

*На правах рукописи*



**ЛЕОНТЬЕВ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ**

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ  
ОГРАНИЧЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ВОДОПРИТОКОВ  
В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

Специальность: 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2020

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,  
профессор, академик РАЕН  
**Клещенко Иван Иванович**

Официальные оппоненты: **Мерзляков Владимир Филиппович**  
доктор технических наук  
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет» / кафедра  
«Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газонефтяных месторождений», профессор

**Федоров Константин Михайлович**  
доктор физико-математических наук, профессор  
ФГАОУ ВО «Тюменский государственный  
университет» / физико-технический институт,  
директор

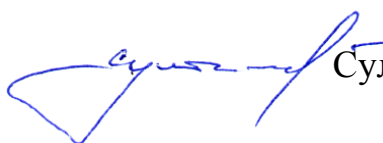
Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью  
«РН-БашНИПИнефть» (г. Уфа)

Защита диссертации состоится «14» мая 2020 года в 16-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 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](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

По мере перехода нефтяных и газовых месторождений России, в том числе и Западной Сибири, в позднюю стадию разработки наблюдается прогрессирующий рост обводненности продукции добывающих скважин. Средний российский показатель уже достиг отметки в 86 %, а на отдельных месторождениях Западной Сибири – до 92-98 %, что требует разработки и применения новых методов и технологий ограничения и ликвидации водопритоков.

В настоящее время такие российские добывающие компании как ПАО «Лукойл», ПАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз» и др. добывают три тонны воды на каждую тонну нефти, извлекаемой из продуктивных пластов.

Разрабатываемые залежи характеризуются разнообразием источников обводнения, что обуславливает применение соответствующих технологий для ограничения и ликвидации притока пластовых вод и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Ежегодно увеличивается количество месторождений со сложными геолого-физическими условиями, в том числе залежей, подстилаемыми подошвенными водами. Ликвидация притока подошвенных вод в скважинах является сложной задачей, что обусловлено близким расположением водонефтяного контакта к перфорированной части продуктивного пласта, поднятием конуса пластовой воды и прогрессирующим пескопроявлением на забое добывающих скважин.

В настоящее время существующие методы проведения ремонтно-изоляционных работ не в полной мере обеспечивают их достаточную эффективность. Необходимо уделять большее внимание технологическим приемам изоляции водопритоков, свойствам водоизолирующих материалов, расчетам закачиваемых объемов, режимов закачивания и др.

### **Степень разработанности темы исследования**

Теоретические и практические вопросы ограничения и ликвидации водопритоков при разработке нефтяных месторождений и эксплуатации нефтедобывающих скважин решались и решаются многими как отечественными, так и зарубежными исследователями. Для месторождений Западной Сибири вопросами разработки водоизоляционных составов и технологий РИР в нефтяных и газовых скважинах занимались и занимаются такие ученые как В.В. Девликамов, Ю.В. Земцов, Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, В.В. Мазаев, А.В. Маляренко, Н.Т. Мищенко, В.П. Овчинников, М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев, А.П. Телков, А.К. Ягафаров и многие др.

Разработаны технологии и технические средства для закачивания тампонажных материалов как селективного, так и неселективного действия, значительное количество рецептур, материалов для проведения РИР в нефтедобывающих скважинах, вскрывших продуктивные пласты–коллекторы в различных геолого-физических и термобарических условиях залежей. Однако,

не смотря на большое число теоретических исследований и практических разработок, обводненность продукции не снижается, число удачных результатов от проведения ремонтных работ значительно не увеличивается, т.е. существует необходимость совершенствования для них материалов и технологий, особенно для водопроявлений на месторождениях, представленных сложнопостроенными коллекторами с трудноизвлекаемыми запасами.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Диссертационная работа согласно номенклатуре специальностей научных работников соответствует паспорту специальности 25.00.17. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности в области исследований: промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа; геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа.

### **Цель работы**

Снижение обводненности продукции нефтедобывающих скважин путем научного обоснования и разработки водоизоляционных составов и технологий для ограничения и ликвидации водопритоков.

### **Основные задачи исследования**

1 Провести анализ геолого-физического строения, разработки и применяемых геолого-технических мероприятий на Повховском нефтяном месторождении. Определить эксплуатационные объекты с высокой обводненностью продукции нефтедобывающих скважин.

2 Провести анализ геолого-физических и технико-технологических факторов развития обводненности продукции нефтедобывающих скважин (в т.ч. с учетом геолого-физических условий Повховского нефтяного месторождения). На основе чего разработать методику анализа методов и обоснования принятия решений проведения геолого-технологических мероприятий по ограничению и ликвидации водопритоков на Повховском месторождении.

3 Разработать и исследовать:

- новый водоизоляционный состав на основе тонко дисперсного вяжущего продукта «Микродур» и технологий его применения для ограничения и ликвидации водопритоков (применительно для геолого-физических условий эксплуатационного объекта Ач Повховского нефтяного месторождения);

- новый селективный водоизолирующий состав на основе кремнийорганических соединений и технологии его применения для ограничения и ликвидации водопритокров (применительно для геолого-физических условий эксплуатационных объектов БВ8 и ЮВ1 Повховского нефтяного месторождения);

- новый вязкоупругий состав на торфощелочной основе для глушения нефтедобывающих скважин перед проведением ремонтно-изоляционных работ (применительно для геолого-физических условий эксплуатационного объекта БВ8 Повховского нефтяного месторождения).

4 Разработать новую технологию снижения водопескопроявлений и закрепления прискважинной зоны пласта (ПЗП) нефтедобывающих скважин с применением пропантов (применительно для геолого-физических условий эксплуатационного объекта БВ8 Повховского нефтяного месторождения).

5 Провести апробацию разработанных водоизоляционных составов и технологий на месторождениях Западной Сибири (в т.ч. на Повховском нефтяном месторождении).

#### **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования является нефтедобывающая скважина с высокой обводненностью продукции; предметом – составы и технологии для ограничения и ликвидации водопритокров.

**Методология и методы исследований** заключались в проведении экспериментальных лабораторных исследований, физическом и математическом моделировании изучаемых процессов, применении методов математической статистики.

#### **Научная новизна выполненной работы**

1 Методом математического планирования эксперимента научно обоснована, разработана и экспериментально подтверждена целесообразность и перспективность разработки новой водоизоляционной композиции на основе ОТДВ «Микродур». Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие в данном составе позволяет за счет реакции и отверждения в пластовых условиях образовывать прочный камнеобразный материал. Методом компьютерной микротомографии установлено, что пористость сформированного тампонажного камня на основе ОТДВ «Микродур» в течение двух суток твердения закрытая и в 3 раз меньше, чем у тампонажного камня на основе ПЦТ-100. Также установлено, что после прокачивания состава на основе ОТДВ «Микродур» через керн в диапазоне проницаемостей от 1 мД и выше происходит полное заполнение порового пространства.

2 Научно обоснован, разработан и экспериментально подтвержден оптимальный состав компонентов новой водоизоляционной композиции селективного действия на основе ЭТС, ГКЖ с добавкой диатомита, который в присутствии пластовой воды вступает с ней в реакцию гидролитической поликонденсации. Выявлено, что наиболее оптимальное содержание ЭТС-40

в ГКЖ-11Н составляет 85 % и 10 %, соответственно (содержание диатомита – 5 %). При увеличении концентрации ЭТС-40 и снижении ГКЖ-11Н на 5 % снижается закупоривающая способность по воде в 1,4 раза и увеличивается по нефти в 1,3 раза. При увеличении ГКЖ-11Н и снижении ЭТС-40 на 5 % закупоривающая способность по воде снижается в 1,2 раза и увеличивается по нефти в 2,9 раза.

3 Научно обоснован, разработан и экспериментально подтвержден компонентный состав новой вязкоупругой композиции на торфощелочной основе. Результаты проведенных экспериментальных лабораторных исследований по изучению влияния вязкоупругого состава на ФЕС пород-коллекторов позволили установить, что в течение 8 часов после установления депрессии коэффициент восстановления проницаемости керна с проницаемостью 7,349 мД составляет 64,5 %, однако в процессе дальнейшей фильтрации в течение 24 часов происходит разрушение кольматирующего торфощелочного экрана и проницаемость восстанавливается до первоначальной.

### **Теоретическая значимость работы**

1 Проведенный анализ геолого-физических и технико-технологических факторов возникновения и развития обводненности нефтедобывающих скважин (в т.ч. с учетом геолого-физических условий Повховского нефтяного месторождения) вследствие поднятия конуса подошвенных вод, заколонных перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны, а также вследствие прорыва нагнетаемых вод в процессе ППД, позволил разработать обобщенную схему геолого-физических и технико-технологических факторов возникновения обводненности продукции скважин нефтяных месторождений.

2 Проведенный обзор аналитических методов диагностики обводненности продукции добывающих скважин (на примере скважин Повховского нефтяного месторождения) позволил обосновать методику анализа методов и обоснования принятия решений проведения геолого-технологических мероприятий по ограничению и ликвидации водопритоков.

3 Теоретически, с физико-химической точки зрения, обоснованы составы:

- водоизоляционная композиция на основе ОТДВ «Микродур», образующая в пластовых условиях твердый, закупоривающий поровое пространство, материал (применительно для геолого-физических условий эксплуатационного объекта Ач Повховского нефтяного месторождения).

- водоизоляционная композиция селективного действия, образующая в пластовых условиях твердый, закупоривающий поровое пространство только в водонасыщенной части пласта, материал (применительно для геолого-физических условий эксплуатационных объектов БВ8 и ЮВ1 Повховского нефтяного месторождения).

- вязкоупругий состав с применением торфа для глушения нефтедобывающих скважин (применительно для геолого-физических условий эксплуатационного объекта БВ8 Повховского нефтяного месторождения).

4 Теоретически обоснованы и разработаны новые технологии ограничения и ликвидации водопескопроявлений в нефтедобывающих скважинах (применительно для геолого-физических условий эксплуатационных объектов БВ8, ЮВ1 и Ач Повховского нефтяного месторождения).

#### **Практическая ценность и реализация работы**

1 Тампонажный состав на основе «Микродур» обеспечивает: изоляцию воды в коллекторах с фильтрационно-емкостными свойствами в диапазоне от 1 мД и выше; закрепление прискважинной зоны продуктивного пласта; ликвидацию заколонных перетоков; ликвидацию притока подошвенных вод (конуса); ремонт эксплуатационных колонн, что отличает его от составов на основе цемента, смол, полимеров и кремнийорганических соединений, имеющих ограничения по применению. Реализованные подходы для разработки водоизоляционных составов на основе ОТДВ «Микродур» реализованы в процессе научно-проектного сопровождения работ по ограничению водоприток в скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а точнее при устранении негерметичности «головы» хвостовиков боковых стволов на Повховском (№ 4926Н куста № 94) и Нивагальском (№ 5429Л куста № 762) месторождениях, ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны в скважине № 1366 куста № 466 Нивагальского месторождения, изоляции заколонной циркуляции в скважинах № 1379 куста № 62 Урьевского и № 2217 куста № 18Б Поточного месторождений.

2 Селективный состав для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах (патент РФ № 2529080) позволяет изолировать приток пластовых вод в сильнообводненных зонах. Применение разработанного селективного состава рекомендовано для проведения ГТМ в рамках опытно-промышленных работ по ограничению водоприток в скважинах, эксплуатирующих объект АС11-1+АС11-2 Нижне-Шапшинского месторождения в ЗСНПП (протокол СЗНС ЦКР Роснедр по УВС № 1076 от 23.12.2015 г.).

3 Вязкоупругий состав на торфощелочной основе (патент РФ № 2601708) предназначен для временной защиты продуктивного пласта от влияния технологических жидкостей в период проведения ремонтных работ. Отличительной особенностью ВУСа от известных является то, что для формирования его структуры применяется органическая составляющая – торф, обеспечивающий минимальное воздействие на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и не требует ввода деструкторов. Технология глушения скважин внедрена в рабочий процесс компании ООО «Инновационные технологии (ООО «Интех»)» (г. Тюмень) и рекомендована для глушения скважин в Западной Сибири.

4 Разработанные технологии для ограничения и ликвидации водоприток в скважинах позволяют увеличить радиус и прочность водоизоляционного экрана, а также время начала обводнения скважин (патенты РФ №№ 2529080, 2564704, 2580532, 2588582, 2601708, 2613067,

2620684, 2604100, 2631512). Технологии включены в рабочий процесс ООО «НПФ «Геотерм», ведущего работы по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин на территории Российской Федерации и рекомендованы к применению на месторождениях Западной Сибири и других нефтегазовых регионов России. Данные технологии также рассматривались в качестве геолого-технических мероприятий на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении компании АО «Мессояханефтегаз».

5 Технология снижения пескопроявлений и закрепления ПЗП нефтедобывающих скважин (патент РФ № 2604100) отличается от известных тем, что противопесочный фильтр создается применением проппанта непосредственно внутри скважины. Разработанный программный продукт «Proppants» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017617149 от 27.06.2017 г.) является базой данных результатов исследований физико-механических и фильтрационных свойств проппантов, для осуществления технологии снижения пескопроявлений нефтедобывающих скважин и закрепления продуктивных пластов.

6 Результаты исследований явились основой учебных пособий: «Жидкости и технологии глушения скважин»; «Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба», «Технологии и материалы для ремонта скважин», которые включены в учебный процесс Тюменского индустриального университета по направлению подготовки обучающихся 21.03.01 и 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

#### **Положения, выносимые на защиту**

1 Методика анализа методов и обоснования принятия решений проведения геолого-технологических мероприятий по ограничению и ликвидации водопритокков на нефтедобывающих скважинах (в т.ч. с учетом геолого-физических условий Повховского нефтяного месторождения).

2 Рецептатура, результаты исследований и технологии для ограничения и ликвидации водопритокков с применением тампонажного состава на основе «Микродур».

3 Рецептатура, результаты исследований селективного водоизолирующего состава на основе кремнийорганических соединений и технология его применения на скважинах.

4 Рецептатура, результаты исследований вязкоупругого состава на торфощелочной основе и технология его применения для временной защиты пласта от влияния технологических жидкостей в период проведения ремонтно-изоляционных работ.

#### **Степень достоверности результатов работы**

Достоверность научных положений основана на теоретических и экспериментальных исследованиях с использованием лабораторного комплекса кафедр «Бурение нефтяных и газовых скважин» и «Геология месторождений нефти и газа» Тюменского индустриального университета, имитирующего термобарические условия скважин.



### **Апробация работы**

Основное содержание работы, результаты проведенных теоретических и экспериментальных исследований докладывались и обсуждались на: Международной научно-практической конференции, проводимой программой SPE (Тюмень, 2014); Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (Тюмень, 2014, 2015 и 2018 гг.); Девятой Международной научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации)» (Тюмень, 2014, 2016 и 2018); Международной научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири», посвященной 90-летию со дня рождения А.Н. Косухина (Тюмень, 2015); Четвертой научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности», посвященную 20-летию «КогалымНИПИнефть» (Тюмень, 2016); расширенном заседании кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета (Тюмень, 2017), конференции, проводимой ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» «День науки» (2017 г.). Результаты, полученные в диссертационной работе отмечены грантом Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере по программе УМНИК (2014 г.), грантом «Благотворительного фонда «ЛУКОЙЛ» для молодых преподавателей высших учебных заведений (Тюмень, 2015).

### **Публикации**

Основное содержание диссертации представлено в 31 печатной работе, включающих одну монографию, 17 научных статей, 11 патентов Российской Федерации на изобретения и 2 Свидетельства о госрегистрации программы для ЭВМ. Из них 10 работ опубликованы в журналах, включенных в перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК РФ, 4 работы опубликованы в журналах, индексируемых в международных реферативных базах Scopus и Web of Science.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 141 наименований. Работа изложена на 155 страницах машинописного текста, содержит 62 рисунка, 22 таблицы и пять приложений.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и основные задачи исследований, определены научная новизна, теоретическая и практическая значимости.

**В первой главе** представлена характеристика геологического строения, анализ разработки и применяемых геолого-технических мероприятий на Повховском нефтяном месторождении.

В административном отношении месторождение расположено в Сургутском районе ХМАО - Югры Тюменской области.

Промышленная нефтеносность в пределах Повховского месторождения установлена в отложениях мегийонской свиты (продуктивный комплекс БВ<sub>8</sub> и пласты ачимовской пачки: Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>7</sub> и Ач<sub>8</sub>), баженовской (пласт ЮВ<sub>0</sub><sup>1</sup>), васюганской (пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>) и тюменской свит (пласт ЮВ<sub>2</sub>).

Месторождение введено в эксплуатацию в 1978 г. Добыча нефти на месторождении осуществляется из трех эксплуатационных объектов: БВ8, Ач и ЮВ1.

Основным эксплуатационным объектом является горизонт БВ8, на долю которого приходится 84 % текущей и 95 % накопленной добычи нефти месторождения.

В 2016 году на месторождении добыто 5386 тыс. т нефти. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил порядка 1,91 %, от текущих (ТИЗ) – 82 %. На 1.01.2017 г. добыча нефти с начала разработки составила 229249 тыс. т, добыча жидкости – 567238 тыс. т. Достигнут коэффициент нефтеизвлечения – 0,28 при текущей обводненности продукции – 85,2 %, отбор от НИЗ составил 78,1 %. Изменение добычи нефти, жидкости и обводненности за период 2006-2016 гг. представлено на Рисунке 1.

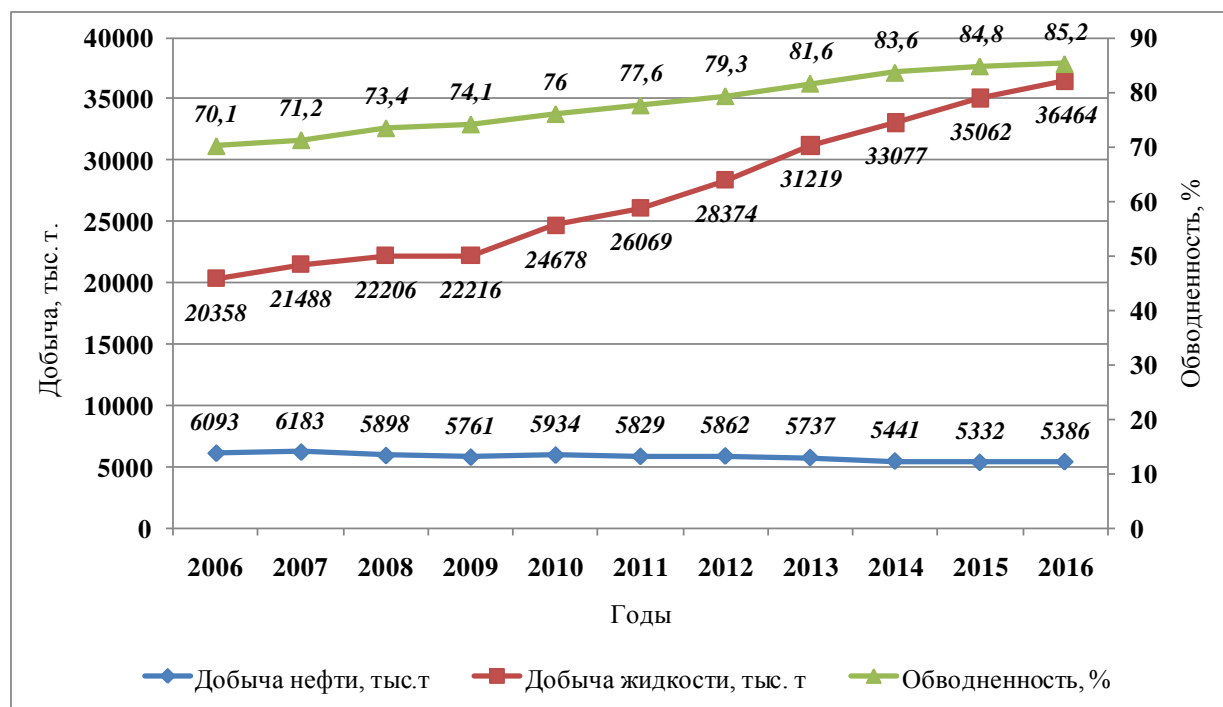


Рисунок 1 – Изменение добычи нефти и жидкости по годам

В дальнейшем в условиях снижения количества проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), обусловленного как уменьшением фонда скважин, пригодных для проведения основного вида ГТМ – гидравлический разрыв пласта (ГРП), так и обводнением и выработанностью запасов основного объекта. На нефтяном месторождении проводятся следующие основные геолого-технические мероприятия: бурение боковых стволов; возврат скважин; гидравлический разрыв пласта; ремонтно-изоляционные работы (водоизоляционные работы); обработка прискважинной зоны пласта; дострелы и перестрелы; оптимизация режимов работы скважин и др.

Наращивание отборов жидкости на месторождении за счет проведения ГТМ по вводу новых скважин, интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов в условиях выработанности наиболее продуктивной части запасов к увеличению отборов нефти не ведет. Ввод новых запасов не компенсирует снижения добычи нефти по переходящему фонду.

В целом, реализуемая в настоящее время, система разработки объекта БВ8 достаточно эффективна. Отобрано от НИЗ – 81,8 %, текущая обводненность – 84,7%. Темпы отбора: от НИЗ – 1,8 %, от ТИЗ – 9 %. Снижение отборов нефти связано преимущественно с выработанностью запасов и обводнением Основной залежи объекта. По объекту ЮВ<sub>1</sub> реализуемая в настоящее время система разработки залежей объекта недостаточно эффективна. Отобрано от НИЗ – 41,2 %, текущая обводненность – 77 %. Темпы отбора: от НИЗ – 2,5 %, от ТИЗ – 4,0 %. Снижение отборов нефти в значительной степени связано с обводнением объекта. Дальнейшее извлечение запасов углеводородов будет осуществляться при высоких величинах как текущего, так и конечного водонефтяного фактора. В сложившейся ситуации извлечение запасов нефти возможно при значительной степени прокачивания порового объема пласта. Выработка запасов объекта Ач осложнена опережающим обводнением. Извлечение запасов углеводородов будет осуществляться при высоких величинах как текущего, так и конечного водонефтяного фактора. В сложившейся ситуации извлечение запасов нефти возможно при значительной степени прокачивания порового объема пласта.

Исходя из проведенного анализа разработки месторождения и эффективности проводимых геолого-технических мероприятий, важно отметить, что в связи с высокой обводненностью продукции добывающих скважин, эксплуатирующих объекты БВ8, ЮВ1 и Ач, необходимо большее количество работ проводить по ограничению и ликвидации водопритокков, в частности применять новые составы и технологии для ремонтно-изоляционных работ (РИР).

**Во второй главе** проведен анализ геолого-физических и технико-технологических факторов возникновения и развития обводненности продукции добывающих скважин нефтяных месторождений (в частности Повховского нефтяного месторождения) по четырем основным причинам обводненности продукции скважин: а точнее поднятие конуса подошвенных вод, формирование заколонных перетоков, негерметичность эксплуатационной колонны, а также прорыв нагнетаемых вод при применении системы поддержания пластового давления (ППД).

Выявлено, что наиболее значимыми геолого-физическими факторами, которые следует учитывать при определении причин обводненности скважин и последующем проведении РИР являются: тип залежи и режим ее работы; анизотропия пласта-коллектора; неоднородность пласта-коллектора (наличие непроницаемых перемычек); тип коллектора; соотношение свойств нефти и воды (подстилаемых или нагнетаемых вод); радиус контура питания и нефтенасыщенная толщина пласта; близость расположения нефтеносных и водоносных горизонтов; наличие сероводорода и углекислого газа в геологическом разрезе скважины; наличие в породе трещин, дефектов сдвига и разрывов и др.

К технико-технологическим факторам следует отнести: профиль добывающей скважины; интервал перфорации (интервал вскрытия); создаваемая депрессия и темп отбора от начальных извлекаемых запасов; качество цементного раствора, применяемого при цементировании; степень вытеснения бурового раствора тампонажным при цементировании скважины; способ перфорации и приложение ударных нагрузок; конструкция скважины и ее техническое состояние; герметизация обсадной колонны в муфтовых соединениях; качество ранее проведенных ремонтных работ; качество закачиваемой воды для целей поддержания пластового давления; способ эксплуатации добывающей скважины; тип применяемого заводнения; давление нагнетания закачиваемой воды; расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами.

На основе проведенного анализа представлена разработанная обобщенная схема геолого-технических и технико-технологических факторов риска возникновения обводненности нефтяных и газовых скважин (Рисунок 2).

В диссертационной работе проведены аналитические методы диагностики обводненности продукции добывающих скважин на примере Повховского месторождения, в частности метод распределения водонефтяного фактора, добычи нефти и воды в зависимости от накопленной добычи нефти во времени, графическая диагностика развития обводненности продукции и анализ остановок скважин и ограничения их дебитов.

Определение источника обводнения скважины, выявление факторов неопределенности технико-технологической модели РИР, являются одними из важнейших этапов проведения водоизоляционных работ. Эта информация служит обоснованием для принятия экстренного решения по ограничению (ликвидации) водопритоков, определяет успешность проводимых работ.

В результате проведенного обзора аналитических методов диагностики обводненности продукции добывающих скважин (на примере скважин Повховского нефтяного месторождения) обоснована схема (методика) анализа методов и обоснования принятия решений проведения геолого-технологических мероприятий по ограничению и ликвидации водопритоков.

Методика состоит из двух основных блоков. Первый блок включает методы идентификации причин обводненности продукции скважины. Этот блок содержит геолого-физические и технико-технологические факторы обводненности продукции скважин, аналитические методы диагностики обводненности продукции скважин, методы геофизических исследований скважин, промыслово-геофизические методы, химико-аналитические методы, построение гидродинамических моделей.

Следующий блок посвящен обоснованию принятия решений проведения ГТМ с целью ограничения и ликвидации водопритоков. В этом блоке представлена последовательность правильного пошагового решения от выбора скважин-кандидатов для проведения работ по водоизоляционным работам до обоснования конкретной предлагаемой технологии проведения работ, т.е. поэтапное обоснование стратегии проведения ГТМ.

Проведенные анализы и разработанные схемы позволили сделать вывод о дальнейшем направлении работ по разработке и исследованию составов и технологий для ограничения и ликвидации водопритоков в нефтяных скважинах Повховского нефтяного месторождения.



Рисунок 2 – Геолого-физические и технико-технологические факторы возникновения обводненности продукции скважин

В третьей главе представлены результаты исследований составов для ограничения и ликвидации водопритоков в нефтедобывающих скважинах.

Исследования с применением микроцемента марки «Микродур» осуществлялись с использованием метода математического планирования экспериментов. В качестве ингредиентов композиции были использованы: «Микродур» – минеральное гидравлическое вяжущее с особо тонким, постоянным и плавно изменяющимся гранулометрическим, а также определенным и стабильным химико-минералогическим составом.

Обосновано применение в качестве полифункционального модификатора «Штайнберг PFM-ISO» компании «Штайнберг Хеми» – продукт на основе полиметиленафталинсульфонатов натрия, стабилизирующих веществ с гидрофобизирующими компонентами. В качестве пластифицирующей добавки – суперпластификатор «Штайнберг F-10» компании «Штайнберг Хеми» – продукт на основе конденсации нафталинсульфо кислоты и формальдегида.

Интервалы варьирования реагентов при В/Ц=0,5: «Полифункциональный модификатор» – 0,8-1,6 %, «Суперпластификатор» – 0,8-1,6 %. Эксперименты проводились при температуре 60 °С.

Установлено, что варьирование величин предела прочности на изгиб и сжатие через двое суток твердения тампонажного состава описываются по зависимостям (1) и (2), соответственно:

$$Y=3,54+0,32X_1+0,40X_2+0,04X_1X_2; \quad (1)$$

$$Y=8,42+0,29X_1+0,55X_2+0,30X_1X_2, \quad (2)$$

где  $X_1$ ,  $X_2$  – факторы варьирования применяемых химических реагентов.

Рассмотрено влияние этих же компонентов на прочностные показатели (изгиб и сжатие) в возрасте 7 и 28 суток твердения. При проверке уравнений регрессии через критерий Фишера выявлена адекватность их моделей.

По каждой рецептуре поведены лабораторные исследования на плотность, растекаемость, сроки схватывания, прочность сформированных тампонажных камней через 2, 7 и 28 суток твердения (Рисунки 3 и 4), определен интервал сочетания концентраций реагентов, обеспечивающих получение прочности сформированных тампонажных камней на изгиб и сжатие в течение 2, 7 и 28 суток твердения (Рисунок 5).

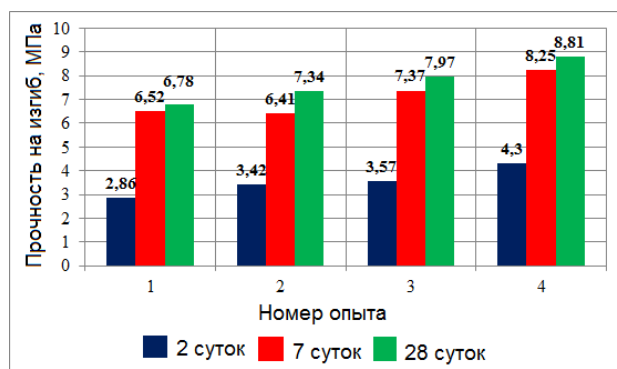


Рисунок 3 – Измеренные значения параметров (результаты экспериментов) прочности сформированного тампонажного камня на изгиб

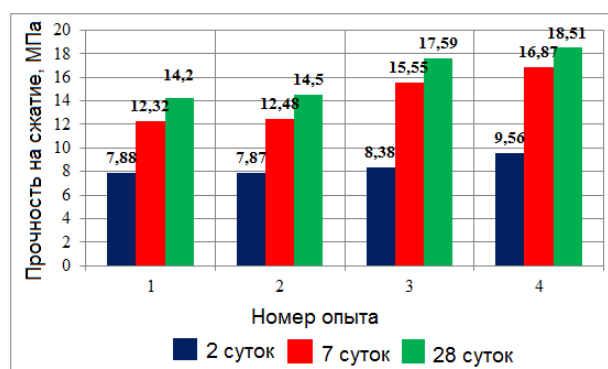


Рисунок 4 – Измеренные значения параметров (результаты экспериментов) прочности сформированного тампонажного камня на сжатие

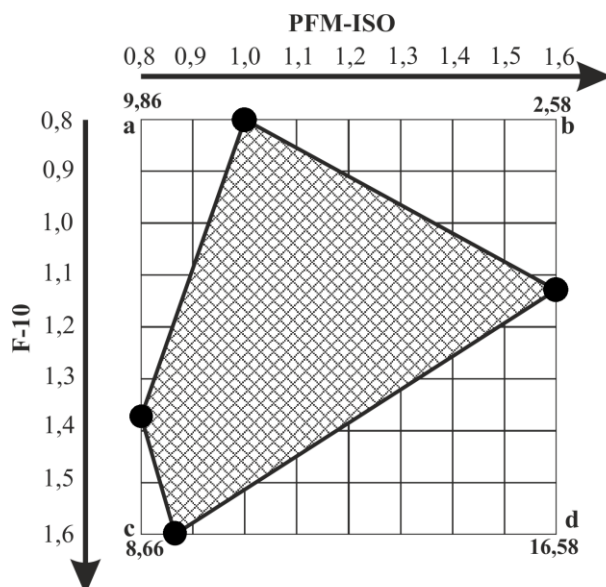
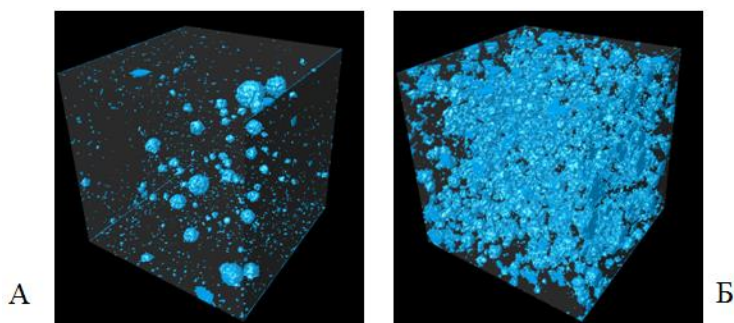


Рисунок 5 – Интервал сочетания концентраций реагентов, обеспечивающих получение прочности сформированного тампонажного камня на сжатие 9 МПа в течение 2-х суток твердения

Для изучения порового пространства сформированного тампонажного камня применен метод компьютерной микротомографии или микро-КТ – метод реконструкции бинарных моделей рентгеновских изображений в трехмерное пространство. Результаты через двое суток твердения методом компьютерной микротомографии представлены на Рисунке 6. Там же для сравнения представлен снимок образца из портландцемента (ПЦТ) в том же возрасте.

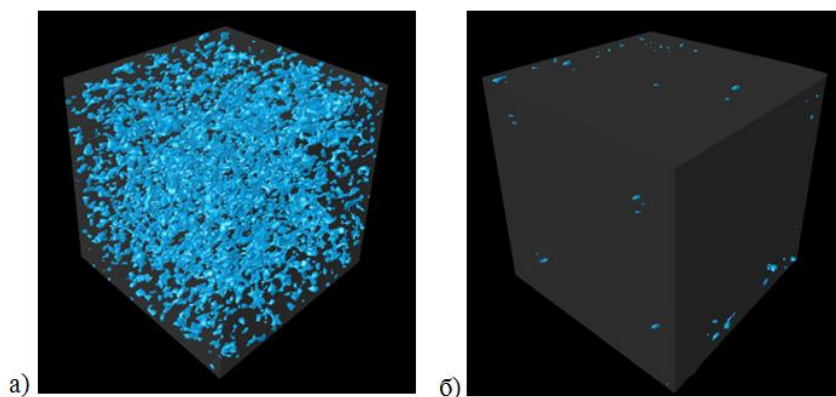


А – тампонажный камень на основе ОТДВ «Микродур»;  
Б – тампонажный камень на основе ПЦТ-100

Рисунок 6 – Результаты исследований методом компьютерной микротомографии

Видно, что пористость тампонажного камня на основе особо тонко дисперсного вяжущего (ОТДВ) «Микродур» закрытая и в несколько раз меньше, чем у тампонажного камня на основе ПЦТ-100. Отсюда сделан вывод, что применение тампонажного состава на основе ОТДВ «Микродур», к примеру, для ликвидации заколонных перетоков или устранения негерметичности эксплуатационных колонн через двое суток способно предотвратить поступление пластовой воды в скважину.

Для оценки эффективности заполнения порового пространства керн тампонажным раствором на основе ОТДВ «Микродур» этим же методом исследованы образцы до и после закачивания (Рисунок 7). Результаты компьютерной микротомографии позволили установить полную закупорку порового пространства керн после закачивания тампонажного раствора на основе ОТДВ «Микродур».



а – до закачивания в керн, б – после закачивания в керн

Рисунок 7 – Результаты исследований порового пространства керн до и после закачивания тампонажного раствора на основе ОТДВ «Микродур»

Реализованные подходы для разработки водоизоляционных составов на основе ОТДВ «Микродур» использованы в процессе научно-проектного сопровождения работ по ограничению водопритоков в нефтяных скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», в том числе при устранении негерметичности «головы» хвостовиков боковых стволов на Повховском (№ 4926Н куста № 94) месторождении.

Изменение дебита по нефти и воде в скважине 4926Н после проведения РИР представлено на Рисунке 8.

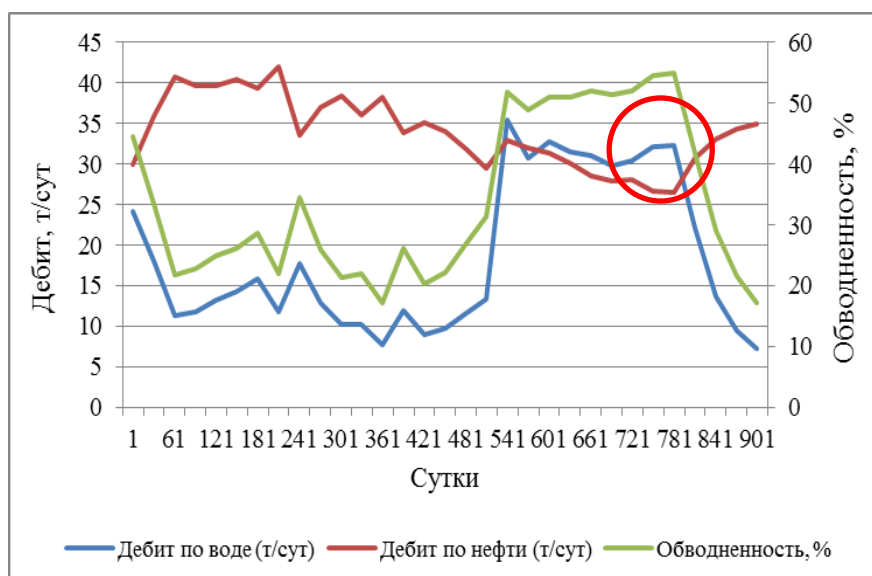


Рисунок 8 – Изменение дебита по нефти и воде в скважине 4926Н после проведения РИР



Применение такого водоизоляционного состава рекомендуется применять в терригенных пластах (с проницаемостью от 1 мД и выше, и пористостью от 14 % до 40 %), на добывающих скважинах с обводненность продукции более 70 %, которые обводняются по причине притока подошвенных вод, заколонной циркуляции, в результате негерметичности эксплуатационной колонны, а также прорыва вод от нагнетательных скважин.

Наибольшее предпочтение при проведении ремонтно-изоляционных работ отдается материалам селективного действия. Из класса водоизолирующих составов селективного действия имеют интерес составы на основе ГКЖ-11Н, ЭТС-40 и диатомита.

Для проведения экспериментов были приготовлены составы с разным содержанием вышеуказанных ингредиентов. Цель экспериментов – получение коэффициентов восстановления проницаемости от проведения технологических операций, соответствующих тестируемой технологии изоляции водонасыщенных пластов, на модели прискважинного фильтра, которая представляет собой водонасыщенный образец горной породы

График изменения проницаемости по пластовой воде и керосину представлен на Рисунке 9.

По результатам исследований установлено, что при увеличении концентрации ЭТС-40 и снижении ГКЖ-11Н на 5 % снижается закупоривающая способность по воде в 1,4 раза и увеличивается по нефти в 1,3 раза. При увеличении ГКЖ-11Н и снижении ЭТС-40 на 5 % закупоривающая способность по воде снижается в 1,2 раза и увеличивается по нефти в 2,9 раза.

Применение такого водоизоляционного состава рекомендуется применять в терригенных пластах (с проницаемостью от 1 мД и выше, и пористостью от 15 % до 24 %), на добывающих скважинах с обводненность продукции более 80 %, которые обводняются по причине прорыва вод от нагнетательных скважин.

Для блокирования продуктивных пластов перед проведением РИР исследован вязкоупругий состав (ВУС), который включает в себя: торф, щелочной модификатор, ингибитор набухания глин, пеногаситель, полимер КМЦ, утяжелитель и воду. По результатам исследований установлены зависимости (уравнения регрессии) набухания глинистого брикета в среде вязкоупругого состава, касательного напряжения сдвига, а также пластической вязкости.

Уравнение регрессии набухания брикета описывается полиномиальной функцией четвертой степени  $y = -0,0003x^4 + 0,0179x^3 - 0,4245x^2 + 5,9129x - 3,295$  (величина достоверной аппроксимации  $R^2 = 0,995$ ).

Зависимость касательного напряжения сдвига от скорости вращения цилиндра описывается полиномиальной функцией третьей степени:  $y = 0,140x^3 - 1,853x^2 + 8,854x - 2,071$  (величина достоверности аппроксимации  $R^2 = 0,971$ ). Зависимость пластической вязкости раствора от скорости вращения цилиндра описывается полиномиальной функцией четвертой степени:  $y = 2,666x^4 - 82,11x^3 + 902,5x^2 - 4232x + 7588$  (величина достоверности аппроксимации  $R^2 = 0,987$ ).

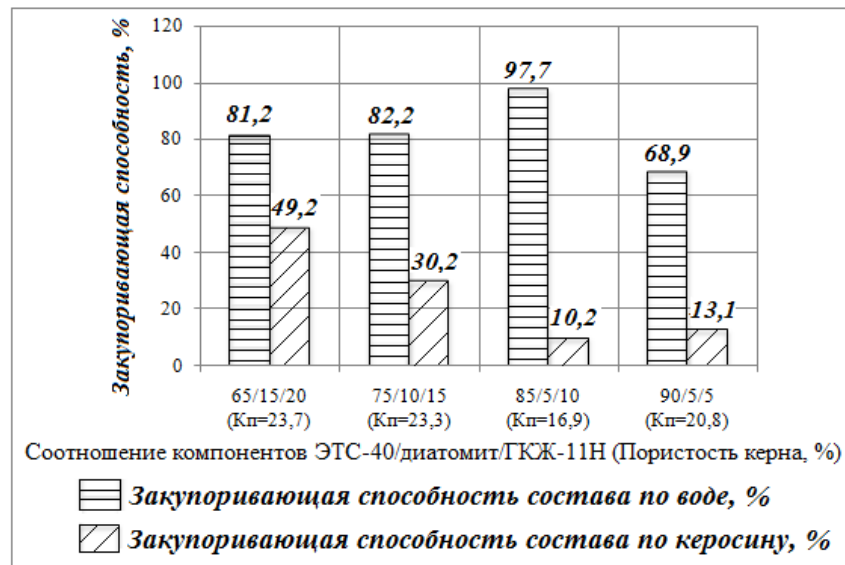


Рисунок 9 – График изменения проницаемости по пластовой воде и керосину

Исследования по изучению степени воздействия ВУС на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов проводились на установке «Model FDS-350» на ядре продуктивного пласта БС10 нефтяного месторождения «Крайнее» Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) при следующих условиях: температура 70 °С, горное давление – 60,60 МПа, пластовое давление – 24,50 МПа, эффективное давление 36,10 МПа. Давление срыва корки произошло при перепаде давления 3,2 МПа. Коэффициент восстановления проницаемости составил 62,5 %, однако в процессе дальнейшей фильтрации происходит разрушение кольматирующего торфощелочного экрана и проницаемость восстанавливается до первоначальной.

Применение такого вязкоупругого состава рекомендуется применять в скважинах, вскрывших терригенные пласты-коллекторы (с проницаемостью от 20 мД до 24 мД, и пористостью от 14 % до 18 %).

**В четвертой главе** описаны разработанные технологии ограничения и ликвидации водопритоков и технология снижения пескопроявлений в нефтедобывающих скважинах.

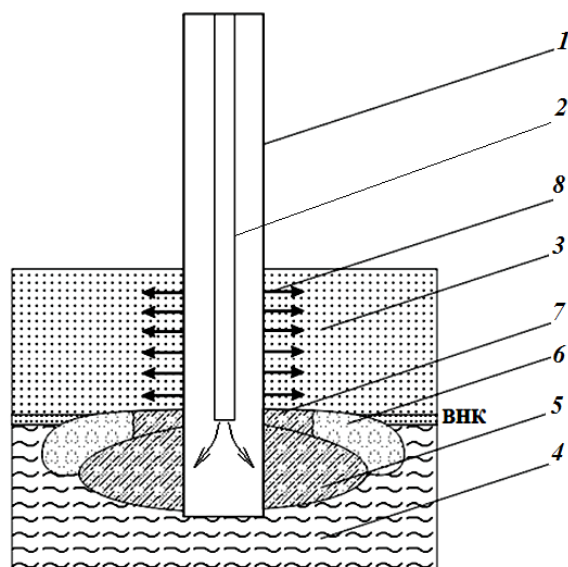
По диссертационной работе разработано и запатентовано шесть технологий для ограничения и ликвидации водопритока, в том числе и технология в скважинах с горизонтальным окончанием.

По технологии ликвидации водопритока в нефтедобывающих скважинах с применением водоизоляционных композиций селективного и неселективного действия предлагается последовательная установка водоизоляционного экрана, основанная на закачивании в обводнившийся продуктивный пласт первой водоизоляционной композиции на микроцементной основе (для отсечения и осаждения конуса воды) с последующим закачиванием водоизоляционного состава селективного действия выше установки первого (Рисунок 10).

Технология ликвидации водопритока в нефтедобывающих скважинах с применением радиального бурения включает бурение в обводнившийся интервал продуктивного пласта радиальных каналов (ответвлений), закачивание в эти ответвления водоизоляционной композиции с созданием

водоизоляционного экрана и оставлением скважины на реагирование под давлением.

Технология ликвидации водопритока в нефтедобывающих скважинах с применением вязкоупругого состава базируется на закачивании в скважину в несколько циклов вязкоупругих композиций, отличающихся по изначальной вязкости, времени гелеобразования, что позволяет создать протяженный водоизоляционный экран в интервале водонефтяного контакта (ВНК), с последующим докреплением экрана тампонажным составом на основе микроцемента.



- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – продуктивный пласт;  
 4 – водоносный пласт; 5 – первый водоизоляционный экран на микроцементной основе; 6 – второй водоизоляционный экран на селективной основе;  
 7 – докрепляющая композиция на основе ОТДВ «Микродур»;  
 8 – перфорационные отверстия

Рисунок 10 – Технология изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах с применением водоизоляционных композиций селективного и неселективного действия

Технология ликвидации водопритока в скважинах с применением водоизоляционного состава на микроцементной основе реализуется путем закачивания водоизоляционного состава на микроцементной основе через пробуренные радиальные каналы, направленных по радиусу в разных направлениях с последующим докреплением цементным раствором.

Технология ограничения водопритока в горизонтальном участке ствола добывающей скважины осуществляется закачиванием водоизолирующей композиции в определенный интервал горизонтального ствола за счет применения системы набухающих пакеров с применением колтюбинговой установки.

Технология ограничения водопритока с применением водоизоляционных составов различных композиций основана на закачивании водоизоляционного

состава на цементной основе в скважину на границе ВНК, после ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) проводится разбуривание образованного экрана радиальной перфорацией с последующим закачиванием в радиальные каналы водоизоляционной композиции на микроцементной основе.

При реализации разработанных в диссертационной работе технологий на добывающих скважинах при снижении обводненности продукции в 1,5-2 раза будет свидетельствовать об успешной эффективности водоизоляционных работ.

Технология снижения пескопроявлений с применением проппантов основана на создании противопесочного фильтра внутри скважины. Для ее реализации проведены экспериментальные исследования по изучению физических характеристик проппантов, влияющих на качество создаваемого внутрискважинного фильтра, которые вошли в состав разработанного программного продукта «Proppants» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017617149 от 27.06.2017 г.), являющийся базой данных результатов исследований физико-механических и фильтрационных свойств проппантов, что важно при осуществлении технологии снижения пескопроявлений нефтяных скважин и крепления продуктивных пластов.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1 По эксплуатационному объекту БВ8 отобрано 81,8 % от НИЗ, текущая обводненность – 84,7 %. Снижение отборов нефти связано преимущественно с выработанностью запасов и обводнением Основной залежи объекта. По объекту ЮВ1 реализуемая в настоящее время система разработки залежей объекта недостаточно эффективна. Отобрано от НИЗ 41,2 %, текущая обводненность – 77 %. Снижение отборов нефти в значительной степени связано с обводнением объекта. Дальнейшее извлечение запасов углеводородов будет осуществляться при высоких величинах как текущего, так и конечного водонефтяного фактора. Выработка запасов объекта Ач осложнена опережающим обводнением. Извлечение запасов углеводородов будет осуществляться при высоких величинах как текущего, так и конечного водонефтяного фактора. Исходя из проведенного анализа разработки месторождения и эффективности проводимых геолого-технических мероприятий, необходимо отметить, что в связи с высокой обводненностью продукции добывающих скважин, эксплуатирующих объекты БВ8, ЮВ1 и Ач, необходимо большее количество работ проводить по ограничению и ликвидации водопритокков, в частности применять новые составы и технологии РИР.

2 Проведен анализ основных геолого-физических и технико-технологических факторов возникновения и развития обводненности нефтедобывающих скважин вследствие поднятия конуса подошвенных вод, заколонных перетоков, негерметичности эксплуатационной колонны, а также вследствие прорыва нагнетаемых вод в процессе ППД, в результате чего была разработана обобщенная схема геолого-физических и технико-технологических факторов возникновения обводненности продукции скважин нефтяных месторождений (с учетом геолого-физических условий Повховского нефтяного месторождения). В результате проведенного обзора аналитических методов

диагностики обводненности продукции добывающих скважин (на примере скважин Повховского нефтяного месторождения) обоснована схема анализа методов и обоснования принятия решений проведения геолого-технологических мероприятий по ограничению и ликвидации водопритоков.

3 Методом математического планирования эксперимента научно обоснована, разработана и экспериментально подтверждена целесообразность и перспективность разработки новой водоизоляционной композиции на основе ОТДВ «Микродур». Взаимное влияние компонентов друг на друга, их синергетическое действие в данном составе позволяет за счет реакции и отверждения в пластовых условиях образовывать прочный камнеобразный материал. Методом компьютерной микротомографии установлено, что пористость сформированного тампонажного камня на основе ОТДВ «Микродур» в течение двух суток твердения закрытая и в 3 раз меньше, чем у тампонажного камня на основе ПЦТ-100. Также установлено, что после прокачивания состава на основе ОТДВ «Микродур» через керн в диапазоне проницаемостей от 1 мД и выше происходит полная заполнение порового пространства.

Научно обоснован, разработан и экспериментально подтвержден оптимальный состав компонентов новой водоизоляционной композиции селективного действия на основе ЭТС, ГКЖ с добавкой диатомита, который в присутствии пластовой воды вступает с ней в реакцию гидролитической поликонденсации. Выявлено, что наиболее оптимальное содержание ЭТС-40 в ГКЖ-11Н составляет 85 % и 10 %, соответственно (содержание диатомита – 5 %). При увеличении концентрации ЭТС-40 и снижении ГКЖ-11Н на 5 % снижается закупоривающая способность по воде в 1,4 раза и увеличивается по нефти в 1,3 раза. При увеличении ГКЖ-11Н и снижении ЭТС-40 на 5 % закупоривающая способность по воде снижается в 1,2 раза и увеличивается по нефти в 2,9 раза.

Научно обоснован, разработан и экспериментально подтвержден компонентный состав новой вязкоупругой композиции на торфощелочной основе. Результаты проведенных экспериментальных лабораторных исследований по изучению влияния вязкоупругого состава на ФЕС пород-коллекторов позволили установить, что в течение 8 часов после установления депрессии коэффициент восстановления проницаемости керна с проницаемостью 7,349 мД составляет 64,5 %, однако в процессе дальнейшей фильтрации в течение 24 часов происходит разрушение кольтатирующего торфощелочного экрана и проницаемость восстанавливается до первоначальной.

Реализованные подходы для разработки водоизоляционных составов на основе ОТДВ «Микродур» реализованы в процессе научно-проектного сопровождения работ по ограничению водопритоков в нефтяных скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», а точнее при устранении негерметичности «головы» хвостовиков боковых стволов на Повховском (№ 4926Н куста № 94) и Нивагальском (№ 5429Л куста № 762) месторождениях, ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны в скважине № 1366 куста № 466 Нивагальского месторождения, изоляции заколонной циркуляции в скважинах № 1379 куста № 62 Урьевского и № 2217 куста № 18Б Поточного месторождений.

Применение разработанного селективного состава рекомендовано для проведения ГТМ в рамках опытно-промышленных работ по ограничению водопритоков в скважинах, эксплуатирующих объект АС11-1+АС11-2 Нижне-Шапшинского месторождения в ЗСНГП (протокол СЗНС ЦКР Роснедр по УВС № 1076 от 23.12.2015 г.).

Технология глушения скважин внедрена в рабочий процесс компании ООО «Инновационные технологии (ООО «Интех»)» (г. Тюмень) и рекомендована для глушения скважин в Западной Сибири.

4 Разработанные технологии для ограничения и ликвидации водопритоков в скважинах позволяют увеличить радиус и прочность водоизоляционного экрана, а также время начала обводнения скважин (патенты РФ №№ 2529080, 2564704, 2580532, 2588582, 2601708, 2613067, 2620684, 2604100, 2631512). Технологии включены в рабочий процесс ООО «НПФ «Геотерм», ведущего работы по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин на территории Российской Федерации и рекомендованы к применению на месторождениях Западной Сибири и других нефтегазовых регионов России. Данные технологии также рассматривались в качестве геолого-технических мероприятий на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении компании АО «Мессояханефтегаз».

5 Результаты исследований явились основой учебных пособий: «Жидкости и технологии глушения скважин», «Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба», «Технологии и материалы для ремонта скважин», которые включены в учебный процесс Тюменского индустриального университета по направлению подготовки обучающихся 21.03.01 и 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

**Основное содержание диссертации опубликовано в 31 печатной работе, основные из них:**

**Монография**

1 Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко. Ограничение и ликвидация водопритоков в Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко. Ограничение и ликвидация водопритоков в нефтескважинах: - Тюмень: «Вектор Бук», 2019. – 159 с.

**Издания, рекомендованные ВАК РФ, Scopus и Web of Science**

2 Леонтьев Д.С. Методические аспекты диагностики причин обводнения нефтяных скважин / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко // Нефть и газ. - 2015. - № 2. С.61-67.

3 Леонтьев Д.С. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко, Д.С. Леонтьев, А.К. Ягафаров и др. // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30-31.

4 Леонтьев Д.С. Результаты исследования порового пространства тампонажного камня на основе микроцемента методом компьютерной микротомографии / Д.С. Леонтьев, А.А. Пономарев // Нефть и газ. - 2015. - № 5. С. 52-60.

5 Леонтьев Д.С. Разработка и исследование вязкоупругого состава на торфощелочной основе для глушения нефтяных и газовых скважин / Д.С. Леонтьев, А.В. Кустышев, Е.Н. Козлов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - № 11. С.32-38.

6 Леонтьев Д.С. Анализ методов обоснования и принятия решений при проведении ГТМ с целью ограничения водопритоков / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, Д.В. Жапарова // Нефть и газ. - 2016. - № 1. С.53-61.

7 Леонтьев Д.С. Перспективы применения торфощелочных растворов при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин / Д.С. Леонтьев // Бурение и нефть. - 2016. - № 2. С. 30-35.

8 Леонтьев Д.С. Разработка и исследование тампонажного состава на микроцементной основе для ограничения и ликвидации водопритоков в нефтяные и газовые скважины / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. В. Кустышев и др. // Нефть и газ. - 2016. - № 4. С.62-72.

9 Леонтьев Д.С. Применение метода планирования эксперимента при оценке водоизоляционных работ в нефтяных скважинах / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, А.В. Кустышев, Д.В. Жапарова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2016. - № 5. С.24-30.

10 Леонтьев Д.С. Способ ограничения притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Д.С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. К. Ягафаров и др. // Нефть и газ. - 2017. - № 1. С. 67-71.

11 Леонтьев Д.С. Аварийно-восстановительные работы в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Ваганов, А.В. Кустышев, Д.С. Леонтьев // Нефтяное хозяйство. - 2017. - № 2. С. 85-87.

12 Леонтьев Д.С. Технология снижения пескопроявлений нефтяных скважин / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, Н.С. Цедрик // Нефть и газ. - 2017. - № 5. С.72-74.

13 Leontiev D.S. and Kleshchenko I.I. Development and Investigation of Formulations and Technologies of Water Inflow Limitation in Oil and Gas Wells / International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 19 (2017). S. 9008-9017.

14 Leontiev D.S., Kleshchenko I.I. and Dolzhikova L.V. Development of Technology to Reduce Sand Ingress in Oil Producing Wells / International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 19 (2017). S. 9018-9022.

15 Leontiev D.S. and Kleshchenko I.I. Development and Study of Peat-Humate Solutions for Drilling and Repairing of Oil and Gas Wells / International Journal of Applied Engineering Research ISSN 0973-4562 Volume 12, Number 19 (2017). S. 9023-9031.

#### **В других изданиях**

16 Леонтьев Д.С. Ликвидация притока подошвенных вод в нефтяных и газовых скважинах с использованием установки «непрерывная труба». / Д.С. Леонтьев, А.В. Кустышев, Н.А. Сипина. // Геология и нефтегазоносность Западно - Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвящено 100-летию со дня рождения Протозанова А.К.) - Тюмень: ТюмГНГУ - 2014 г. - С. 24-31.

17 Леонтьев Д.С. Факторы риска при эксплуатации нефтяных залежей, подстилаемых подошвенной водой. / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, Д.В. Кичикова. // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвящено 100-летию со дня рождения Протозанова А.К.) - Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. - С. 124-135.

18 Леонтьев Д.С. Разработка программного продукта «Диагностика причин обводнения нефтяных и газовых скважин». / Д.С. Леонтьев, И.И. Клещенко, Е.Ф. Долгих. // Нефть и газ Западной Сибири: материалы международной научно-технической конференции. Т. 2. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. / ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евтин. - Тюмень: ТюмГНГУ. - 2015 г. - С. 102-112.

#### **Патенты РФ и программа для ЭВМ**

19 Пат. 2529080 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, C09K 8/506. Селективный состав для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Долгушин В.А., Земляной А.А., Леонтьев Д.С.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет». – № 2013125841/03; заявл. 04.06.2013; опубл. 27.09.2014, Бюл. № 27. – С. 6.

20 Пат. 2564704 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, C09K 8/506. Способ изоляции притока подошвенных вод в скважине / Леонтьев Д.С., Кустышев А.В., Паникаровский Е.В.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет». – № 2013125841/03; заявл. 04.06.2013; опубл. 10.10.2015, Бюл. № 28. – С. 6.

21 Свидетельство о госрегистрации программы для ЭВМ М.:ФСИС.-2015. - №2015661314. Диагностика причин обводнения нефтяных и газовых скважин; заяв. 2015618131; опубл. 23.10.2015.

22 Пат. 2580532 Российская Федерация, E21B, 33/13, E21B 7/06. Способ изоляции притока пластовых вод в скважине / Кустышев А.В., Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А.,

Леонтьев Д.С.; заявитель и патентообладатель Тюменский государственный нефтегазовый университет – № 2014136152/03; заявл. 04.09.2014; опубл. 27.03.2016, Бюл. № 9.

23 Пат. 2588582 Российская Федерация, E21B43/32 (2006.01) C09K8/42 (2006.01). Способ изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Клещенко И. И., Леонтьев Д. С., Сипина Н. А., Кичикова Д. В., Попова Ж. С., Анкудинов А. А.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2015115009/03; заявл. 21.04.2015; опубл. 10.07.2016.

24 Пат. 2601708 Российская Федерация, C09K 8/10 (2006.01), E21B 33/138 (2006.01). Вязкоупругий состав для глушения нефтяных и газовых скважин/ Леонтьев Д. С., Кустышев А.А., Клещенко И. И., Сипина Н. А.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2015142602/03; заявл. 06.10.2015; опубл. 10.11.2016.

25 Пат. 2613067 Российская Федерация, C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/506 (2006.01). Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Леонтьев Д. С., Кустышев А.А., Клещенко И. И., Ягафаров А.К. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2015140215; заявл. 21.09.2015; опубл. 15.03.2017.

26 Пат. 2620684 Российская Федерация, E21B 43/32 (2006.01), E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/504 (2006.01). Способ предотвращения притока подошвенных вод в нефтяную добывающую скважину / Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Долгушин В.А. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2016124944; заявл. 21.06.2016; опубл. 29.05.2017.

27 Пат. 2604100 Российская Федерация, E21B37/00 (2006.01), E21B43/04 (2006.01). Способ снижения пескопроявлений нефтяных скважин / Леонтьев Д. С., Кустышев А.А., Клещенко И. И. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2015148520/03; заявл. 11.11.2015; опубл. 10.12.2016.

28 Свидетельство о госрегистрации программы для ЭВМ М.:ФСИС. -2017. - №2017617149. Proppants; заявл. 2016663027; опубл. 27.06.2017.

29 Пат. 2631512 Российская Федерация, E21B 33/13 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01), E21B 43/11 (2006.01). Способ изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Леонтьев Д. С., Клещенко И.И., Долгушин В.А. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2016130879; заявл. 26.07.2016; опубл. 25.09.2017 Бюл. № 27.

30 Пат. 2661171 Российская Федерация, МПК E21B 43/32 (2006.01). Способ изоляции притока пластовых вод в необсаженном горизонтальном участке ствола нефтедобывающей скважины / Леонтьев Д. С., Клещенко И.И., Ягафаров А.К. и др.; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет – № 2017119566; заявл. 05.06.2017; опубл. 12.07.2018 Бюл. № 20.

31 Пат. 2707109 Российская Федерация, E21B 43/32 (2006.01), E21B 33/13 (2006.01). Способ изоляции притока пластовых вод на участках их поступления в скважинах с горизонтальным окончанием /Д.С. Леонтьев; заявитель и патентообладатель Тюменский индустриальный университет - № 2019104219; заявл. 14.02.2019; опубл. 22.11.2019 Бюл. № 33.