой пласта гликоле- или не-

онолопроизводными кремнийорганическими составами и кислотными композициями. При её применении восстанавливается проницаемость частично закольматированных полимером продуктивных интервалов при высокой текущей водонасыщенности (50÷60%).

6. Выявлены закономерности и установлен механизм, определяющий перераспределение фильтрационных потоков водоизолирующего реагента с максимально возможным охватом изоляцией водонасыщенных зон продуктивного пласта по разрезу латерали при последовательных закачках порций растворов полиакриламидов с различными реологическими характеристиками и различным временем гелеобразования. Это приводит к тому, что «языкообразный» характер фильтрации закачиваемого водоизолирующего раствора по наиболее проницаемым направлениям нивелируется периодическими отсечениями «языков» за счет тампонирувания данных направлений быстро гелирующим составом.

7. Впервые научно-методически обоснована система критериев достижения высокой эффективности разработанных методов ОВП с использованием полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений, позволяющая повысить эффективность их применения.

Теоретическая и практическая значимость работы, реализация в промышленности

1. Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании требуемой структуры и свойств полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений, а также научно-методическом обосновании технологических приёмов применения данных реагентов, обеспечивающих увеличение эффективности изоляции водопритоков в нефтедобывающих скважинах.

2. Результаты теоретических и экспериментальных исследований, разработанные методические подходы и новые технологии прошли апробацию в промышленном масштабе на месторождениях с различными геолого-физическими условиями (Быстринское, Вать-Ёганское, Вачимско-Карьяунское, Восточно-Сургутское, Ефремовское, Западно-Сургутское, Ключевое, Ловинское, Лянторское, Мамонтовское, Нонг-Ёганское, Повховское, Покачевское, Самотлорское, Солкинское, Суторминское, Тевлинско-Русскинское, Тепловское, Федоровское, Южно-Покачевское, Южно-Ягунское, Яун-Лорское и др.).

3. Результаты выполненного комплекса исследований вошли в нормативные документы, инструкции и методики: РД 39-0148070-0147009-86 «Технология ликвидации заколонных перетоков воды в нефтяных скважинах кремнийорганическим водоизолирующим реагентом Продукт 119-204»; РД 39Р-0148463-0004-89 «Инструкция по технологии повышения производительности обводненных скважин с использованием кремнийорганических водоизолирующих

составов и кислотных композиций»; СТП 5804465-021-90 «Технология изоляции водопритоков в скважинах кремнийорганическими соединениями» – г. Когалым, ПО «Когалымнефтегаз»; СТП 5753490-022-91 «Технология изоляции водопритоков и прорыва газа в нефтяных скважинах» – г. Сургут, ПО «Сургутнефтегаз»; СТП 5804465-117-2000 «Технология изоляции водопритоков в скважинах кремнийорганическими реагентами» – г. Когалым, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

4. Научно-методические основы применения полифункциональных кремнийорганических и полимерных соединений использованы в проектной и технологической документации по разрабатываемым месторождениям (СибНИИ-ИНП):

- Технологическая схема разработки Крайнего месторождения, 1988;
- Технологическая схема разработки нефтяных пластов с применением новых и усовершенствованных технологий нефтеизвлечения Суторминского месторождения (опытный участок), 1988;
- Технологическая схема разработки нефтяных пластов с применением новых и усовершенствованных технологий нефтеизвлечения Яхлинского месторождения, 1988;
- Уточненная технологическая схема разработки Карамовского месторождения, 1989;
- Уточненный проект пробной эксплуатации Северо-Пямалияхского месторождения, 1990;
- Технологическая схема разработки Вынгаяхинского месторождения, 1990;
- Технологическая схема разработки Ловинского месторождения, 1990;
- Технологическая схема разработки Вачимского месторождения, 1991.

Методология и методы исследования

Задачи, сформулированные посредством анализа и обобщения накопленного опыта работ ОВП на месторождениях Западной Сибири и других регионов, решались комплексом теоретических и экспериментальных лабораторных исследований, физическим моделированием физико-химических процессов взаимодействия разработанных водоизолирующих реагентов с породой и пластовыми флюидами в условиях, максимально приближенных к пластовым, а также прямыми экспериментами на скважинах. Полученные результаты подтверждены современными промыслово-геофизическими методами исследований скважин, применением методов математической статистики, вероятностно-статистических методов распознавания образов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Теоретическое обоснование исходного размера олигомерных цепочек реагента; типа и минимально необходимого количества функциональных (ре-

акционно способных) групп в исходных молекулах; типа нейтральных органических радикалов у атома кремния полифункциональных кремнийорганических соединений, обеспечивающих создание материалов для применения при селективной изоляции водопритоков в нефтедобывающих скважинах.

2. Методические основы повышения эффективности изоляции заколонных перетоков воды гидрофобными кремнийорганическими реагентами с предварительным диспергированием и высаждением из нефти битумов и асфальтенов ацетоном или ацетоновыми растворами гликолей.

3. Методические основы восстановления проницаемости частично закольматированных продуктивных интервалов при изоляции водопритоков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин последовательной обработкой пласта гидрофильными кремнийорганическими составами и кислотными композициями.

4. Методические основы максимально возможного охвата изоляцией водопритоков в пласте по латерали и разрезу последовательными закачками порций растворов ПАА с неньютоновскими, а затем ньютоновскими характеристиками и различным временем гелеобразования.

5. Система критериев эффективного применения разработанных полифункциональных кремнийорганических реагентов и полимерных составов для ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях и промысловом состоянии скважин.

Степень достоверности результатов

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций диссертации обоснована использованием классических методов лабораторных физико-химических и стендовых исследований, физического моделирования процессов в условиях максимально приближенных к пластовым, многофакторного вероятностно-статистического анализа полученных экспериментальных и опытно-промысловых данных.

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных методов и методик экспериментальных исследований, выполненных на аттестованном оборудовании и средствах измерений в аккредитованных на техническую компетентность лабораториях.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на:

- XII Европейском симпозиуме «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти», г. Казань, 2003;
- V, VI и VII Международных научно-практических конференциях «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пла-

стов. Перспективы развития», г. Геленджик, Краснодарский край, соответственно, 2010, 2011 и 2012 г.г.;

- Юбилейной конференции, посвященной 40-летию деятельности ФГУП «ЗапсибНИИГГ», г. Тюмень, 2015 г.;

- Хи XI Международных научно-практических конференциях «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», г. Сочи, Краснодарский край, соответственно, 2015 и 2016 г.г.;

- Научном семинаре Федерального государственного бюджетного учреждения науки «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН)», г. Томск, 2018 г.;

- Научно-техническом совете ООО «РН-УфаниПИнефть», г. Уфа, 2018 г.;

- Научно-техническом совете ООО «ТННЦ», г. Тюмень, 2018 г.;

- Заседании кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень, 2018 г.

- Заседании кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина», г. Москва, 2019 г.

Публикации по результатам исследований

Основные положения диссертационной работы отражены в 52 печатных работах, в том числе: одна монография, 16 публикаций в изданиях, входящих в перечень рекомендуемых ВАК РФ, 10 авторских свидетельств СССР и патентов РФ.

Структура и объем работы

Работа изложена на 221 странице машинописного текста и состоит из введения, 5 глав, заключения, библиографического списка литературы из 227 наименований, содержит 27 рисунков, 36 таблицы приложения.

Соискатель выражает глубокую благодарность за всестороннюю помощь к.х.н. А.В. Маляренко, соавтору совместно выполненных работ в ГНИИХТЭОС к.х.н. А.С. Шапату и к.т.н. О.Д. Грачевой.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, установлена цель и произведена постановка задач исследований, определены методы их решения, выделены защищаемые положения, показана научная новизна и практическая зна-

чимость работы, объемы промышленного внедрения и результаты реализации разработок диссертации.

В первой главе диссертации сформулированы, систематизированы, расширены и дополнены научно-методические основы выбора структуры полифункциональных кремнийорганических соединений, обоснования их физико-химическим свойств и механизма изоляции водопритоков. Применение технологии заводнения с целью обеспечения высокого темпа добычи углеводородного сырья закономерно сопровождается необратимыми изменениями геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов. Формирование сложной гидродинамической ситуации на завершающих стадиях разработки месторождений ставит жесткие требования к технологическим показателям действующего фонда нефтяных скважин. Критический анализ результатов исследований в области технологий ВПП и РИР в условиях месторождений Западной Сибири выявил нерешенные задачи эффективного применения водоизолирующих реагентов на основе кремнийорганических соединений, а также составов из числа сшиваемых полиакриламидов (ПАА). Применение кремнийорганического реагента Продукт 119-204 при изоляции обводненных интервалов имеет успешность не выше 69%, при ликвидации заколонных перетоков – до 75%. Кремнийорганический реагент АКОР при решении этих же задач имеет успешность 66 и 79%. Использование вязкоупругих и гелеобразующих составов (ВУС и ГОС) на основе сшитых полиакриламидов при изоляции отдельных пластов и обводнившихся интервалов обеспечивают эффективность операций от 33 до 77% случаев, а при ликвидации заколонных перетоков от 57 до 75%.

При сравнительно низкой обводненности продуктивный пласт выработан не полностью и отключение его из разработки может привести к снижению нефтеотдачи. В данном случае необходимо комплексное воздействие на призабойную зону: ограничение притока воды из обводняющихся пропластков и интенсификация притока нефти, например, кислотным воздействием, из продуктивных не обводнившихся интервалов пласта. В результате блокирования водоносных интервалов при последующей закачке кислоты по всей перфорированной толщине пласта должна происходить преимущественная её фильтрация в продуктивные нефтеносные интервалы. При этом кислота, попадая в частично затампонируемые нефтеносные зоны, восстанавливает проницаемость этих участков.

Известен процесс образования полимера в водонасыщенных зонах нефтеводонасыщенного пласта вследствие взаимодействия применяемых соединений с имеющейся в порах коллектора водой. Для успешного протекания такой реакции необходимо, чтобы применяемые для водоизоляции КОС имели в составе функциональные группы, способные подвергаться гидролизу. Известны токсич-

производные КОС, выпускаемые отечественной промышленностью крупнотоннажно в виде этилсиликатов различных марок. При нормальных условиях они устойчивы к действию воды, их гидролиз протекает при повышении температуры или в присутствии катализаторов. Образующийся тампонажный материал – трехмерный пространственно сшитый полимер, адсорбируется в порах и трещинах пласта за счет реакции функциональных групп с гидроксильными радикалами породы.

Водоизолирующими реагентами являются кремнийорганические эфиры многоатомных спиртов, например гликолей. Функциональной является спиртовая группа, имеющая принципиальное отличие от этоксигруппы, так как содержит на конце цепочки гидроксил. Наличие полярной группы в составе бокового радикала кремнийорганической молекулы обеспечивает гидрофильность, то есть высокую степень сродства с водой вплоть до полной водорастворимости.

Сетчатые пространственно сшитые полимеры значительно эффективнее линейных или разветвленных, поскольку образуют устойчивую структуру даже при попадании в тампонажный раствор значительного количества примесей. При этом плотность сетки изменяется незначительно, что практически не влияет на основные её характеристики. Таким образом, помимо природы функциональной группы при разработке водоизолирующего реагента на основе КОС необходимо учитывать функциональность исходных мономерных (одноатомных) или олигомерных (цепочка из нескольких атомов) соединений, которая для обеспечения сетчатого строения тампонажного полимера должна быть выше двух. С ростом функциональности, а, следовательно, числа пространственных сшивок, увеличивается твердость образующегося полимера, модуль его упругости и сопротивление деформации.

Заметное влияние на кинетику процесса гидролитической поликонденсации, а также свойства образующихся полиорганосилоксанов, оказывает природа органических групп, обрамляющих атомы кремния. С укрупнением разветвлением органического радикала у атома кремния наблюдается снижение скорости реакции гидролиза и последующей поликонденсации КОС. Полиорганосилоксаны становятся более эластичными, плавкими, увеличивается их гидрофобная способность, повышается растворимость полимеров в органических растворителях, уменьшается стойкость к термоокислительной деструкции. В отличие от алкильных, фенильные радикалы повышают термостойкость полимера. Системы, содержащие высшие алкильные радикалы (C_6 и выше) при атоме кремния, твердых продуктов гидролиза даже при функциональности выше 2,5 вообще не образуют.

Очевидно, что целесообразна разработка реагентов на основе олигомерных соединений с функциональностью более $2,1 \div 2,4$. В качестве функциональных групп предлагается применять алкокси- или гликоксигруппы: $-\text{OR}_3-$ $(\text{OC}_2\text{H}_4)_n\text{OH}$. Органический радикал у атома кремния должен быть небольшой, чтобы не экранировать функциональную группу и не затруднять гидролиз. Это может быть метильный $-\text{CH}_3$, этильный $-\text{C}_2\text{H}_5$ или фенильный $-\text{C}_6\text{H}_5$ радикалы. Для обеспечения изменения технологических свойств водоизолирующих составов целесообразно использовать различные сочетания указанных органических радикалов.

На основании вышеприведенных теоретических концепций о химической природе и требуемых свойствах кремнийорганических соединений обосновано создание ряда новых реагентов с необходимыми для эффективного ограничения водопритоков свойствами.

Повышение успешности и эффективности ОВП реагентами указанных классов требует глубокого осмысления и формулирования научно-методических основ их применения в различных геолого-физических условиях скважин. Актуальными задачами при этом являются создание высокоэффективных способов, приёмов и технологий водоизоляционных работ с их применением.

Во **второй главе** приведены результаты экспериментальных исследований гидрофобных селективных водоизолирующих реагентов на основе олигоорганозокси(хлор)силоксанов и составов на их основе и научно-методического обоснования технологических приёмов, повышающих эффективность их применения.

Лабораторный синтез и исследование базовых физико-химических свойств (плотность, вязкость, температура застывания, способность к гидролитической поликонденсации) водоизолирующих реагентов были осуществлены в рамках программы сотрудничества институтов СибНИИНП и ГНИИХТЭОС. В результате, из отходов кремнийорганических производств получены однокомпонентные самокатализирующиеся реагенты – олигоорганозокси(хлор)силоксаны (ООЭХС): олигомеры метил-, этил-, фенил- или метилэтилфенилэтоксихлорсилоксанов. Реагенты имеют плотность $0,911 \div 1,094 \text{ г/см}^3$, динамическую вязкость $1,2 \div 14,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, температуру застывания – ниже минус 50°C , время гелирования (потери текучести при смешении с водой) – от нескольких минут до 20 часов, которое регулируется содержанием остаточного хлора в структуре молекул. Механическая прочность образующихся из них полимеров составляет $0,8 \div 2,4 \text{ МПа}$, что соответствует требованию к пределу прочности тампонажных материалов. Органосилоксановые полимеры имеют высокую ад-

гезию к горной породе. Предел прочности при разрыве составляет $0,04 \div 0,86$ МПа. Адгезия полимеров к цементному камню и породе увеличена удлинением цепочек исходных сополимеризующихся молекул и увеличением числа их сшивок при сополимеризации путем введения в состав способного к гидролизу и сополимеризации с ООЭХС кремнийорганического реагента – полифенилэтоксисилоксана (ПФЭС). Механическая прочность полимеров возрастает до 10,8-17,3 МПа, а адгезия до 1,5-4,0 МПа. Адгезия полимеров к смоченной нефтью породе практически отсутствует.

Изучены селективные и тампонирующие свойства ООЭХС: время гелеобразования реагентов при различном содержании в реакционной смеси воды и нефти, избирательность воздействия на водо- и нефтенасыщенную горную породу, эффективность тампонирования водонасыщенных пористых сред. На Рисунке 1 (на примере метилэтилфенилэтоксисилоксана) приведена характерная кривая изменения времени гелеобразования реагента при изменении количества воды в реакционной смеси.



Рисунок 1 – Характеристика процесса гелеобразования метилэтилфенилэтоксисилоксана в присутствии воды

Введение в реакционную смесь воды в количестве 5-10% недостаточно для полного гидролиза и отверждения продуктов. В основной своей массе они остаются в жидком состоянии. С увеличением содержания воды до 15% поликонденсация протекает с образованием твердых продуктов, однако в реакционной массе остается жидкая фаза, образующийся полимер имеет низкую прочность. Наибольшая скорость гидролитической поликонденсации наблюдается

при содержании воды в смесях 20-50% (Рисунок 1). При введении такого количества воды отверждение реагентов происходит за 60-90 минут, что достаточно для закачки реагента в пласты месторождений Западной Сибири. Образующиеся в таких условиях полимеры имеют монолитную структуру и наибольшую механическую прочность. При концентрации воды около 60% гидролиз ОО-ЭХС проходит также полностью, время гелирования в этих условиях увеличивается вследствие разбавления продуктов гидролиза избытком воды и затруднения процесса поликонденсации. С увеличением концентрации воды более 60-70% время гелеобразования ещё более увеличивается, образующийся полимер имеет непрочную, рыхлую структуру. Таким образом, разработанные кремний-органические реагенты ООЭХС способны к образованию прочного тампонажного материала в присутствии воды в довольно широком диапазоне концентраций: 20÷60%, что обеспечивает высокую вероятность образования полимерного камня и надежной изоляции каналов водопритока при закачке реагентов в обводненный пласт.

Характерная кривая изменения времени гелеобразования реагентов при их разбавлении нефтью (на примере олигомеров этилфенилэтоксихлорсилоксана) приведена на Рисунке 2 (содержание воды 20% от объема её смеси с КОС).

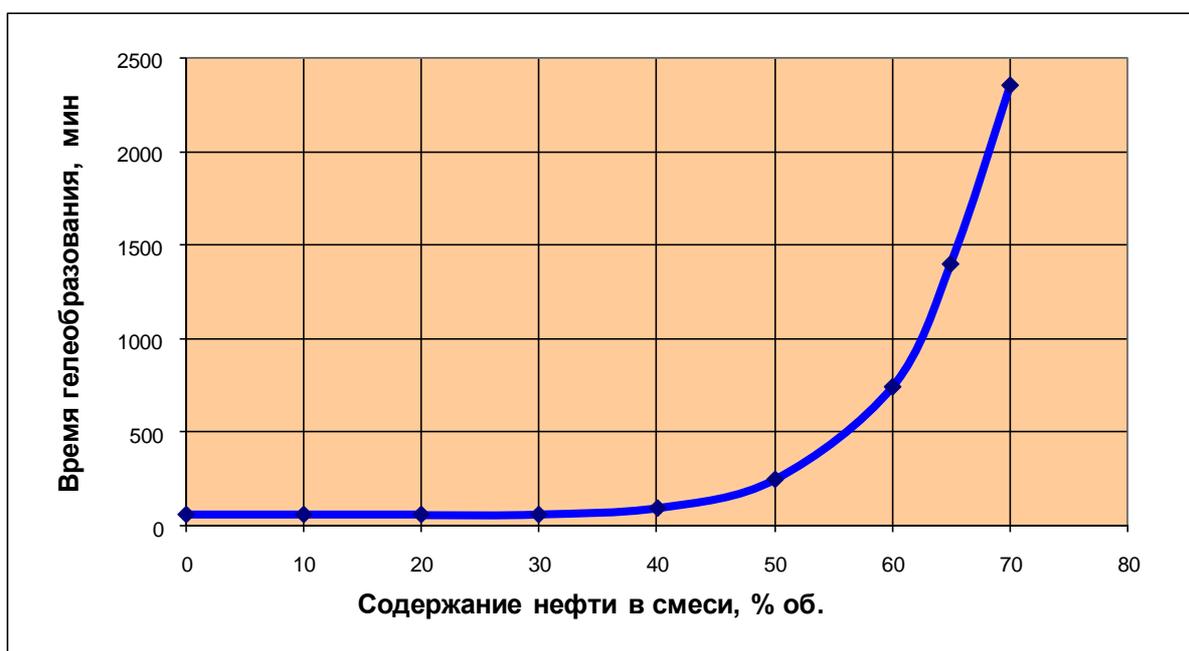


Рисунок 2 –Характеристика процесса гелеобразования этилфенилэтоксихлорсилоксана в присутствии воды при его разбавлении нефтью

Разработанные реагенты олеофильны и неограниченно растворимы в нефти и нефтепродуктах, химически с ними не взаимодействуют. Введение нефти в смесь приводит к разбавлению системы, затруднению контакта кремнийорганического реагента с водой и замедлению реакции гидролиза и поликонденсации вплоть до полного прекращения. При добавлении нефти до 40-50% поликонденсация несколько замедляется (Рисунок 2), нефть при этом вовлекается в структуру полимера, делая его сначала более мягким и эластичным, затем рыхлым и непрочным. С увеличением её концентрации до 60-70% время гелеобразования резко увеличивается, при этом полимер становится очень рыхлым, имеет слабовыраженную структуру. Дальнейшее увеличение содержания нефти в растворе ещё более затрудняет процесс гидролиза и поликонденсации, и при концентрации нефти более 75% структурированного полимера не образуется. Таким образом, попадание незначительных количеств нефти в ООЭХС, например, в процессе их доставки к зоне изоляции, не окажет влияния на процесс изоляции водонасыщенных зон. При значительном же разбавлении реагента нефтью, что будет иметь место при его фильтрации в нефтенасыщенную зону пласта, олигоорганоксисилорсилосаны резко теряют способность поликонденсации, что свидетельствует об их селективных свойствах.

Результаты фильтрационных испытаний ООЭХС на установке физического моделирования процессов и исследования проницаемости кернов в условиях, максимально приближенных к пластовым, показали высокую селективность реагентов. Обработка естественных нефтенасыщенных кернов с остаточной водонасыщенностью до 30% не снижает проницаемости для нефти. В ряде опытов она даже увеличивается, что обусловлено удалением рыхло связанной воды вследствие её взаимодействия с реагентами. При водонасыщенности около 40% и более проницаемость снижается на 15-23%. Наряду с этим проницаемость водонасыщенных кернов для воды снижается на несколько порядков – вплоть до полной закупорки образцов.

На основании результатов лабораторных и стендовых исследований, выполненных автором диссертационной работы, получено авторское свидетельство на изобретение (А.с. СССР № 1049654 Е 21 В 33/13; 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. и др. Состав для изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах, 1983 год). Исследования позволили институту ГНИИХТЭОС разработать технологию промышленного производства ООЭХС, которая обеспечила промышленный выпуск реагента по ТУ 6-02-1294-84 под наименованием «Продукт 119-204».

Известно, что кетоны, в частности, ацетон, способны диспергировать и высаживать из нефти тяжелые углеводороды – асфальты и смолы. При фильтрации ацетона в нефтенасыщенную пористую среду он коагулирует и высаживает

на поверхности породы асфальто-смолистые компоненты нефти, что приводит к временной кольтматации и резкому снижению приёмистости нефтенасыщенных пропластков, то есть препятствует попаданию в эти зоны изолирующего кремнийорганического реагента. Присутствие ацетона в системе “пластовая вода-ацетон-КОС” снижает поверхностное натяжение между указанными агентами и способствует тому, что ацетон, а вслед за ним и кремнийорганический реагент, преимущественно фильтруется в водонасыщенную зону. Гликоль, являясь двухатомным спиртом, способен дополнительно сшивать ООЭХС, увеличивая тем самым механическую прочность образуемого силоксанового полимера. С учетом отмеченных обстоятельств, при использовании Продукта 119-204 и композиций на его основе предложено применять буферные жидкости из ацетона или растворы гликолей в ацетоне.

Фильтрационные исследования (СибНИИ НП) на двухслойных насыпных моделях (УИПК-2К) показали высокую эффективность использования в качестве предварительной буферной жидкости ацетона или ацетоновых растворов гликолей. Результаты представлены в Таблице 1. Исследованные буферные жидкости определяют преимущественную фильтрацию: от 71 до 94% закачиваемого объема КОС – в водонасыщенную породу. Проницаемость водонасыщенных кернов для воды снижается при этом на 98-100%. Проницаемость нефтенасыщенных кернов с весьма высокой остаточной водонасыщенностью 40,7-66,3% для нефти снижается только на 5,0-32,8%.

Новизна и отличие от известных предложенных методических решений защищены двумя авторскими свидетельствами на изобретения:

1. А.с. СССР № 1207224, Е 21 В 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., А.С. Шапатин. Способ изоляции притока пластовых вод, 1985 год;
2. А.с. СССР № 1362122, Е 21 В 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Способ изоляции притока пластовых вод в скважине, 1987 год.

Результаты изложенных выше исследований легли в основу технологии РИР, на которую разработан и внедрен в действие отраслевой руководящий документ: РД 39-0148070-0147009-86 «Технология ликвидации заколонных перетоков воды в нефтяных скважинах кремнийорганическим водоизолирующим реагентом Продукт 119-204» (Миннефтепром), а также стандарт предприятия СТП 5804465-021-90 «Технология изоляции водоприток в скважинах кремнийорганическими соединениями» (ТПП «Когалымнефтегаз»).

Таким образом, доказано, что применение гидрофобных водоизолирующих реагентов олигоорганозтокси(хлор)силоксанов и буферных жидкостей из ацетона или ацетоновых растворов гликолей обеспечивает преимущественную фильтрацию изолирующего реагента в водонасыщенную зону.

Таблица 1 – Результаты физического моделирования диспергирования и высаждения тяжелых углеводородов в нефтенасыщенной пористой среде

| № п/п | Флюид, насыщающий керн | Остаточная водонасыщенность, % | Исходная проницаемость (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Буферная жидкость | Распределение закачиваемых ООЭХС по кернам, % | Проницаемость после обработки (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Снижение проницаемости, % |
|-------|------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| 1 | Нефть | 40,7 | 1954* | Ацетон | 6,3 | 1503* | 23,0 |
| | Вода | 100 | 8940 | | 93,7 | 7,6 | 99,9 |
| 2 | Нефть | 57,3 | 2848* | 10%-ный ацетоновый раствор этиленгликоля | 10,1 | 2355* | 17,3 |
| | Вода | 100 | 3063 | | 89,9 | 0 | 100 |
| 3 | Нефть | 64,2 | 3304* | 50%-ный ацетоновый раствор этиленгликоля | 29,0 | 2584* | 21,8 |
| | Вода | 100 | 3916 | | 71,0 | 0 | 100 |
| 4 | Нефть | 45,3 | 3128* | 20%-ный ацетоновый раствор диэтиленгликоля | 24,0 | 2979* | 5,0 |
| | Вода | 100 | 2959 | | 76,0 | 7,0 | 99,7 |
| 5 | Нефть | 66,3 | 3091* | 50%-ный ацетоновый раствор диэтиленгликоля | 27,7 | 2078* | 32,8 |
| | Вода | 100 | 2044 | | 72,3 | 0 | 100 |
| 6 | Нефть | 48,1 | 3797* | 10%-ный ацетоновый раствор триэтиленгликоля | 29,1 | 3128* | 10,8 |
| | Вода | 100 | 3765 | | 70,9 | 53,1 | 98,6 |
| 7 | Нефть | 53,2 | 1293* | 50%-ный ацетоновый раствор триэтиленгликоля | 27,7 | 1086* | 16,0 |
| | Вода | 100 | 3408 | | 72,2 | 20,2 | 99,4 |

Разработан метод селективной изоляции заколонных перетоков воды, который внедрен более чем на 200 скважинах месторождений Западной Сибири. Установлена высокая успешность работ 86-93% при снижении обводненности добываемой продукции до 0-50%. Это позволило получить дополнительную добычу нефти 0,9-2,2 тыс. т/скв. при продолжительностях эффекта 8,9-11,0 месяцев (максимальная до 3 лет).

В третьей главе изложены результаты исследования процесса восстановления проницаемости частично закольматированных продуктивных интервалов при изоляции водопритоков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин.

В лабораторных условиях была осуществлена реакция частичной переэтерификации этоксипроизводных КОС многоатомными спиртами (гликолями), оксиэтилированными алкилфенолами, моноалкиловыми эфирами гликолей (целлозольвами) и исследованы свойства полученных продуктов.

Принципиально важным свойством полученных реагентов – это их гидрофильность и, соответственно, водорастворимость. Полученные КОС в исходном состоянии стали неограниченно растворимы в воде. Свойство водорастворимости предназначенных для селективной изоляции воды реагентов – одно из наиболее важных и существенных свойств. Оно изначально предопределяет преимущественную фильтрацию тампонажного материала именно в водонасыщенную зону, то есть резко увеличивает селективность воздействия на нефте- и водонасыщенные интервалы пласта. Величина плотности полученных реагентов составляет $1,005 \div 1,092$ г/см³, вязкость $6,1 \div 18,9$ мПа*с, температура застывания не выше минус 50°С. Гелеобразование составов при взаимодействии с водой не зависит от её минерализации (в опытах использованы солевые растворы воды с концентрацией солей NaCl и CaCl₂ от нуля до 250 г/л). Выявлено, что время их гелеобразования может регулироваться в широких пределах: от нескольких минут до 24 часов. Полученным гликолевым эфирам КОС присвоено наименование и торговая марка «ВТС» – водорастворимые тампонажные составы.

Фильтрационные исследования на двухслойных моделях из естественных кернов продуктивных пластов месторождений Западной Сибири показали высокую водоизолирующую и селективную способности составов ВТС (таблица 2). При одновременной закачке без каких-либо буферных жидкостей параллельно обвязанные нефте- и водонасыщенные модели пласта большая часть объема реагента (59,1-66,3%) фильтруется в водонасыщенные образцы.

Таблица 2 – Результаты физического моделирования ОВП составами ВТС

| № п/п | Компоненты состава ВТС – содержание в смеси, % масс. | Флюид, насыщающий керн | Остаточная водонасыщенность, % | Исходная проницаемость (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Распределение закачиваемого ВТС по кернам, % | Проницаемость после обработки (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Снижение проницаемости, % |
|-------|----------------------------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|
| 1 | Тетраэтоксисилан – 49,3 Этиленгликоль – 44,0 Метилтрихлорсилан – 6,7 | Нефть | 36,5 | 174* | 33,7 | 166* | 4,5 |
| | | Вода | 100,0 | 3350 | 66,3 | 3,0 | 99,9 |
| 2 | Этилсиликат-32 – 20,5 Диэтиленгликоль – 49,1 ООЭХС – 30,4 | Нефть | 44,6 | 736* | 39,7 | 643* | 12,6 |
| | | Вода | 100,0 | 2228 | 60,3 | 23,6 | 99,9 |
| 3 | Этилсиликат-32 – 35,9 Триэтиленгликоль – 43,2 ООЭХС – 20,9 | Нефть | 13,0 | 2930* | 40,9 | 2306* | 21,3 |
| | | Вода | 100,0 | 3788 | 59,1 | 5,3 | 99,9 |
| 4 | Тетраэтоксисилан – 20,5 Этиленгликоль – 49,0 ООЭХС – 30,5 | Нефть | 20,4 | 2283* | 39,0 | 1843* | 19,2 |
| | | Вода | 100,0 | 3452 | 61,0 | 3,7 | 99,9 |
| 5 | Этилсиликат-50 – 80,5 Этиленгликоль – 16,6 Метилтрихлорсилан – 2,9 | Нефть | 32,0 | 236* | 36,2 | 214* | 9,3 |
| | | Вода | 100,0 | 289 | 63,8 | 0,4 | 99,9 |
| 6 | Этилсиликат-40 – 44,7 Этиленгликоль – 52,3 Метилтрихлорсилан – 3,0 | Нефть | 28,3 | 134* | 34,5 | 122* | 8,9 |
| | | Вода | 100,0 | 168 | 65,5 | 0,2 | 99,9 |

При этом фильтрация воды через водонасыщенные керны ограничивается на 99,9%, а снижение проницаемости нефтенасыщенной породы для нефти составляет 4,5-21,3%. Установлено, что составы ВТС образуют стеклоподобные гели при большем содержании воды в реакционной смеси (до 75-80%). При этом механическая прочность образующихся полимеров имеет тот же порядок и даже выше, чем у полимеров из ООЭХС.

Новизна и отличие от известных разработанных гликолепроизводных кремнийорганических водоизолирующих составов защищены авторским свидетельством на изобретение (А.с. СССР № 1207223, Е 21 В 33/13; 43/32.Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Шапатын А.С., Грачева О.Д. Состав для изоляции притока пластовых вод в скважину, 1985 год).

Технология ОВП регламентирована региональными нормативными документами (СТП 5804465-021-90 «Технология изоляции водоприток в скважинах кремнийорганическими соединениями», ТПП «Когалымнефтегаз»; СТП 5753490-022-91 «Технология изоляции водоприток и прорыва газа в нефтяных скважинах», ПО «Сургутнефтегаз»; СТП 5804465-117-2000 «Технология изоляции водоприток в скважинах кремнийорганическими соединениями», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь») и реализована в промышленных масштабах на месторождениях Ноябрьского, Когалымского, Сургутского, Лангепасского регионов. Успешность водоизоляции составила 70-78%; обводненность снизилась на 20-70%; получена дополнительная добыча нефти 0,4-1,9 тыс. т/скв. при продолжительностях эффекта 6-9 месяцев (максимально до 2 лет).

Выполнено научно-методическое обоснование использования целлюлозопроизводных водорастворимых тампонажных составов – «ЦВТС». Физическим моделированием ОВП на двухслойных нефте- и водонасыщенных моделях установлено снижение значений проницаемости водонасыщенных кернов после закачки в них ЦВТС на 99,4-99,9%, а проницаемости нефтенасыщенных образцов с остаточной водонасыщенностью для нефти только на 3,9-19,2%. Результаты исследований были защищены авторским свидетельством на изобретение (А.с. СССР № 1603879, Е 21 В 33/138. Земцов Ю.В., Маляренко А.В., Шапатын А.С. и др. Тампонажный состав для селективной изоляции притока пластовых вод, 1990).

Дальнейшими работами исследованы продукты взаимодействия этоксипроизводных КОС с оксиэтилированными алкилфенолами – неоналами. Данные тампонажные составы получили наименование и торговую марку «НВТС» – неоналопроизводные водорастворимые тампонажные составы. Фильтрационные исследования НВТС на двухслойных моделях нефте- и водонасыщенного коллектора показали наилучшие из числа установленных

Таблица 3 – Результаты физического моделирования ОВП составами НВТС

| № п/п | Компоненты состава НВТС – содержание в смеси, % масс. | Флюид, насыщающий керн | Остаточная водонасыщенность, % | Исходная проницаемость (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Распределение НВТС по кернам, % | Проницаемость после обработки (по воде или нефти*), мкм ² ×10 ⁻³ | Снижение (-), увеличение (+) проницаемости, % |
|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1 | Этилсиликат-40 – 9,7 Товарная форма СНО-3Б неонола АФ ₉ -12 – 61,3 Продукт 119-204 – 29,0 | Нефть | 45,5 | 894* | 13,6 | 886* | - 0,9 |
| | | Вода | 100,0 | 1063 | 86,4 | 1,5 | - 99,9 |
| 2 | Этилсиликат-40 – 93,2 Товарная форма СНО-3А неонола АФ ₉ -12 – 5,6 Соляная кислота 24%-ная – 1,2 | Нефть | 58,4 | 412* | 9,2 | 493* | + 19,7 |
| | | Вода | 100,0 | 436 | 90,8 | 0,4 | - 99,9 |
| 3 | Этилсиликат-конденсат – 79,1 Неонол ОП-10 – 20,8 Соляная кислота 24%-ная – 0,1 | Нефть | 60,8 | 148* | 12,6 | 162* | + 9,5 |
| | | Вода | 100,0 | 209 | 87,4 | 0 | - 100 |
| 4 | Этилсиликат-40 – 44,1 Товарная форма СНО-3А неонола АФ ₉ -12 – 11,8 Продукт 119-204 – 44,1 | Нефть | 52,6 | 482* | 20,4 | 492* | + 2,1 |
| | | Вода | 100,0 | 394 | 79,6 | 0,2 | - 99,9 |
| 5 | Тетраэтоксисилан – 61,0 Товарная форма СНПХ-СНО-1П неонола АФ ₉ -12 – 38,8 Соляная кислота 24%-ная – 0,2 | Нефть | 46,6 | 226* | 18,7 | 231* | + 2,1 |
| | | Вода | 100,0 | 238 | 81,3 | 0,1 | - 99,9 |

ранее характеристик селективных свойств и идентично высокую водоизолирующую способность (Таблица 3) этих реагентов. При одновременной закачке в нефте- и водонасыщенные модели 79,6-90,8% реагента поступает в водонасыщенный керн. Проницаемость по нефти нефтенасыщенных кернов с высокой остаточной водонасыщенностью (45,5-60,8%) после прокачки НВТС не снижается и даже увеличивается на 2,1-19,7%. Выявлено, что в присутствии нефти сополимеризации неололопроизводных КОС практически не происходит. Структурированный пространственно сшитый полимер не образуется. Длинные цепочки алкильного радикала неолола $-C_9H_{12}$, «растворяясь» в нефти, препятствуют контакту с водой способных к гидролизу функциональных групп КОС и затрудняют, тем самым, сополимеризацию кремнийорганических молекул. Свободный неолол, являющийся неионогенным ПАВ, при фильтрации через породу вытесняет рыхлосвязанную воду. В результате снижается величина водонасыщенности и увеличивается проницаемость керна для нефти. В водонасыщенных кернах гидролиз и сополимеризация неололопроизводных КОС протекают в полной мере и образующийся полимер на 100% закупоривает каналы фильтрации воды. Таким образом, НВТС оказались самыми высокоэффективными селективными из вновь полученных водорастворимых тампонажных КОС.

Новизна научно-методических положений и основанное на них отличие неололопроизводных кремнийорганических водоизолирующих составов защищена патентом (Патент SU № 1614560, Е 21 В 33/138. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. и др. Состав для изоляции пластовых вод в скважину, 1993 год).

Технология водоизоляционных работ с использованием НВТС регламентирована региональным руководящим документом СТП 5804465-117-2000 «Технология изоляции водопритоков в скважинах кремнийорганическими соединениями», ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь. Состав применён при производстве более 50 РИР на месторождениях Сургутского, Когалымского и Лангепасского регионов с высокой успешностью и эффективностью.

Как отмечалось выше, проницаемость нефтенасыщенных моделей для нефти после закачки в них водорастворимых КОС не снижается или снижается незначительно, а водонасыщенные модели теряют проницаемость практически полностью – на 99-100% (Таблицы 2, 3). Одновременно установлено, что разработанные реагенты ВТС и НВТС образуют полимеры, которые разлагаются (растворяются) сильными минеральными кислотами, в частности, смесью соляной и плавиковой кислот. Отмеченные свойства послужили методической основой разработки комплексной технологии обработки обводнившегося продуктивного пласта кремнийорганическими реагентами и кислотными составами.

Выполнены исследования на двухслойных моделях, содержащих колонки естественных кернов, одна из которых была полностью водонасыщена, а вторая содержала остаточную подвижную нефть. Для моделирования остаточной подвижной нефти через нефтенасыщенные керны с замеренной проницаемостью для нефти, прокачивали воду до момента не полного вытеснения нефти. По замеренному объёму вытесненной нефти определяли остаточную нефтенасыщенность породы. В параллельно обвязанные колонки кернов (водонасыщенную и с остаточной подвижной нефтью) одновременно при одинаковом давлении и температуре закачивали водорастворимые изолирующие составы ВТС или НВТС. Обработанные керны выдерживали на реакции с закачанным реагентом в течение 2-12 часов. Затем прокачивали через них кислотные составы, выдерживали на реакции с кислотой 0,5-3 часа и повторно определяли проницаемость: полностью водонасыщенных моделей для воды, с остаточной подвижной нефтью – для нефти.

Результаты экспериментов показали (Таблица 4) увеличение проницаемости породы с начальной нефтенасыщенностью $73,6 \div 81,4$ % на $38,5 \div 71,8$ %. Величина проницаемости образцов с остаточной нефтенасыщенностью $49,5 \div 51,4$ % (образцы с подвижной нефтью) практически не изменяется в сравнении с начальной: снижается на 2,6% или даже увеличивается на 8,8 %. Значение проницаемостиводонасыщенных образцов снижается на $97,9 \div 98,6$ %.

Разработанные научно-методические основы комплексного воздействия на призабойную зону обводненных скважин, их новизна и отличия от известных, защищены охранными документами:

1. А.с. СССР № 1184307, Е 21 В 43/27. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. и др. Способ ограничения приемистости сильнопоглощающих интервалов пласта в нагнетательных скважинах, 1985 г.;

2. Патент SU № 1607481, Е 21 В 43/27; 33/138.Земцов Ю.В., Маляренко А.В., Кононенко А.А. и др. Способ обработки неоднородного пласта, 1993 г.

Комплексная технология ограниченияреализована в отраслевом руководящем документе: РД 39Р-0148463-0004-89 «Инструкция по технологии повышения производительности обводненных скважин с использованием кремнийорганических водоизолирующих составов и кислотных композиций». – М.: Миннефтепром, и внедрена более чем на 250 скважинах месторождений Ноябрьского, Сургутского, Когалымского регионов. Установлена успешность обработок 83-90% и снижение обводненности добываемой продукции с 95-100% до 70-90%. Получена дополнительная добыча нефти 1,3-3,3 тыс. т/скв. при средней продолжительности эффекта 14-20 месяцев.

Таблица 4 - Результаты физического моделирования комплексной обработки ОВП составами ВТС, НВТС и интенсификации притока нефти кислотными композициями

| № п/п | Кремнийорганический реагент для предварительной обработки | Кислотный состав для последующей обработки, % вес. | Водонасыщенность/нефтенасыщенность*, % | Исходная проницаемость (по нефти*или воде), $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ | Проницаемость после комплексной обработки (по нефти*или воде), $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ | Снижение (-), увеличение (+) проницаемости, % |
|-------|----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1 | ВТС (тетраэтоксисилан + этиленгликоль+Hcl) | Водный раствор: HCl – 12% HF – 3% | 19,6/80,4* | 255* | 438* | + 71,8 |
| | | | 51,5/49,5* | 263* | 256* | - 2,6 |
| 2 | ВТС (этилсиликат-32 + Этиленгликоль +Hcl) | Водный раствор: HCl – 12% HF – 3% | 26,4/73,6* | 138* | 229* | + 65,9 |
| | | | 100 | 142 | 3 | - 97,9 |
| 3 | НВТС (этилсиликат-40 + неонол АФ ₉₋₁₂ + Продукт 119-204) | Водный раствор: HCl – 12% HF – 4% | 25,2/74,8* | 26* | 36* | + 38,5 |
| | | | 48,6/51,4* | 34* | 37* | + 8,8 |
| 4 | НВТС (этилсиликат-40 + неонол АФ ₉₋₁₂ + Продукта 119-204) | Водный раствор: HCl – 14% HF – 3% | 18,6/81,4* | 364* | 599* | + 64,6 |
| | | | 100 | 424 | 6 | - 98,6 |

Недостатками составов ВТС является их многокомпонентность (этилсиликат, гликоль и катализатор) и необходимость применения в течение не более 24 часов с момента приготовления. Для разработки стабильного при длительном хранении однокомпонентного водорастворимого кремнийорганического реагента заводской готовности в качестве исходных КОС были выбраны ортокремневая кислота $\text{Si}(\text{OH})_4$ и этилсиликаты, в качестве гликолей – индивидуальные гликоли и полигликоли (кубовые остатки производства гликолей), в числе катализаторов исследованы соли щелочных и щелочноземельных металлов и основание КОН.

Совместно со специалистами ГНИИХТЭОС были исследованы кинетика и закономерности структурирования полученных гликолевых эфиров ортокремневой кислоты, процесс образования гелей, структурно-механические свойства полимеров, образующихся при гидролитической поликонденсации. В результате был получен *однокомпонентный* реагент, которому при заводском выпуске было присвоено наименование «ВТОКС» – водорастворимый тампонажный отверждаемый кремнийорганический состав. ВТОКС образует достаточно прочные гели при значительном разбавлении водой – до 95%. Данное свойство проявляется благодаря способности образующихся гелей к набуханию (увеличению в объеме в 1,2-2,7 раз) и удерживанию в сетке полимера большого количества воды. По физико-химическим свойствам ВТОКС является аналогом составов ВТС. Реагент представляет собой прозрачную жидкость от светло-желтого до коричневого цвета, имеет плотность $1,005 \div 1,090 \text{ г/см}^3$, вязкость $1,5 \div 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, температуру застывания – ниже минус 50°C . Срок хранения реагента не менее 6 месяцев. Растворяется в воде в любых соотношениях, по истечении индукционного периода вследствие гидролиза водой и поликонденсации отверждается с образованием стеклоподобного геля. Время гелеобразования ВТОКС при смешении с водой при температурах $50^\circ\text{-}120^\circ\text{C}$ составляет от нескольких часов до 30-20 мин, уменьшается с увеличением температуры и увеличивается с ростом степени разбавления водой. Полимеру, образуемому из ВТОКС, присуща способность растворяться в минеральных кислотах со всеми вытекающими из этого положительными последствиями.

Фильтрационные тесты на двухслойных моделях выявили высокие селективные свойства и водоизолирующую способность реагента (Таблица 5). При одновременной закачке ВТОКС в нефте- и водонасыщенные колонки кернов наблюдается преимущественная фильтрация реагента в водонасыщенную модель. Проницаемость водонасыщенных кернов снижается на 100%, а проницаемость нефтенасыщенных моделей для нефти практически

Таблица 5 – Результаты физического моделирования ОВП реагентом ВТОКС

| № п/п | Флюид, насыщающий керн | Остаточная водонасыщенность, % | Кислотный состав для последующей обработки, % вес. | Исходная проницаемость (по воде или нефти*), $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ | Проницаемость после обработки (по воде или нефти*), $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$ | Снижение (-), увеличение (+) проницаемости, % |
|-------|------------------------|--------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 1 | Нефть | 36,4 | – | 254* | 252* | – 0,7 |
| | Вода | 100,0 | | 363 | 0,4 | – 99,9 |
| 2 | Нефть | 28,3 | – | 428* | 437* | + 2,1 |
| | Вода | 100,0 | | 516 | 0 | – 100 |
| 3 | Нефть | 31,6 | Водный раствор: HCl – 12% HF – 3% | 348* | 614* | + 76,4 |
| | Вода | 100,0 | | 386 | 4,3 | – 98,9 |
| 4 | Нефть | 42,6 | Водный раствор: HCl – 8% HF – 3% | 162* | 252* | + 55,6 |
| | Нефть | 68,6 | | 294* | 306* | + 4,1 |
| 5 | Нефть | 36,6 | Водный раствор: HCl – 14% HF – 2% | 52* | 83* | + 59,6 |
| | Нефть | 59,8 | | 88* | 94* | + 6,8 |

не изменяется. После кислотной обработки нефтенасыщенные модели увеличивают проницаемость для нефти на 55,6-76,4%.

Опытные работы по испытанию ВТОКС были осуществлены на 10-ти скважинах Суторминского месторождения при изоляции отдельных обводненных интервалов, ликвидации заколонных перетоков воды и ограничения притока подошвенных вод. При ликвидации заколонных перетоков воды РИР с использованием ВТОКС выполнялись по технологии применения водорастворимых тампонажных кремнийорганических материалов типа ВТС без последующей кислотной обработки призабойной зоны. При изоляции отдельных обводненных интервалов пласта и подошвенных вод РИР выполнялись по РД 39Р-0148463-0004-89 «Инструкция по технологии повышения производительности обводненных скважин с использованием кремнийорганических водоизолирующих составов и кислотных композиций». Успешность работ составила: при ликвидации заколонных перетоков на 3-х скважинах – 100%, изоляции обводненных интервалов пласта на 4-х скважинах – 75%, подошвенных вод на 3-х скважинах – 67%. На Чебоксарском ПО «Химпром» налажен промышленный выпуск реагента ВТОКС по ТУ 6-02-1-661-90. В последующем реагент внедрен на более 60 скважинах месторождений Сургутского, Ноябрьского, Когалымского регионов. Успешность работ составила 83-90%, снижение обводненности добываемой продукции с 90-100% до 50-80%, дополнительная добыча нефти за 9-23 месяца от 0,9 до 7,5 тыс. т/скв.

Четвертая глава посвящена научно-методическому обоснованию повышения возможного охвата изоляцией водопритока в неоднородном пласте по разрезу и латерали с применением гелеобразующих составов на основе ПАА. В разделе представлены результаты экспериментальных исследований закачек большеобъемных оторочек гелеобразующих составов ГОС-ВТ на основе полиакриламидов с докреплением вблизи ствола скважины высокопрочным полимерным тампонажным материалом, образующимся из полифенолов (ди- и тригидроксифенолы, техническое наименование и в дальнейшем по тексту – «фенолоспирт» (ФС), ТУ 6-05-1164-87). Большеобъемные закачки требуются при изоляции нагнетаемых (контурных) вод в условиях больших толщин водопромытых зон пласта, а также при отсечении изоляционным экраном конуса подошвенной воды. Успешность таких работ при закачках реагентов в объемах 10-20 м³ не превышает 50%. Выбор в качестве изолирующего материала ГОС на основе полиакриламидов обусловлен их способностью образовывать в присутствии сшивающих агентов тампонирующий материал, сочетающий в себе свойства твердых тел (сохранение формы) и эластомеров (упругие обратимые деформации при нагрузках). ПАА хорошо

растворяется в воде, включая техническую. Концентрации полимера в растворах, применяемых для ОВП, очень малы: от 0,01 до 0,5%, что позволяет использовать большие объемы тампонажного материала без существенного удорожания работ.

Известно, что как низко-, так и высокомолекулярные сшитые трёхвалентным хромом полиакриламида подвержены термической деструкции, и чем выше пластовая температура, тем она ярче выражена. С участием автора настоящей работы разработан гелеобразующий состав для высоких температур ГОС-ВТ, в котором в отличие от известных в качестве сшивающего полиакриламида агента применены двух- и трехатомные гидроксифенолы или их смеси, а соли хрома могут добавляться для уменьшения времени гелеобразования композиции, когда это требуется. Замена сшивателя ПАА привела к новому качеству образующихся полимеров. Они оказались более устойчивы к термоокислительной деструкции: антиоксидантные свойства фенольных групп предотвращают преждевременное окисление полимера и, как следствие, делают гели более стабильными во времени. Одновременно они становятся устойчивы к повышению пластовых температур до 100-120°C.

Выполнены лабораторные реологические исследования растворов ПАА марок DP 9-8170, DMP-310, PDA -1041 со сшивкой их фенолоспиртом товарной формы (ТУ 6-05-1164-87), тестирование времени их гелирования в зависимости от концентрации указанных компонентов, а также при добавлении бихромата калия для ускорения гелеобразования. Растворы с базовыми концентрациями ПАА 0,3 %, имеют низкую динамическую вязкость: 10-20 мПа*с при температуре 25°C и 3-9 мПа*с при пластовой температуре 80°C. Это говорит об отсутствии сложностей при приготовлении и прокачке составов до зоны изоляции, легкости их фильтрации в пористые среды и возможности закачки в пласт значительных объемов без существенного роста устьевого давления нагнетания. Составы, содержащие 0,1-0,3% ПАА и 0,3-0,9% ФС, гелируют при 80°C за 18-24 часа, что также дает возможность закачки больших объемов раствора полимера в пласт. Вязкость раствора может быть легко увеличена при введении в него, например, бентонитовой глины, что позволяет применять составы при изоляции зон с высокой приёмистостью (1500 м³/сут и более). Также установлено, что увеличение концентрации ФС в составе приводит к снижению времени гелеобразования ГОС-ВТ и упрочнению образующегося геля. При плавном или резком увеличении концентрации ФС в составе ГОС-ВТ вплоть до 100% образуется *неразрывная гомогенная система*, меняющая структуру от геля из сшитого ПАА до твердого полимера из фенолоспирта. Последнее позволило рекомендовать апробацию фенолоспирта в качестве докрепляющего реагента при продавке им больше-

объёмных водоизоляционных экранов низко концентрированных растворов ГОС-ВТ.

Фильтрационные тесты ГОС-ВТ на моделях, выполненных из образцов естественных кернов, показали высокую водоизолирующую способность составов. Так, базовые составы, содержащие 0,3 % ПАА и 0,5-0,6 % фенолоспирта, снижают проницаемость водонасыщенных пористых сред в 36,7-45,6 раз (Таблица 6, опыты 1 и 3).

Исследованиями двухслойных моделей установлено, что для кратного увеличения эффективности изоляции разнопроницаемых водоносных пропластков в условиях значительной проницаемостной неоднородности обводнившихся пластов необходимо:

1. Состав ГОС-ВТ закачивать порционно и с различными реологическими характеристиками. На начальном этапе используется состав с ньютоновской характеристикой, предпочтительно, наибольшей допустимой для закачки вязкости; в каждой последующей порции состава снижают его фильтрационное сопротивление за счет уменьшения псевдопластических свойств и вязкости; на заключительном этапе используют ГОС с ньютоновскими реологическими характеристиками, возможна продавка последней его порции маловязким также ньютоновским раствором, используемым в качестве более прочного докрепляющего тампонажного материала. Такой способ смены реологии состава непосредственно в процессе закачки значительно увеличивает охват изоляцией разнопроницаемых пористых сред.

2. Следует производить кратное снижение времени гелеобразования отдельных порций закачиваемого ГОС-ВТ введением в состав, например, бихромата калия или натрия. Сокращение времени гелеобразования отдельных порций ГОС приводит к тому, что «языкообразный» характер фильтрации закачиваемого тампонажного раствора по наиболее проницаемым направлениям пласта нивелируется периодическими отсечениями «языков» за счет их тампонирующего быстро гелирующим составом. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков с максимально возможным охватом пласта воздействием изолирующего материала.

Как показали фильтрационные тесты, использование указанных методических подходов вызывает снижение значения проницаемости моделей водонасыщенного неоднородного по проницаемости пласта от 274 до тысячи и более раз (Таблица 6, опыт 2).

Выявлена высокая селективная способность ГОС-ВТ и апробированного способа водоизоляции с докреплением изоляционного экрана фенолоспиртом.

Таблица 6 – Результаты фильтрационных испытаний составов ГОС-ВТ

| № | | Параметры модели | | Реагенты состава, % вес. | Этапы обработки: порядок и режимы фильтрации, объемы реагентов, время реагирования | Распределение потока реагента в модели (водонасыщенную и нефтена-сыщенную*) | | Проницаемость по воде или нефти*, мкм ² ×10 ⁻³ | | Снижение проницаемости, К _в /К ¹ _в ; К _н /К ¹ _н , раз |
|--------|---------|------------------------|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| опы-та | мо-дели | Водо-насы-щен-ность, % | Неф-тенасы-щен-ность, % | | | мл | % | до воздей-ствия, К _в , К _н | после воз-действия, К ¹ _в , К ¹ _н | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 | | 100 | – | DMP-310 - 0,3 %; ФС-0,6 %; подтоварная вода – остальное | 1.Закачка ГОС-ВТ при ΔP _{нач} = 0,005 МПа и ΔP _{кон} = 0,012 МПа, V = 12,6 мл. 2. Выдержка на реакции 22 часа | 12,6 | 100 | К _в = 58,7 | К ¹ _в = 1,6 | 36,7 |
| 2 | 1 | 100 | – | 1. DMP-310 - 0,3 %; ФС - 0,6 %; подтоварная вода – остальное | 1.Закачка ГОС-ВТ №1 при ΔP _{нач} = 0,006 МПа и ΔP _{кон} = 0,018 МПа, V = 21,2 мл; 2. Выдержка на реакции 2 часа. | Модель 1– 12,8 Модель 2– 8,4 | Модель 1– 60,4 Модель 2 – 39,6 | К _{в1} = 81,7 | К ¹ _{в1} = 0,06 | 1362 |
| | 2 | 100 | – | 2. DMP-310 - 0,3 %; ФС - 0,5 %; БХК – 0,08 %; подтоварная вода – остальное | 3. Закачка ГОС-ВТ № 2 при ΔP _{нач} = 0,022 МПа и ΔP _{кон} = 0,076 МПа, V=10,4мл; 4. Выдержка на реакцию 26 час | Модель 1– 2,1 Модель 2–10,5 | Модель 1– 16,7 Модель 2 – 83,3 | К _{в2} = 13,7 | К ¹ _{в2} = 0,05 | 274 |
| 3 | 1 | 100 | – | DMP-310 - 0,3 %; ФС-0,5 %; подтоварная вода – остальное | 1.Закачка ГОС-ВТ при ΔP _{нач} = 0,004 МПа и ΔP _{кон} = 0,007 МПа, V=14,8 мл. 2. Выдержка на реакцию 20 час | Модель 1– 13,5 | Модель 1– 91,2 | К _в = 63,8 | К ¹ _в = 1,4 | 45,6 |
| | 2 | 39,6 | 60,4 | остальное | | Модель 2*– 1,3 | Модель 2*– 8,8 | К _н = 4,9* | К ¹ _н = 4,1* | 1,2 |
| 4 | | 100 | – | ФС (товарная форма) | 1.Закачка ФС при ΔP = 0,001 МПа, V = 65,7мл. 2. Выдержка на реакцию 15 час | 65,7 | 100 | К _в = 372,6 | К ¹ _в = 0,01 | 37260 |
| 5 | 1 | 100 | – | 1.DMP-310-0,3%;ФС-0,5 %; подтоварная вода – остальное | 1.Закачка ГОС-ВТ при ΔP = 0,019 МПа, V = 17,3 мл | Модель 1– 13,5 Модель 2*– 3,8 | Модель 1– 78,0 Модель 2*– 22,0 | К _в = 99,8 | К ¹ _в = 0,1 | 998 |
| | 2 | 34,7 | 65,3 | 2. ФС (товар.форма) | 2. Закачка ФС при ΔP = 0,060 МПа, V = 2,7 мл. 3. Выдержка на реакцию 12 час | Модель 1– 2,5 Модель 2*– 0,2 | Модель 1– 92,6 Модель 2*– 7,4 | К _н = 7,1* | К ¹ _н = 1,9* | 3,7 |

При одновременной фильтрации в водо- и нефтенасыщенные пористые среды, наряду со снижением проницаемости водоносных зон от 45 до 998 раз, происходит снижение проницаемости нефтенасыщенных моделей только в 1,2-3,7 раза (Таблица 6, опыты 3 и 5).

Новизна и отличия предложенных научно-методических приёмов использования сшитых ПАА для изоляции водопритоков защищены патентами на способы ОВП:

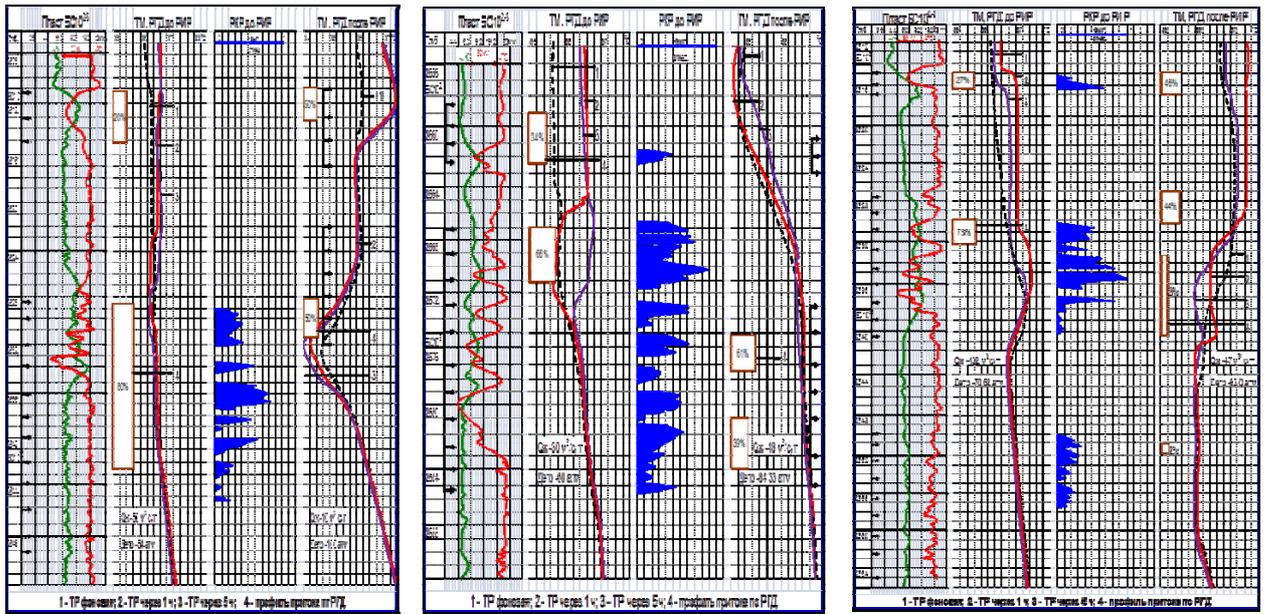
1. Патент RU № 2219327, Е 21 В 33/138. Земцов Ю.В., Лядов Б.С и др. Способ изоляции водогазопритоков, 2003;

2. Патент RU № 2219328, Е 21 В 33/138. Земцов Ю.В., Лядов Б.С и др. Способ изоляции водогазопритоков в скважинах, 2003.

Опытные испытания составов ГОС-ВТ проведены в условиях пласта БС10₂₊₃ Тевлинско-Русскинского месторождения, отличающегося высокой расчлененностью и неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Пласт состоит из семи-одиннадцати отдельных, а иногда частично сливающихся пропластков. Пористость коллектора изменяется в пределах 14-24%, а проницаемость отдельных пропластков – от 0,01 до 1,60 мкм². Отмеченные расчлененность и неоднородность значительно усложняют разработку объекта, в частности, обуславливают преждевременное обводнение скважин до пределов рентабельной эксплуатации в момент весьма неполной выработки пласта.

Работы по изоляции нагнетаемых вод были осуществлены одновременно в трех рядом расположенных скважинах первых рядов от разрезающего нагнетательного ряда. При производстве РИР апробирована технология порционных закачек ГОС-ВТ с описанными выше характеристиками. Закачки в скважины осуществлены в суммарных объемах от 20 до 40 м³ ГОС-ВТ с применением ПАА марки DMP-310 и использованием в качестве сшивателя фенолоспирта марки «Б» товарной формы (ТУ 6-05-1164-87). В отдельные порции ГОС для ускорения их гелеобразования добавлялся бихромат калия. После закачек состава производилось докрепление изолирующего экрана закачкой вслед за ГОС-ВТ того же фенолоспирта товарной формы. Схема расположения скважин исследуемого объекта приведена на Рисунке 3.

В скважинах №№ 7426; 7425 и 7399, работавших до РИР с обводнением 95-96%, промыслово-геофизическими исследованиями после выполненных изоляционных работ подтверждены изменения профилей притока, в том числе вовлечение в разработку ранее не работающих или слабо отдающих интервалов. После ОВП в течение последующих четырнадцати месяцев дополнительно добыто 1,6 тыс. т нефти и ограничен отбор 66,2 тыс. м³ непроизводительно закачиваемой и попутно извлекаемой воды. Как видно из дан-



Скважина № 7399

Скважина № 7425

Скважина № 7426

Рисунок 4 – Профиль притока на скважинах до и после РИР

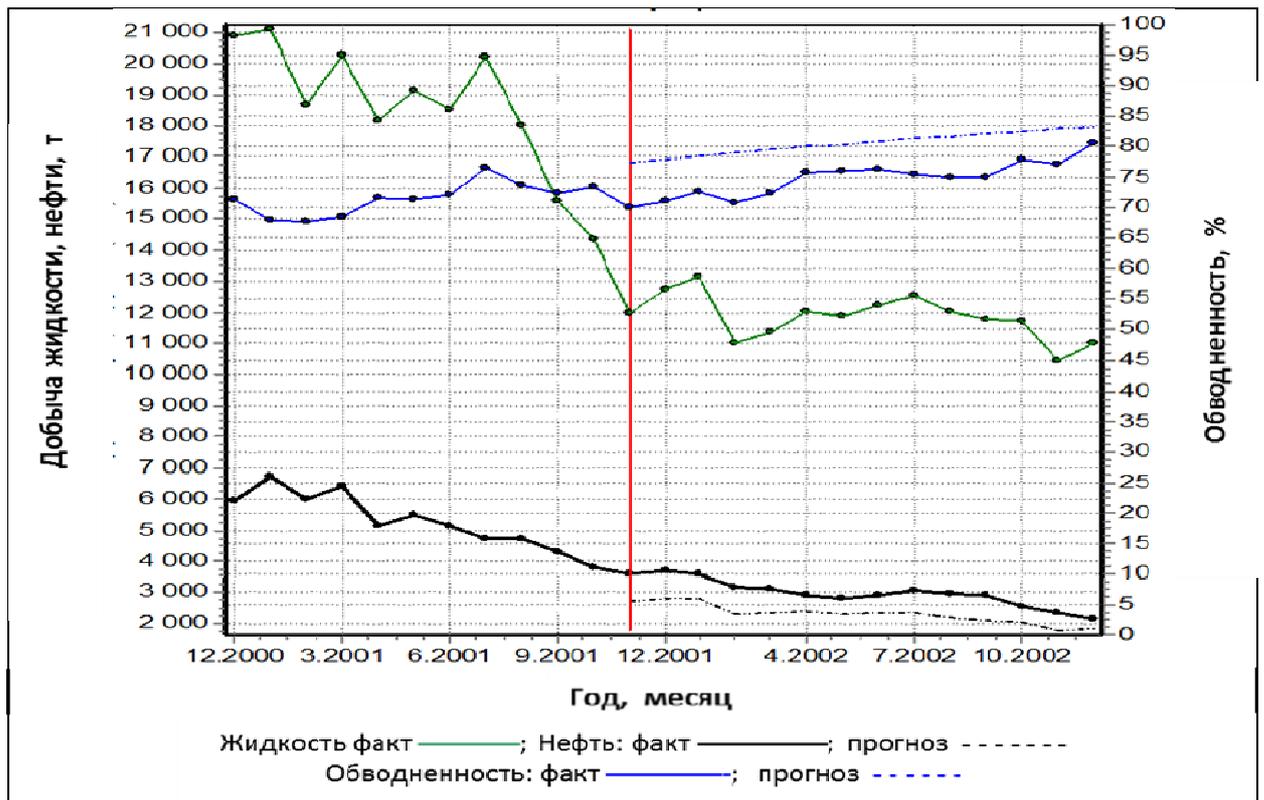


Рисунок 5 – Технологические показатели добычи

пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Вследствие ограничения отборов нагнетаемой в пласт воды в ремонтируемых добывающих скважинах перераспределяются её потоки на участке ближайшего окружения, что идентично воздействию на участок со стороны нагнетательных скважин при реализации в них потокоотклоняющих технологий.

В пятой главе приведены результаты многофакторного анализа эффективности разработанных методов ОВП в различных геолого-физических условиях. Для решения поставленных задач использована статистика Манна-Уитни, последовательная диагностическая процедура Вальда. Выявлены наиболее значимые геолого-физические факторы, определяющие успешность и эффективность водоизоляционных работ. Установлены критерии применения разработанных методов ОВП и предложена методика диагностирования/прогноза результатов РИР:

- 1) факторы анализируемых выборок скважин предварительно исследуются на информативность по статистике Манна-Уитни;
- 2) для дальнейшего анализа отбираются только те факторы, которые по критерию Манна-Уитни влияют на результат с вероятностью не менее 0,75;
- 3) выбранные факторы разбиваются на уровни (интервалы) и по мере Кульбака определяется их информативность, как в каждом интервале, так и фактора в целом;
- 4) по совокупности значений критерия Манна-Уитни и меры Кульбака из анализа исключаются наименее информативные и корреляционно зависимые факторы. Корреляционно зависимыми факторами являются такие, которые имеют тесную связь. Например, накопленная добыча нефти тесно связана с накопленной добычей жидкости, дебит нефти тесно связан с дебитом жидкости (через обводненность продукции);
- 5) по вычисленным значениям диагностических коэффициентов интервалов информативных факторов устанавливаются закономерности их влияния на результат ОВП, определяются граничные и оптимальные значения, при которых изоляционные работы наиболее эффективны. То есть, по существу, устанавливаются критерии применимости исследуемого метода ОВП;
- 6) по информативным независимым факторам решается задача распознавания скважин по основному соотношению диагностической процедуры, то есть, оценивается совокупное влияние значимых факторов на эффективность ОВП:

$$D_B < D(X_1^r) + D(X_2^p) + \dots + D(X_n^m) < D_A, \quad (1)$$

где: $D(X_1^r)$, $D(X_2^p)$, $D(X_n^m)$ – диагностические коэффициенты для r, p, \dots, m -го интервала факторов X_i ;

D_A и D_B – пороги областей успешного и неуспешного исходов ОВП, определяемые из априорного уровня ошибок отнесения объекта одного класса к другому классу, вычисляемые по формулам:

$$D_A = 10 \lg (1-\alpha)/\beta; \quad D_B = 10 \lg \alpha/(1-\beta), \quad (2; 3)$$

где: α – ошибки первого рода, то есть ошибки отнесения объекта с неуспешным исходом к категории успешных работ. Такие ошибки самые неблагоприятные, так как при выборе скважины для ОВП в данном случае на ней прогнозируются успешные работы, а фактически может быть получен отрицательный результат;

β – ошибки второго рода, то есть ошибки отнесения объекта с успешным исходом к категории неуспешных работ. Такие ошибки также нежелательны, однако не столь значимы, так как в данном случае исход работ на выбранной скважине прогнозируется как неуспешный, а фактически может быть получен положительный результат.

С учетом изложенных выше замечаний о значимости ошибок первого и второго рода, для определения порогов областей неуспешного и успешного исходов в разработанной методике α принята равной 0,05. Поскольку при диагностировании отнесение успешного ремонта к категории не успешных не особенно опасно, то величина β может быть достаточно большой. Здесь уместно также отметить, что при $\alpha = \text{const}$ с увеличением β сужается область неопределенных прогнозов. Учитывая это, β принята равной 0,9. В такой постановке основное соотношение диагностической процедуры принимает вид:

$$-3 < D(X_1^1) + D(X_2^p) + \dots + D(X_n^m) < 0 \quad (4)$$

Суммируя диагностические коэффициенты, проверяют основное соотношение. Если полученная сумма больше D_A (в нашем случае больше нуля), то объект относят к категории эффективных результатов ОВП, то есть, на данной скважине прогнозируется успешное проведение ОВП. Если полученная сумма меньше D_B (в нашем случае меньше минус трех), то проведение изоляционных работ не рекомендуется. Если полученная сумма попадает в интервал между D_B и D_A (от минус трех до нуля), принимается решение о неопределенности прогноза. В этом случае имеющейся информации недостаточно для диагностирования объекта, либо в условиях данной скважины диагностирование результата работ не может быть произведено с требуемым уровнем достоверности. Такую скважину не следует принимать в работу.

В результате многофакторного анализа установлено, что применение метода изоляции заколонных перетоков воды с использованием гидрофобных кремнийорганических реагентов (Продукт 119-204 и составы на его основе) с закачкой в скважину и пласт буфера ацетона или ацетоновых растворов гликолей определяется следующими наиболее значимыми критериями, перечисленными в таблице 7:

Таблица 7 – Критерии применения гидрофобных КОС

| Критерии | | Области значений: | | |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------|---------------|
| | | Неблагоприятная | Наиболее благоприятная | Рекомендуемая |
| 1 | Средневзвешенная нефтенасыщенность продуктивного пласта, S_n , % | < 35,0 | > 51,0 | ≥ 46,0 |
| 2 | Соотношение средневзвешенных проводимостей водоносного и продуктивного пластов: I_g ($K_{пр.в} \times H_v / K_{пр.н} \times H_n$), безразм. величина | < -0,250 | > 0,520 | ≥ 0,135 |
| 3 | Расстояние от интервала перфорации до источника обводнения, $H_{ип-в}$, м | < 3,4 | > 4,8 | ≥ 4,0 |
| 4 | Количество глинистых (плотных) прослоев, отделяющих водоносный и продуктивный пласты, N_g , шт. | < 2 | > 4 | ≥ 2 |
| 5 | Суммарная толщина глинистых прослоев, отделяющих водоносный и нефтеносный пласты, $N_{гл}$, м | < 2,8 | > 4,2 | ≥ 3,5 |
| 6 | Приёмистость скважины, $Q_{скв}$, $m^3/сут \times MPa$ | < 15,4 | 30,5÷50,0 | ≥ 18,5 |

Практическая апробация изложенного методического подхода позволила повысить успешность изоляции заколонных перетоков воды до уровня 86-93%.

Применение метода изоляции водопритоков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин последовательной обработкой пласта гидрофильными составами (ВТС, ВТОКС или НВТС) и кислотными композициями определяется следующими наиболее значимыми критериями (Таблица 8).

Таблица 8 – Критерии применения гидрофильных КОС

| Критерии | | Области значений: | | |
|----------|-------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------|---------------|
| | | Неблагоприятная | Наиболее благоприятная | Рекомендуемая |
| 1 | Накопленный водонефтяной фактор, Q_v/Q_n , доли ед. | > 3,5 | < 0,8 | ≤ 1,5 |
| 2 | Общая проницаемая толщина водоносных пропластков, H_v , м | ≥ 20,0 | 1,5÷7,8 | ≤ 13,0 |
| 3 | Средневзвешенная проницаемость пласта, $K_{пр}$, mD^2 | < 0,075 | 0,200÷0,950 | 0,150÷1,000 |

Продолжение таблицы 8

| Критерии | | Области значений: | | |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------|----------------|
| | | Неблагоприятная | Наиболее благоприятная | Рекомендуемая |
| 4 | Стандартное отклонение коэффициента проницаемости пласта от средневзвешенной величины, $\delta_{пр}$, мкм ² | < 0,060 | 0,115÷0,750 | > 0,100 |
| 5 | Текущая выработка запасов в зоне дренажа скважины, $Q_n/Q_{извл}$, доли ед. | > 0,52 | < 0,29 | ≤ 0,50 |
| 6 | Средневзвешенная нефтенасыщенность продуктивных интервалов пласта, S_n , % | < 0,40 | > 0,50 | ≥ 45 |

Практическая апробация методического подхода позволила повысить успешность изоляционных работ до уровня 83-90%.

Применение метода изоляции водопритоков большеобъемными порционными закачками гелеобразующих составов ГОС-ВТ с различными реологическими характеристиками и различным временем гелеобразования определяется критериями, приведенными в Таблице 9. Их учет при проектировании РИР обеспечил достижение следующего уровня технологической эффективности реализации рассматриваемого метода ОВП: успешность водоизоляционных работ в добывающих скважинах – 83%, а на участках комплексного (системного) воздействия одновременно со стороны нагнетательных и добывающих скважин – до 100%; снижение обводненности ремонтируемых добывающих скважин – с 93-98% до 71-85%, а в целом на участках воздействия получено фактическое снижение обводненности добываемой продукции на 3,7-18,0%; дополнительная добыча нефти – 1,6-3,3 тыс.т/скв.; продолжительность эффекта 14,0-18,0 месяцев.

С использованием результатов описанного многофакторного анализа, рассчитанных по статистическим данным значений диагностических коэффициентов наиболее значимых факторов и приведенного выше соотношения диагностической процедуры (4), предложена методика выбора скважин-кандидатов для ОВП разработанными реагентами и диагностирования/прогноза ожидаемых результатов РИР в конкретных геолого-физических условиях скважин и пластов. Разработан алгоритм описанных выше действий решения задачи распознавания вновь выбранных для РИР скважин-кандидатов по указанному соотношению диагностической процедуры. Методика может использоваться инженерно-техническим персоналом нефтедобывающего промысла или подрядчика исполнения работ ОВП на скважинах,

Таблица 9 – Критерии применения гелеобразующих составов ГОС-ВТ

| Критерии | | Области значений: | | |
|----------|------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------|--------------------------------------|
| | | Неблагоприятная | Наиболее благоприятная | Рекомендуемая |
| 1 | Текущая выработка запасов в зоне дренажа скважины, $Q_n/Q_{извл}$, доли ед. | $> 0,50$ | $< 0,30$ | $\leq 0,50$ |
| 2 | Общая эффективная толщина нефтеносных пропластков, N_n , м | < 6 | > 9 | ≥ 6 |
| 3 | Общая проницаемая толщина водоносных пропластков, N_v , м | $> 25,0$ | $6 \div 20$ | ≤ 25 |
| 4 | Коэффициент расчлененности пласта, N , ед. | ≤ 2 | $4 \div 7$ | ≥ 3 |
| 5 | Средневзвешенная проницаемость пласта, $K_{пр}$, $мкм^2$ | $< 0,150$ | $0,250 \div 1,500$ | $0,200 \div 1,900$ |
| 6 | Приёмистость скважины, Q , $м^3/сут$ | < 200 | $250 \div 1500$ | $250 \div 1500$ |

специализирующимся на подборе скважин для геолого-технических мероприятий и осуществляющим их мониторинг. Для упрощения действий и ускорения требуемых расчетов методика алгоритмирована и выполнена в виде макроса в системе Excel.

Эффективность реализации разработанных методов ОВП подтверждена авторским надзором за разработкой месторождений НГДУ Лянторнефть» (Лянторское, Нижне-Сортымское, Алёхинское месторождения). Объем внедрения метода ликвидации заколонных перетоков воды в нефтяных скважинах кремнийорганическим водоизолирующим реагентом Продукт 119-204 – 48 скважин, успешность работ 81%; экономический эффект, полученный за счет сокращения продолжительности и стоимости РИР, составил 0,605 млн. руб. (в ценах 1987 г.). Объем внедрения метода изоляции притока пластовых вод и заколонной циркуляции воды в нефтяных скважинах водорастворимыми тампонажными составами ВТС – более 100 скважин, успешность более 80%.

При авторском надзоре за разработкой месторождений Юганскнефтегаз (Мамонтовское, Ефремовское, Тепловское, Курдинское месторождения, НГДУ Мамонтовнефть) установлено, что при внедрении метода комплексного воздействия на ПЗП обводненных скважин, включающего предварительную изоляцию водоносных зон кремнийорганическими тампонажными материалами ВТС, НВТС и последующую кислотную обработку – более 50 скважин, успешность работ составила 83%, средняя продолжительность эффекта

без учета переходящего на следующий год – 6,9 месяца, удельная дополнительная добыча нефти 1,35 тыс. т/скв.

Авторским надзором за разработкой месторождений объединения Сургутнефтегаз (Быстринское, Солкинское, Вачимско-Карьяунское месторождения) определён объём внедрения метода селективной изоляции притока пластовых вод и ликвидации заколонных перетоков воды в нефтяных скважинах кремнийорганическим водоизолирующим реагентом Продукт 119-204 – более 50 скважин, успешность работ составила от 78 до 93%, средняя продолжительность эффекта без учета переходящего на следующий год 6,5 месяца, удельная дополнительная добыча нефти 1,09 тыс.т/скв. На Восточно-Сургутском, Яун-Лорском,Лянторском месторождениях объём внедрения метода селективной изоляции притока пластовых вод, ликвидации заколонных перетоков воды, а также комплексных работ по изоляции водопритокков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин последовательной обработкой пласта гидрофильными составами ВТС, НВТС и кислотными композициями составил более 100 скважин, успешность работ 80%, средняя продолжительность эффекта без учета переходящего на следующий год 6 месяцев (максимальная до 2 лет), удельная дополнительная добыча нефти 0,4÷1,9 тыс.т/скв.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Сформулированы требования к водоизолирующимреагентам, предназначенным для применения в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири:

- 1.1) Формирование структуры трёхмерного пространственно сшитого полимера, адсорбируемого в порах и трещинах водонасыщенных зон продуктивного пласта с обеспечением высокой селективной способности в терригенных полимиктовых коллекторах с высокой реликтовой водонасыщенностью (до 40-50%);
- 1.2) Полифункциональность реагентов, обеспечивающая при изоляции водопритокков сохранение проницаемости нефтяных пластов путём временной кольматации продуктивных интервалов;
- 1.3) Обеспечение перераспределения фильтрационных потоков с максимально возможным охватом изоляцией водонасыщенных зон продуктивного пласта по разрезу и латерали;
- 1.4) Необходимость изоляции притоков практически пресных пластовых вод (минерализация 15-30 г/л);

1.5) Сохранение свойств и работоспособности малокомпонентных составов при хранении не менее 1 года и сезонных перепадах температуры от плюс 40 до минус 50°С.

2. На основании теоретических исследований обоснована структура водоизолирующих материалов из числа кремнийорганических соединений. Предложены олигомерные соединения с количеством функциональных групп более 2,1÷2,4; в качестве функциональных используются алкоксигруппы: $-\text{OC}_2\text{H}_5$; $-(\text{OC}_2\text{H}_4)_n\text{OH}$; нейтральный органический радикал у атома кремния должен быть небольшой, чтобы не экранировать функциональную группу и не затруднять гидролиз и полимеризацию—это метильный $-\text{CH}_3$, этильный $-\text{C}_2\text{H}_5$ или фенильный $-\text{C}_6\text{H}_5$ радикалы. Соединения указанной структуры получены, исследования их свойств показало возможность высокоэффективного применения для селективной изоляции водопритоков в нефтедобывающих скважинах.

3. Научно обосновано и экспериментально исследовано целенаправленное изменение структуры водоизолирующих КОС введением в состав элементов, обуславливающих их гидрофобность или гидрофильность. Обоснована способность образовывать прочные полимеры при значительном разбавлении реагентов водой (до 95%). Выявлена кислоторастворимость полимеров, образующихся из гидрофильных КОС, что позволяет восстановить проницаемость частично закольматированных им продуктивных интервалов. Обосновано предварительное диспергирование и высаждение из нефти ацетоном или ацетоновыми растворами гликолей битумов и асфальтенов, временно кольматирующих продуктивные интервалы и препятствующих фильтрации в них гидрофобных изолирующих КОС.

4. Для обеспечения максимально возможного охвата изоляцией водопритоков в пласте по латерали и разрезу научно обоснованы изменение реологических характеристик и времени гелеобразования составов на основе сшитых ПАА при их порционных закачках. На начальном этапе используется состав с неньютоновской характеристикой, в каждой последующей порции состава снижают его фильтрационное сопротивление за счет уменьшения псевдопластических свойств и вязкости. На заключительном этапе используют ГОС с ньютоновскими реологическими характеристиками. В отдельные порции состава добавляют ускоритель времени гелеобразования ПАА. Это приводит к тому, что «языкообразный» характер фильтрации закачиваемого водоизолирующего раствора по наиболее проницаемым направлениям нивелируется периодическими отсечениями «языков» за счет тампонирувания данных направлений быстро гелирующим составом. Успешность ОВП уве-

личивается на 30-35% при увеличении продолжительности эффекта до 14-18 месяцев.

5. Разработаны, апробированы и внедрены новые методы водоизоляции:

5.1) Изоляция заколонных перетоков воды с применением гидрофобных кремнийорганических реагентов олигоорганоксиклорсилоксанов (Продукт 119-204 и составы на его основе). В обводненный пласт в виде буфера предварительно закачивается ацетон или раствор гликоля в ацетоне. Ацетон диспергирует и высаждает из нефти тяжелые компоненты – битумы, асфальтены, которые временно коагулируют продуктивные интервалы пласта и препятствуют фильтрации в них водоизолирующего КОС. Селективность воздействия на обводненную зону при этом резко возрастает. Гликоль вступает в реакцию с гидролизующимися КОС, обеспечивая дополнительную сшивку полимера и увеличивая его прочность. Результатом является увеличение его механической прочности, что повышает надежность и эффективность тампонирующей изолируемой зоны. Доказана высокая эффективность данного метода изоляции: успешность работ 86-93% при снижении обводненности добываемой продукции с 90-100% до 0-50%; дополнительная добыча нефти 0,9-2,2 тыс. т/скв. при продолжительности эффекта 8,9-11 месяцев, максимальная до 3 лет;

5.2) Комплексный метод изоляции водопритоков и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин последовательной обработкой пласта гидрофильными гликолепроизводными или неололопроизводными кремнийорганическими составами (ВТС, ВТОКС, НВТС) и кислотными композициями. Водорастворимость данных КОС в исходном состоянии предопределяет преимущественную фильтрацию тампонажного материала именно в водонасыщенную зону. Полимеры, образующиеся из гликолепроизводных или неололопроизводных КОС, разлагаются минеральными кислотами, что позволяет восстанавливать проницаемость частично закоагулированных полимером продуктивных интервалов. Разработанный метод обеспечил успешность обработок 83-90%, снижение обводненности добываемой продукции с 80-100% до 30-80%, дополнительную добычу нефти 0,9-7,5 тыс. т/скв. при продолжительности эффекта 9-23 месяца;

5.3) Технология порционных закачек большеобъемных оторочек гелеобразующих составов на основе полиакриламидов со сменой реологии отдельных порций состава непосредственно в процессе закачки сокращением времени гелеобразования отдельных порций КОС. Данный методический подход обеспечивает целенаправленное распределение закачиваемых в пласт потоков изолирующего материала с максимально возможным охватом изоляцией водоносных пропластков по разрезу и по латерали. Метод обладает высокой

эффективностью: успешность обработок составляет 83-100%, снижение обводненности продукции обработанных скважин с 93-98% до 70-85%, а на участках воздействия в целом – на 3-18%, дополнительная добыча нефти 1,6-3,3 тыс. т/скв., продолжительности эффекта до 14-18 месяцев.

6. Обоснованы критерии эффективного применения разработанных методов ОВП:

6.1) Эффективная изоляция заколонных перетоков воды гидрофобными КОС (Продукт 119-204 и композиции на его основе) достигается при: нефтенасыщенности продуктивного пласта – не менее 46%; расстоянии от интервала перфорации до водоносного пласта – не менее 4м; суммарной толщине глинистых прослоев, отделяющих водоносный и нефтеносный пласты – не менее 3,5м;

6.2) Эффективная изоляция пластовых вод гидрофильными КОС (составы ВТС, НВТС, ВТОКС) и интенсификации добычи нефти из обводненных скважин кислотными композициями достигается при: нефтенасыщенности продуктивного пласта – не менее 45%; текущей выработке запасов в зоне дренажа скважины – не более 50%; проницаемости обрабатываемого пласта – от 0,150 до 1,000 мкм²;

6.3) Эффективная изоляция водопритоков большеобъемными порционными закачками гелеобразующих составов на основе ПАА с различными реологическими характеристикам и различным временем гелеобразования достигается при: текущей выработке запасов в зоне дренажа скважины – не более 50%; общей проницаемой толщине водоносных пропластков – от 6 до 25 м; проницаемости обрабатываемого пласта – от 0,250 до 1,500 мкм²; приёмистости скважины – от 250 до 1500 м³/сут.

Практическая реализация выработанных критериев и разработанной методики выбора скважин-кандидатов и диагностирования/прогноза ожидаемых результатов РИР в конкретных геолого-физических условиях скважинообеспечила успешность применения разработанных методов водоизоляции на уровне 83-93%.

7. Выполненные теоретические, лабораторные и экспериментальные исследования гидрофильных водоизолирующих КОС являются новым направлением научной отечественной школы РИР с использованием в качестве водоизолирующих материалов полифункциональных кремнийорганических соединений. Это направление научных исследований рекомендуется к дальнейшему развитию, в том числе в контексте системного воздействия на пласты совместно с методами увеличения нефтеотдачи.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:В монографии

1. Земцов Ю.В. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири // Монография. – СПб.: ООО «Недра». – 2014. – 320 с.

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ

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

3. Праведников Н.К., Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Ограничение притока и изоляция вод на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело.– 1981.– № 8.– С. 21-23.

4. Ульянов Н.Е., Земцов Ю.В. Некоторые результаты водоизоляционных работ на Западно-Сургутском месторождении // Нефтяное хозяйство.– 1989.– № 5.– С. 68-70.

5. Земцов Ю.В., Кононенко А.А., Лядов Б.С., Кучма М.А., Макуров А.Д. Комплексное воздействие на обводненные скважины // Нефтяное хозяйство.– 1991.– № 4.– С. 42-44.

6. Фахретдинов Р.Н., Земцов Ю.В., Сергиенко В.Н., Шелепов В.В. Гидрофобизация призабойной зоны гидрофильных коллекторов // Нефтяное хозяйство.–1999.– № 4.– С. 29-30.

7. Гиляев Г.Г., Кошелев А.Т., Лядов Б.С., Земцов Ю.В., Хасаншин Р.Н. Об эффективности ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 11. – С. 48-50.

8. Земцов Ю.В., Грачева О.Д., Кононенко А.А. Обоснование применения полифункциональных кремнийорганических соединений для селективной изоляции водопритокков // Наука и ТЭК. – 2012.– № 2.– С. 49–54.

9. Земцов Ю.В., Тимчук А.С., Акинин Д.В., Крайнов М.В. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритокков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 17-22.

10. Земцов Ю.В. Лыткина Т.А. Некоторые аспекты процесса гелеобразования жидкого стекла при его применении для изоляции водопритокков // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 2. – С. 23-26.

11. Неклеса Р.С., Кочетов А.В., Земцов Ю.В., Лыткина Т.А. Фильтрационные исследования водоизолирующих и селективных свойств гелеобразующих составов на основе жидкого стекла // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 4. – С. 16-19.

12. Земцов Ю.В., Лыткин А.Э. Дополнительная оценка эффективности ограничения водопритокков в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 102-104.

13. Земцов Ю.В., Устюгов А.С. Многофакторный анализ эффективности ограничения водопритоков в различных геолого-физических условиях скважин и пластов // Нефтепромысловое дело.– 2016. – № 5. – С. 20-26.
14. Алтунин А.Е., Гордеев А.О., Земцов Ю.В., Зимин П.В., Семухин М.В. Разработка алгоритма автоматизированного подбора геолого-технических мероприятий и критериев ранжирования скважин-кандидатов на основе нечётких множеств // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 94-99.
15. Земцов Ю.В., Устюгов А.С. Многофакторный анализ эффективности ликвидации за- колонной циркуляции воды в нефтедобывающих скважинах // Нефтепромысловое дело.– 2017. – № 2. – С. 55-59.
16. Усольцев А.В., Земцов Ю.В., Неклеса Р.С. Результаты физического моделирования кислотной обработки матрицы породы и трещины гидроразрыва пласта в условиях низко- проницаемых терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 84-88.
17. Земцов Ю.В., Емельянов Э.В, Мазаев В.В., Чусовитин А.А. Инженерное проектирова- ние малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого- промысловых условий // Нефть Газ Новации. – 2019 г. – № 7. – С. 38-43

В авторских свидетельствах и патентах

18. А.с. СССР № 1049654, Е 21 В 33/13; 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Белогуров В.В., Ротанова О.А., Вершинин Ю.Н., Якушев В.Н., Федецов Е.А. Состав для изоляции притока пластовых вод в нефтяных скважинах, 1983.
19. А.с. СССР № 1207223, Е 21 В 33/13; 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Сушон Л.Я., Белогуров В.В., Ротанова О.А., Шапатин А.С., Грачева О.Д., Копылов В.М., Приходько П.Л., Холодков А.Т. Состав для изоляции притока пластовых вод в скважину, 1985.
20. А.с. СССР № 1207224, Е 21 В 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Сушон Л.Я., А.С. Шапатин. Способ изоляции притока пластовых вод, 1985.
21. А.с. СССР № 1362122, Е 21 В 43/32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Способ изоляции притока пластовых вод в скважине, 1987.
22. А.с. СССР № 1603879, Е 21 В 33/138. Земцов Ю.В., Мирасова И.А., Маляренко А.В., Шапатин А.С., Грачева О.Д. Тампонажный состав для селективной изоляции притока пла- стовых вод, 1990.
23. Патент SU № 1607481, Е 21 В 43/27; 33/138. Земцов Ю.В., Маляренко А.В., Красюков Е.В., Ульянов Н.Е., Кононенко А.А. Способ обработки неоднородного пласта, 1993.
24. Патент SU № 1614560, Е 21 В 33/138. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Ротанова О.А. Состав для изоляции пластовых вод в скважину, 1993.

25. Патент RU № 2135755, Е 21 В 43/22. Мазаев В.В., Гусев С.В., Коваль Я.Г., Земцов Ю.В. Состав для регулирования разработки нефтяных месторождений, 1999.
26. Патент RU № 2219327, Е 21 В 33/138. Лядов Б.С., Земцов Ю.В., Вятчинин М.Г., Рамазанов Р.Г., Хасаншин Р.Н. Способ изоляции водогазопритоков, 2003.
27. Патент RU № 2219328, Е 21 В 33/138. Лядов Б.С., Земцов Ю.В., Вятчинин М.Г., Рамазанов Р.Г., Абдрашитов Д.А. Способ изоляции водогазопритоков в скважинах, 2003.

В других изданиях

28. Земцов Ю. В., Белогуров В.В., Ротанова О.А. Исследование свойств тампонажного материала на основе полифенилэтоксисилоксана // Сб. научн. трудов «Строительство скважин и совершенствование вскрытия продуктивных пластов в Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1982. – С. 53-55.
29. Ротанова О.А., Земцов Ю. В., Белогуров В.В. Совершенствование селективных водоизолирующих реагентов на основе полифункциональных кремнийорганических соединений // Сб. научн. трудов «Интенсификация добычи нефти на новом этапе освоения месторождений Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1984. – С. 88-89.
30. Земцов Ю. В., Маляренко А.В., Ульянов Н.Е. Состояние и перспективы развития работ по изоляции водопритоков в нефтяных скважинах производственного объединения «Сургутнефтегаз» // Сб. научн. трудов «Строительство скважин и совершенствование вскрытия продуктивных пластов в Западной Сибири». – г. Тюмень. – СибНИИНП. – 1986. – С 60-65.
31. Вершинин Ю.В., Земцов Ю. В., Лепнев Э.Н, Даровских С.В., Мердяшев В.И. Некоторые аспекты изоляции водопритоков в Главтюменнефтегазе // Сб. научн. трудов «Научно-технический прогресс в бурении нефтяных скважин в Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1987. – С. 71-78.
32. Маляренко А.В., Земцов Ю.В. Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяных скважинах и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири // Обзорная информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИИОЭНГ, – 1987. – вып. № 1 (130). – 36 С.
33. Земцов Ю.В., Шапатин А.С., Шальных Г.С., Грачева О.Д., Ротанова О.А. Повышение гидрофобной активности кремнийорганических водоизоляционных материалов, используемых при добыче нефти // Инф. бюллетень по химической промышленности. – М.: НИИТЭХИМ.– 1989.– вып.4. – С.59-62.
34. Земцов Ю.В., Маляренко А.В., Ульянов Н.Е. Технология водоизоляционных работ кремнийорганическими водоизолирующими реагентами // Сб. научн. трудов «Исследования в области повышения нефтеотдачи и интенсификации разработки пластов в Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1989. – С. 136-140.

35. Маляренко А.В., Земцов Ю.В., Шапатын А.С., Копылов В.М. Разработка и исследование свойств водорастворимых кремнийорганических тампонажных составов // Сб. научн. трудов «Исследования в области повышения нефтеотдачи и интенсификации разработки пластов в Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1989. – С. 140-144.
36. Земцов Ю.В. Кремнийорганические водоизолирующие реагенты. Преимущества, недостатки и области применения // Сб. науч. трудов «Состояние, перспективы внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1990. – С. 114-119
37. Кононенко А.А., Земцов Ю.В., Ротанова О.А., Буланова А.М. Пути повышения эффективности обработок обводненных скважин // Сб. науч. трудов «Состояние, перспективы внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений Западной Сибири». – Тюмень: СибНИИНП. – 1990. – С. 120-124.
38. Сахаров Д.В., Земцов Ю.В. Анализ методов ограничения водопритоков кремнийорганическими составами на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» // Материалы 1-й научн. практ. конф. «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности». – Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть». – 2001. – С. 442-447.
39. Абдрашитов Д.А., Земцов Ю.В., Хасаншин Р.Н., Бочкарев О.Ю. Совершенствование изоляции вод в добывающих скважинах месторождений Западной Сибири // Материалы 1-ой научно-практ. конф. «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности». – Когалым: ООО «КогалымНИПИнефть». – 2001. – С. 448-451.
40. Абдрашитов Д.А., Земцов Ю.В., Хасаншин Р.Н., Лядов Б.С. Проблемы водоизоляционных работ в условиях водоплавающих залежей нефти // Интервал. – 2001. – № 6. – С. 3-5.
41. Земцов Ю.В. Опыт блочного проведения изоляции воды в добывающих скважинах на истощенных участках залежей нефти // Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти». – Казань. – 8-10 сентября 2003. – А009. – 6 С.
42. Земцов Ю.В., Хасаншин Р.Н., Абдрашитов Д.А., Монаков С.Л. Регулирование выработки запасов применением РИР в добывающих скважинах // Труды международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию ТГНГУ «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе». – Тюмень: издательская фирма «Слово». – 2003. – С. 201-206.
43. Земцов Ю.В. РИР в системном воздействии на обводненные залежи нефти // Сб. докладов Международной научно-практической конференции «Современные технологии ка-

- питального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития». – Геленджик, Краснодарский край: ООО НПФ «НИТПО». – 2006. – С.43-48.
44. Земцов Ю.В. Применение РИР в концепции системного воздействия на обводненные участки сложно-построенных залежей нефти // Интервал. – 2006.– № 6.– С. 43-46.
45. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Земцов Ю.В. Основные направления решения задачи изоляции водопритоков при первичном цементировании скважин в условиях водоплавающих залежей // Интервал. – 2007.– № 8.– С. 49-53.
46. Земцов Ю.В. Современный научно-технический уровень методов изоляции обводненных пластов и пропластков. Перспективы применения в Западной Сибири // Сб. докладов V Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», Геленджик, Краснодарский край, Краснодар: НПФ «НИТПО».–2010.–С.23-44.
47. Земцов Ю.В. Методы изоляции обводненных пластов и пропластков: перспективы применения в Западной Сибири // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 21.– С. 72-76.
48. Земцов Ю.В. Современный научно-технический уровень методов изоляции подошвенных вод. Перспективы применения в Западной Сибири // Сб. докладов VI Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», Геленджик, Краснодарский край, Краснодар: НПФ «НИТПО». – 2011. – С. 36-50.
49. Земцов Ю.В. Современный научно-технический уровень методов изоляции заколонных перетоков воды. Перспективы применения в Западной Сибири // Сб. докладов. VII Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», Геленджик, Краснодарский край, Краснодар: НПФ «НИТПО». – 2012. – С. 53-67.
50. Земцов Ю.В., Лыткин А.Э. Эффективность методов ОВП в Западной Сибири, перспективы дальнейшего развития // Нефть Газ Новации.–2014. – № 7. – С. 17-25.
51. Земцов Ю.В., Лыткин А.Э. К вопросу оценки эффективности ограничения водопритоков в добывающих скважинах // Нефть. Газ. Новации.–2015. – № 7. – С. 56-61.
52. Земцов Ю.В., Лыткин А.Э. ОВП как элемент системного воздействия на пласт и увеличения нефтеотдачи зрелых месторождений нефти (Материалы научно-технической конференции, посвященной 40-летию деятельности ФГУП «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», г. Тюмень, 9-10 июня 2015 г.) // Тюмень: ФГУП ЗапСибНИИГГ.– 2016. – С. 292-302.

