

На правах рукописи



ЧЕРНЫШОВ СЕРГЕЙ ЕВГЕНЬЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН С УЧЕТОМ
ГЕОМЕХАНИКИ И ГИДРОДИНАМИКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**

Пермь – 2021

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Научный консультант:

Крысин Николай Иванович

доктор технических наук, профессор,

Официальные оппоненты:

Овчинников Василий Павлович,

доктор технических наук, профессор,

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» / кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», заведующий кафедрой

Хузина Лилия Булатовна,

доктор технических наук, доцент,

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» / кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», заведующая кафедрой

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» / кафедра нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, профессор

Ведущая организация:

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», г. Санкт-Петербург

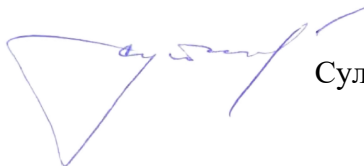
Защита состоится «03» марта 2022 года в 14.00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

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

Автореферат диссертации разослан «__» _____ 20 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

На современном этапе развития техники, технологий и материалов для строительства скважин нефтяные компании обладают возможностями для достижения максимальных технико-экономических показателей (ТЭП) бурения и заканчивания и последующей эксплуатации скважин. Однако часто максимальные или потенциальные ТЭП достигаются применением современных разработок либо при строительстве скважин, либо при эксплуатации, и в целом эти этапы «жизни» скважины, как капитального сооружения, рассматриваются отдельно друг от друга.

Особенно остро вопрос совместного изучения проблем строительства и добычи углеводородов встает на этапах заканчивания скважин и ввода их в эксплуатацию. Все чаще возникают проблемы ранней обводненности продукции, которые, в том числе, связаны с нарушением герметичности крепи при вторичном вскрытии продуктивных объектов. Имеется потребность решения задач, которые находятся в области компетенций разных научных направлений, таких как задача подготовки скважин на этапе заканчивания к проведению мероприятий по повышению нефтеотдачи в будущем с учетом геомеханической и гидродинамической моделей конкретного месторождения или конкретной залежи.

Основной задачей на начальной стадии рассматриваемого этапа строительства скважин является формирование долговечной, прочной и герметичной крепи. В частности, состояние цементного кольца за обсадной колонной напрямую влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов между собой, изоляцию обсадных колонн от негативного влияния пластовых флюидов. Низкое качество крепи скважины приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам и преждевременному обводнению продуктивных пластов.

При этом необходимо учитывать, что одним из главных направлений повышения качества заканчивания скважин является решение задачи по обеспечению сохранности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) флюидосодержащих пластов.

Одновременно с этим традиционно применяемый метод кумулятивной перфорации (более 95 % скважин) не обеспечивает сохранность крепи скважин и способствует образованию заколонных перетоков в результате разрушения цементного камня за обсадными трубами. Все чаще вторичное вскрытие продуктивных пластов проводят щадящими методами, которые, кроме

обеспечения сохранности крепи скважин, позволяют, в ряде случаев, повысить их продуктивность. Однако, чтобы эффективность данных методов не снижалась, на этапе цементировочных работ должна быть получена герметичная крепь скважины. Анализ промысловых данных показывает, что в случае применения кумулятивной перфорации, особенно с большой массой взрывчатого вещества, начальная обводненность скважин в первые 3–6 месяцев эксплуатации может достигать 65–98 %.

Повышение продуктивности скважин может быть достигнуто решением задач по снижению среднего эффективного давления горных пород коллектора вблизи ствола скважины применением щелевого вскрытия продуктивных пластов и, как следствие, восстановлению исходной проницаемости. В случае применения кумулятивной перфорации проницаемость может снижаться более чем на 50 % от исходных значений. Кроме этого, важно определить оптимальное направление щелевых каналов, с учетом геолого-геомеханической и гидродинамической модели продуктивного объекта, при этом появляется возможность подготовки скважины к проведению работ по увеличению нефтеотдачи в будущем для повышения их эффективности.

Степень разработанности темы

Большой вклад в решение проблем повышения эффективности работ на этапе заканчивания скважин внесли российские и зарубежные исследователи А.И. Булатов, В.С. Данюшевский, Д.Ф. Новохатский, М.Р. Мавлютов, Н.Х. Каримов, М.О. Ашрафьян, Ф.А. Агзамов, В.П. Овчинников, Н.И. Николаев, Л.И. Рябова, С.А. Рябоконт, П.А. Ребиндер, Maurice I., Mitchell, J., Lunan, B., G. Abbas, W.T. Bell и др.

Очевидно, что вышеуказанные проблемы требуют всестороннего глубокого изучения, и фундамент для успешного решения подобных тесно взаимосвязанных задач, находящихся зачастую на стыке нескольких дисциплин, необходимо закладывать на этапе заканчивания скважин, разработкой и реализацией комплекса новых научно обоснованных технологических решений, технических средств и материалов.

Несмотря на достаточно большой объем исследований по данным направлениям, проблема повышения эффективности заканчивания скважин, с обеспечением условий для достижения потенциальных технико-экономических показателей будущей их эксплуатации, является актуальной и решение вышеизложенных задач имеет важное значение для экономики страны.

Цель работы – повышение качества и эффективности работ на этапе заканчивания нефтяных и газовых скважин разработкой и апробацией комплекса технических средств, материалов и научно обоснованных методик.

Основные задачи исследований:

1. Анализ и обобщение геолого-технических условий заканчивания скважин на месторождениях Пермского края и Западного Казахстана, оценка качества цементирования обсадных колонн современными тампонажными материалами, эффективности разобщения водо- и нефтесодержащих пластов, анализ технических средств и методов вторичного вскрытия продуктивных пластов, представленных терригенными коллекторами порового типа. Обоснование рабочей гипотезы.

2. Научное обоснование и совершенствование составов модифицирующих реагентов для управления основными технологическими свойствами специальных тампонажных материалов.

3. Исследование свойств тампонажных составов и разработка рецептур цементных растворов с регулируемыми технологическими свойствами. Разработка математических моделей основных технологических свойств тампонажных составов и программного продукта для оперативного управления ими, подбора оптимальных рецептур с учетом геолого-технических условий ведения цементировочных работ и требований проектно-технологической документации.

4. Разработка модели распределения нагрузок на крепь скважины при проведении кумулятивной перфорации и обоснование применения методов вторичного вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающих сохранность крепи.

5. Разработка научно обоснованных технических решений, материалов и совершенствование технологии для проведения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации (ОЩГПП) при вторичном вскрытии продуктивных пластов, представленных терригенными породами-коллекторами порового типа.

6. Научное обоснование схемы размещения и направления ориентирования щелевых каналов при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов с учетом геолого-геомеханической и геолого-гидродинамической моделей рассматриваемых объектов разработки.

7. Разработка комплекса технических средств, тампонажных материалов и научно обоснованных методик для повышения эффективности работ на этапе заканчивания скважин снижением начальной обводненности продукции и повышения продуктивности при добыче запасов нефти, приуроченных к терригенным коллекторам порового типа.

Научная новизна работы

1. Разработаны математические модели реологических и фильтрационных свойств тампонажных растворов для оперативной корректировки рецептов с учетом геолого-технических условий ведения цементировочных работ и требований проектно-технологической документации.

2. Научно обоснованы механизмы увеличения прочности и адгезии цементного камня с ограничивающими поверхностями при разработке комплексных упрочняющих добавок ДПА-У, а также научно обоснован выбор специальных модификаторов, позволяющих управлять кинетикой расширения цементного камня при разработке оксидных расширяющих добавок ДРС-НУ.

3. Получена модель распределения нагрузок на крепь скважины по высоте и доказано разрушение цементного камня за обсадными трубами при проведении кумулятивной перфорации. Интервал разрушения цементного камня от эпицентра взрыва достигает 60 м и более, при значении прочности на сжатие цементного камня 23,2 МПа и давлении, замеренном расстоянии 1, 20, 50, 75 и 100 м выше перфорационных зарядов, 166–659 кгс/см².

4. Создана конечно-элементная модель околоскважинной зоны с учетом щелевой перфорации, выполнено численное моделирование напряженно-деформированного состояния в околоскважинной зоне при создании щелевых каналов, на основании результатов численного моделирования установлено снижение проницаемости более чем на 50 % от исходных значений. Научно обоснованы метод вторичного вскрытия щелевыми каналами и схема их размещения для восстановления проницаемости продуктивных горных пород до исходных значений.

5. Численным методом с применением разработанной конечно-элементной модели околоскважинной зоны определен дебит скважин при создании щелевой перфорации с учетом скорости фильтрации жидкости в каждом узле свободной поверхности щелей. Прирост продуктивности за счет создания щелевой перфорации составит около 23%, если не учитывать зависимость изменения

проницаемости от напряжений, и около 31%, если учитывать данный эффект.

6. Научно обосновано применение комплексной обработки технологической жидкости для успешного проведения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации и восстановления проницаемости терригенных коллекторов порового типа.

7. Предложены научно обоснованные технические решения (конструкция перфоратора и блока ориентации) для проведения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов, представленных терригенными коллекторами порового типа.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в следующем:

1. Изучено влияние модифицирующих добавок различного химического состава на основные технологические свойства и разработаны математические модели, описывающие реологические и фильтрационные свойства тампонажных составов с учетом термобарических условий ведения работ по цементированию обсадных колонн скважин.

2. Получена модель распределения нагрузок на крепь скважины при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов, доказано разрушение цементного камня за обсадными трубами при проведении кумулятивной перфорации и установлена протяженность интервала разрушения цементного камня.

3. Развита представления о напряженно-деформированном состоянии терригенных горных пород-коллекторов порового типа на базе модели околоскважинной зоны при формировании щелевых каналов на этапе вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Применение разработанных расширяющихся тампонажных составов с регулируемыми технологическими свойствами и модифицирующих добавок на месторождениях России и Республики Казахстан при цементировании обсадных колонн (более 1000) нефтедобывающих скважин позволило в среднем на 20–35 % увеличить долю сплошного типа контакта цементного камня с обсадными трубами и горными породами.

2. Применение программного продукта CemRecipe на базе полученных моделей основных технологических свойств тампонажных растворов, для плотностей $(1,87 \pm 0,03)$ г/см³ и температур (25 ± 4) °С, позволило более чем в 2 раза

сократить число лабораторных опытов при подборе рецептов для цементирования эксплуатационных колонн (подтверждено более чем на 120 скважинах).

3. Применение в качестве метода вторичного вскрытия продуктивных пластов технологии ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации позволяет:

– увеличить площадь фильтрации с $0,2 \text{ м}^2$ на 1 м вскрытой продуктивной части (для кумулятивной перфорации) до $1,2 \text{ м}^2$ при формировании щелевых каналов плотностью 4 щели на 1 м;

– восстановить проницаемость терригенных коллекторов порового типа до исходных значений в интервале формирования щелевых каналов и между ними по высоте;

– обеспечить сохранность крепи и предотвратить раннее обводнение продукции скважин.

4. Разработаны технологические инструкции и регламент по проведению ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации с применением новых гидropескоструйного перфоратора, блока ориентации и технологических жидкостей.

5. Разработанные по результатам исследований рецептуры тампонажных составов, модифицирующие добавки и технологические рекомендации включены в программы работ по цементированию обсадных колонн, регламенты по приготовлению тампонажных растворов, буферных жидкостей сервисных компаний в России и Республике Казахстан.

6. Технические и технологические решения, предложенные в работе, позволяют проводить ориентированную щелевую гидropескоструйную перфорацию и начать производство перфораторов и блоков ориентации. Изготовлены опытные образцы гидроперфоратора и блока ориентации на базе специального конструкторского бюро ПАО «Мотовилихинские заводы» (г. Пермь).

7. Разработанные методические рекомендации и модель распределения нагрузок на крепь скважины при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов применяются сервисными компаниями в России и Республике Казахстан для оценки сохранности цементного камня за обсадной колонной при выборе массы взрывчатого вещества (ВВ) и плотности перфорации кумулятивными методами.

Методология и методы исследования

Задачи решались с использованием теоретических и экспериментальных методов исследования основных технологических свойств тампонажных составов в

соответствии с ГОСТ 26798.1–96, ГОСТ 26798.2–96, API Recommended Practice 10B, ISO 10426-2:2003, методов оценки изменения проницаемости горных пород-коллекторов после фильтрации различных технологических жидкостей на этапе заканчивания скважин, а также с применением специальных приборов и методик, разработанных специалистами кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ.

Использовались методы планирования эксперимента, анализа результатов экспериментальных исследований, методы аналитического и численного моделирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Математические модели реологических, фильтрационных свойств и рецептуры тампонажных составов с регулируемыми технологическими свойствами, созданные с применением разработанных модифицирующих добавок, для повышения доли сплошного типа контакта цементного камня с сопредельными средами при креплении нефтяных и газовых скважин в условиях Пермского края и Западного Казахстана.
2. Методические решения и модель распределения нагрузок на крепь скважины при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов для определения сохранности цементного камня за обсадной колонной при выборе метода и типа технических средств перфорации.
3. Модель изменения напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны терригенных горных пород-коллекторов порового типа, схема размещения целевых каналов и научное обоснование технологии ОЦГПП, обеспечивающей восстановление проницаемости околоскважинной зоны продуктивных пластов, сохранность крепи и увеличение продуктивности скважин.
4. Комплекс новых научно обоснованных технических решений, рецептур технологической жидкости и методических рекомендаций по проведению ОЦГПП терригенных горных пород-коллекторов порового типа.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов исследований обеспечивалась применением методов планирования эксперимента; моделированием условий близких к натурным; применением соответствующих современных методов лабораторных исследований, комплекса лабораторного и промыслового оборудования, прошедшего метрологическую аттестацию, и методов аналитического и

численного моделирования; сопоставимостью результатов исследований и разработок с данными промысловых испытаний и промышленной апробации.

Результаты и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Конкурсе молодых работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на лучшую научно-техническую разработку в 2005, 2007 и 2009 годах, г. Пермь; Международной научно-технической конференции «Проблемы рационального природопользования» в 2008, 2016, 2019 годах, г. Пермь; Международном форуме-конкурсе молодых ученых «Проблемы недропользования» в 2006 и 2009 годах, г. Санкт-Петербург; Второй Международной научно-технической конференции «Повышение качества строительства скважин», посвященной памяти Мавлютова М.Р., Уфа, 2010; Научно-технических советах в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ПАО «Мотовилихинские заводы», ТОО «OilServicesCompany», ТОО «Онтустик мунайгаз» в 2013–2019 годах; Society of Petroleum Engineers – SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, СТСЕ 2015. Азербайджан, г. Баку, 2015 г.; Круглом столе выставки ВУЗПРОМЭКСПО-2014 «Развитие технологий нефтегазодобычи: потенциал ведущих вузов», г. Москва, 2014 год; Научно-практической конференции «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», ВУЗПРОМЭКСПО-2015, г. Москва, 2015 г.; Workshop (научном семинаре) в Университете города Абердин в 2015, 2016, 2017, 2019 годах (г. Абердин, Великобритания); Научно-практической конференции «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», ВУЗПРОМЭКСПО-2016, г. Москва, 2016 год; SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition», 2016 г., Aberdeen Exhibition and Conference Centre, (г. Абердин, Великобритания).

Публикации

Результаты исследований, отражающие основные положения диссертационной работы, опубликованы в 58 печатных работах, из них 24 – в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, из них 19 работ – в изданиях, входящих в международные базы цитирования Scopus и Web of Science. Всего работ в изданиях, входящих в международные базы цитирования Scopus и Web of Science, – 21 научная работа. В соавторстве получено 11 патентов на изобретение и полезную модель.

Структура и объем диссертации

Диссертационная работа изложена на 529 страницах, состоит из двух томов. Том 1 включает введение, 5 глав, основные выводы и результаты, список сокращений и список литературы из 233 наименований, изложен на 361 странице, включает 144 рисунка, 86 таблиц. Том 2 (приложения) объемом 168 страниц содержит введение и 6 глав.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному консультанту д.т.н. Николаю Ивановичу Крысину за ценные советы и рекомендации, позволившие развить научные идеи и достигнуть поставленной цели; автор благодарит д.т.н. Ю.А. Кашникова и д.т.н. С.Г. Ашихмина за научные консультации по оценке напряженного состояния горных пород коллекторов и сохранности цементного камня при проведении кумулятивной перфорации; серьезная помощь была оказана д.г.-м.н. В.И. Галкиным при разработке математических моделей основных технологических свойств тампонажных составов; автор благодарит сотрудников кафедры НГТ за поддержку и неоценимую помощь при проведении лабораторных исследований и участие в обсуждении результатов, а также всех научных сотрудников и специалистов, принимавших участие во внедрении результатов научной работы на промысле.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность решения задач по повышению эффективности заканчивания скважин получением научно обоснованных решений с целью обеспечения сохранности крепи, снижения обводненности продукции скважин и повышения их продуктивности. Определены цель работы и задачи исследований, показана научная и практическая значимость результатов, защищаемые положения.

В первом разделе произведен анализ особенностей геолого-технических условий строительства нефтяных и газовых скважин на территории Пермского края и Западного Казахстана. Определены термобарические условия ведения работ по заканчиванию скважин для решения актуальных производственных задач.

Анализ геолого-технических особенностей ведения буровых работ при строительстве нефтедобывающих скважин на территории Пермского края,

Западного Казахстана показал наличие взаимозависимых факторов, определяющих успешность и эффективность работ на этапе заканчивания.

Важным этапом при строительстве нефтедобывающих скважин является их крепление. Проблема обеспечения качества цементирования эксплуатационных колонн скважин не ограничивается только получением плотного контакта цементного камня с сопредельными средами. Проблемным остается вопрос вторичного вскрытия продуктивных пластов, так как при серийно применяемом методе кумулятивной перфорации практически во всех случаях происходит разрушение цементного камня за колонной, как следствие, отмечено раннее обводнение продукции и частые ремонты скважин.

Не всегда должное внимание уделяется вопросу обеспечения сохранности ФЕС продуктивных пластов на этапах строительства, эксплуатации и ремонта скважин, что, безусловно, снижает КИН и продуктивность скважин.

В настоящее время на территории Пермского края число пробуриваемых за год скважин составляет в среднем 150–170. Сложность их конструкции и профиля определяет повышенные требования к качеству и эффективности работ по их строительству, особенно на этапе заканчивания. Имеется необходимость разработки новых технологий, технических средств и материалов для строительства нефтедобывающих скважин и требуется комплексный подход к решению существующих проблем.

Рассматривая особенности строительства неглубоких скважин (450–950 м) нефтяных месторождений Западного Казахстана, стоит отметить сложность горно-геологических условий: характерно широкое развитие дизъюнктивных нарушений различной ориентировки – от широтной до меридиональной, как в региональном плане, так и в пределах локальных структур. Наличие в верхней части разреза высоконапорных водоносных и газоносных пластов значительно усложняет работы на этапе заканчивания. Нередки случаи прорыва пластовых вод и газа через столб тампонажного раствора в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) или образования грифонов.

По результатам цементирования эксплуатационных колонн в 2009 году по ряду добывающих предприятий было отмечено низкое качество крепления скважин (Рисунок 1).

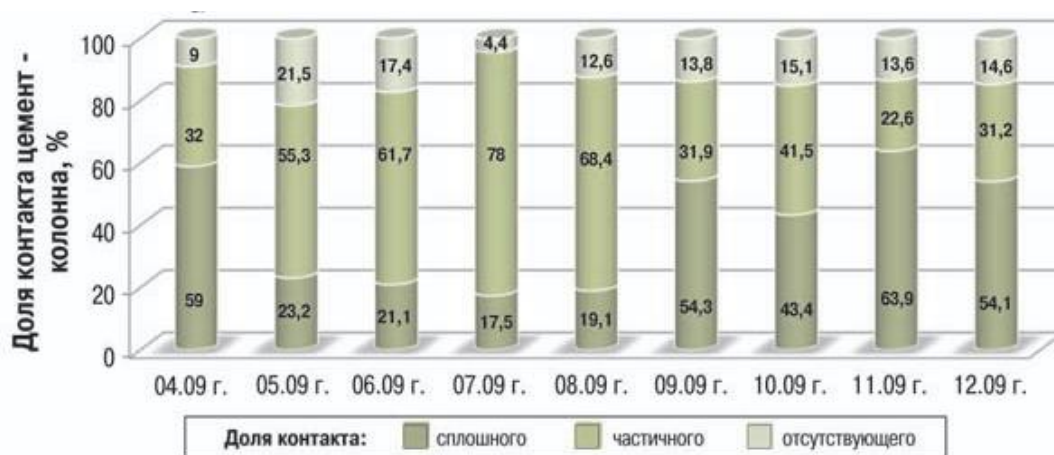


Рисунок 1 – Качество цементирования эксплуатационных колонн на месторождениях Западного Казахстана

Следует отметить еще одну особенность современного состояния проблемы получения герметичной крепи – это использование буровых растворов на углеводородной основе, в том числе инвертно-эмульсионных, что приводит к снижению качества цементирования обсадных колонн скважин в результате образования на обсадной колонне и стенках скважины углеводородной пленки. И применение специальных буферных жидкостей не всегда решает данные проблемы. Так, на одном из месторождений в Пермском крае при первичном вскрытии продуктивного пласта был использован инвертно-эмульсионный буровой раствор, однако применение специальных буферных составов не решило проблему низкого качества крепи (Рисунок 2).

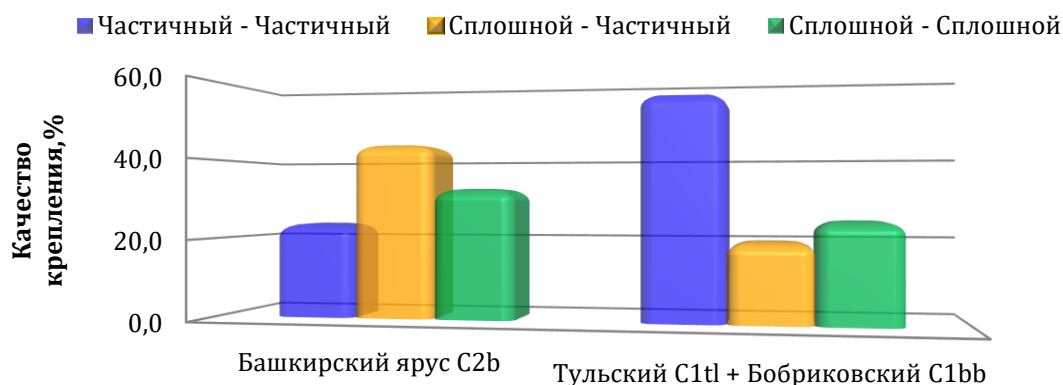


Рисунок 2 – Результаты оценки качества крепления продуктивной части разреза с применением специальных буферных составов

При оценке условий ведения цементировочных работ на территории Пермского края и Западного Казахстана необходимо сказать и о кавернозности ствола скважин. Образующие в процессе бурения скважин каверны имеют различные размеры. Высота каверн колеблется от 1 до 11 м и более. Преобладают каверны высотой до 4 м. В Пермском крае каверны большей высоты (более 11 м)

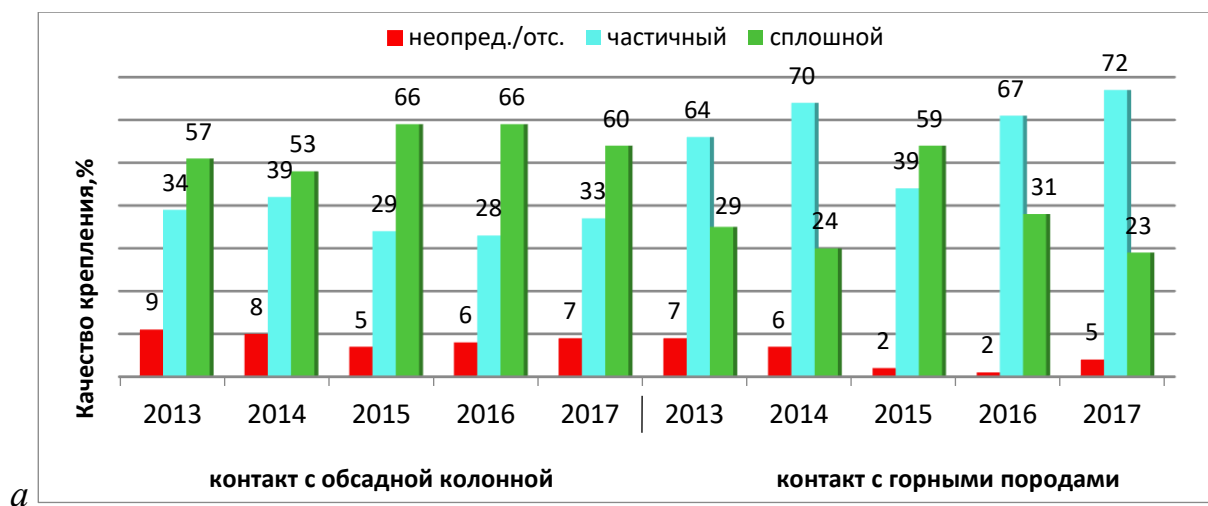
чаще встречаются в отложениях верейского и турнейского ярусов, а также в терригенной толще девонской системы, в Западном Казахстане наличие больших каверн характерно для аптинских отложений. Образование каверн приводит к снижению качества крепления и возникновению перетоков пластовых флюидов.

Термобарические условия ведения работ по цементированию эксплуатационных колонн на территории Пермского края следующие: температура по разрезу составляет 25–35 °С, давление в продуктивных пластах изменяется в пределах гидростатических 15–30 МПа, на территории Западного Казахстана забойные температуры меняются от 30 до 120 °С, давление 6–45 МПа.

Кроме того, анализ нефтегазоносности продуктивных пластов показывает, что строительство скважин в этих горизонтах сопряжено с целым рядом проблем. В первую очередь, это небольшая толщина продуктивной толщи (1,0–5,0 м) и перемычек между водо- и нефтенасыщенными интервалами, что может создать сложности при создании герметичной крепи и обеспечении ее сохранности при вторичном вскрытии.

Следует отметить, что 98 % скважин, расположенных на территории Пермского края, являются наклонно-направленными. При этом на месторождениях Западного Казахстана часто встречаются вертикальные профили добывающих скважин, и доля наклонно-направленных скважин составляет 45–50 %, скважины малой глубины (400–900 м) преимущественно (86–92 %) имеют вертикальные профили стволов.

Для разработки комплекса мероприятий, направленных на повышение качества крепления скважин, выполнена оценка качества цементирования эксплуатационных колонн на нефтяных месторождениях Пермского края и Западного Казахстана (Рисунок 3).



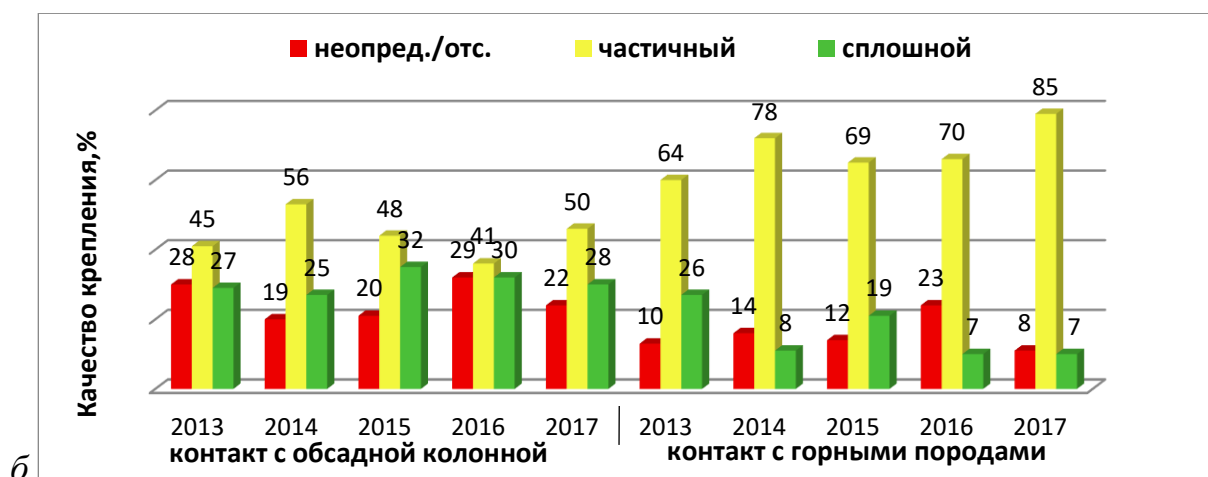


Рисунок 3 – Оценка качества цементирования эксплуатационных колонн скважин на территории: а – Пермского края; б – Западного Казахстана

Анализ показал, что при цементировании эксплуатационных колонн на нефтяных месторождениях Пермского края за период с 2013 по 2017 год интервалы сплошного контакта цементного камня с обсадными трубами и стенками скважины в среднем составили соответственно 59,1 % и 43,2 %.

При оценке качества цементирования эксплуатационных колонн ряда месторождений Западного Казахстана отмечена большая доля частичного типа контакта цементного камня с обсадными трубами (до 83 %), что не позволяет однозначно судить о типе контакта с горными породами.

Установлено, что с 2009 по 2014 годы в среднем начальная обводненность нефтедобывающих скважин ряда месторождений Пермского края после вскрытия продуктивных пластов кумулятивной перфорацией составила 35 % и более, при этом начальная обводненность скважин, на которых применялись щадящие методы вторичного вскрытия, составила около 9 % (Рисунок 4).

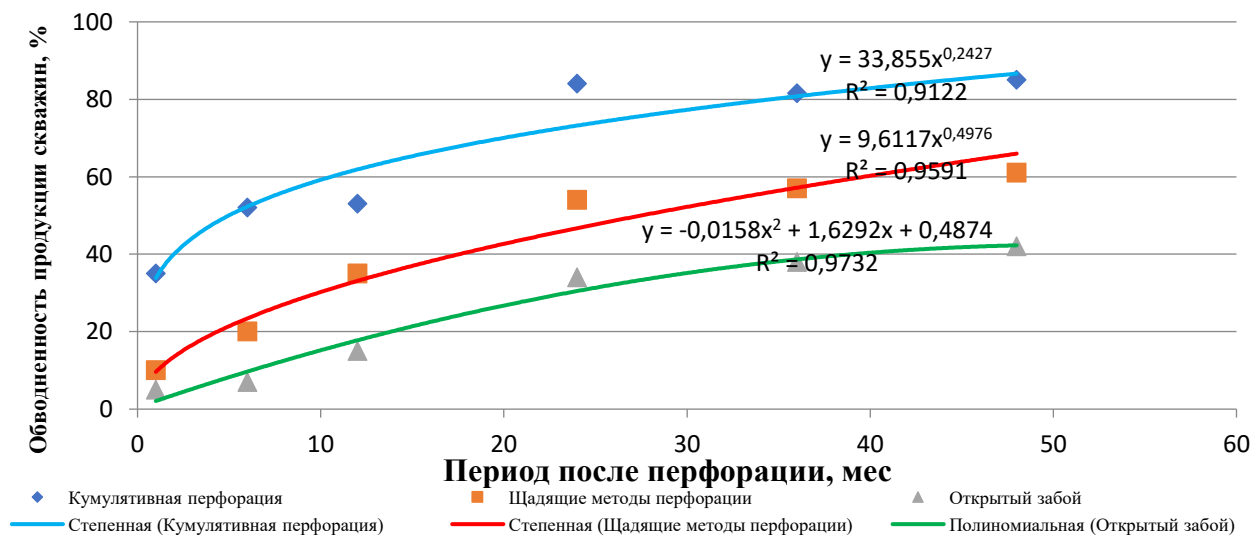


Рисунок 4 – Динамика средних значений обводненности скважин

Таким образом, наряду с технологией и материалами, применяемыми при цементировании обсадных колонн, на состояние крепи скважин большое влияние оказывают методы вторичного вскрытия.

Низкое качество крепления скважин в большинстве случаев обусловлено применением традиционных тампонажных растворов, не обеспечивающих требуемые технологические свойства цементного раствора и камня. По результатам анализа отмечена необходимость совершенствования рецептур тампонажных растворов с целью повышения качества крепления и обеспечения сохранности ФЕС продуктивных пластов.

Анализ применения методов перфорации скважин на территории Пермского края показал, что в настоящее время вторичное вскрытие продуктивных пластов нефтяных скважин в 97% случаев осуществляется кумулятивными методами. При этом оставшиеся 3% приходятся на щадящие методы вторичного вскрытия и эксплуатацию скважин открытым стволом.

По результатам исследований, проводимых ранее различными учеными, установлено, что при кумулятивной перфорации, в интервале перфорации в интервале перфорации возникают давления порядка 70-350 МПа и более. При таких давлениях происходит разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной. Так, в 2016 и 2017 годах на месторождениях Пермского края было выявлено более 47 случаев возникновения заколонных перетоков. Анализ показал, что в 70 % случаев выявления заколонных перетоков в конструкции эксплуатационной колонны была предусмотрена установка заколонного пакера. Также важной закономерностью является то, что на большинстве из вышеупомянутых скважин толщина перемычки, разделяющей водоносные и нефтеносные пласты, составила 5–7 м и менее. В таких условиях кумулятивная перфорация является основной причиной заколонных перетоков.

Ярким примером является заколонный переток на скважине №716 Гондыревского месторождения. Толщина разделяющей перемычки, в интервале которой был установлен заколонный пакер, составила всего 3 метра. Сплошного контакта цементного камня с породой по всей толщине в этой зоне нет. В таких условиях, основной причиной, помимо некачественного цементирования, стало разрушающее воздействие кумулятивной перфорации.

Анализ современных технологий и технических средств для вторичного вскрытия продуктивных пластов показал, что технология щелевой

гидропескоструйной перфорации выгодно отличается от существующих методов показателями результативности и обеспечивает сохранность крепи.

Таким образом, повышение эффективности работ на этапе заканчивания скважин возможно только с помощью тщательного изучения обозначенных проблем, их причин и разработки научно обоснованных решений, учитывающих особенности крепления скважин в конкретных горно-геологических условиях для создания герметичной крепи и обеспечения ее сохранности при проведении работ по вторичному вскрытию продуктивных пластов, снижения обводненности продукции скважин, повышения продуктивности скважин за счет обеспечения сохранности фильтрационно-емкостных свойств и восстановлением проницаемости горных пород коллекторов в околоскважинной зоне.

Исходя из вышеизложенного, в диссертации сформулированы цель, основные задачи работы и обоснована рабочая гипотеза.

Во второй главе представлены результаты исследований, выполнены разработка и научное обоснование рецептур тампонажных растворов с применением разработанных модифицирующих добавок для повышения качества цементирования обсадных колонн и создания герметичной крепи скважин.

Сложность и тесная взаимосвязь рассмотренных ранее проблем при строительстве нефтяных и газовых скважин на этапе заканчивания обуславливает необходимость всестороннего подхода к их решению. Поиск и разработка комплекса технических средств, материалов и научно-обоснованных методик может стать ключом к решению проблемы повышения эффективности технологий заканчивания нефтедобывающих скважин. В связи с этим, на первом этапе необходимо обеспечить создание герметичной крепи скважины.

Низкие показатели качества цементирования обсадных колонн чаще всего становятся следствием явлений седиментации, контракции и усадки цементного камня. Важность этих показателей трудно переоценить, поскольку, во-первых, происходит нарушение герметичности крепи скважин и, во-вторых, ухудшаются результаты цементирования. Данный вопрос достаточно подробно рассмотрен в работах А.И. Булатова, В.С. Данюшевского, Д.Ф. Новохатского, М.Р. Мавлютова, Н.Х. Каримова, М.О. Ашрафьяна, Ф.А. Агзамова, В.П. Овчинникова, Н.И. Николаева, Л.И. Рябовой, С.А. Рябоконея, П.А. Ребиндера и др.

Кроме того, в работах Каримова Н.Х., показано, что величина контактного давления на границах цементный камень-колонна, цементный камень-горные породы должна составлять не менее 2,5–3,0 МПа. Агзамовым Ф.А. отмечено, что расширения 1,5–2,0% будет вполне достаточно для получения сплошного типа контакта тампонажного камня с ограничивающими поверхностями.

Для проведения лабораторных исследований принят базовый тампонажный раствор, применяемый при креплении скважин в Пермском крае и на территории Западного Казахстана, на основе портландцемента тампонажного ПЦТ-I-G-СС, плотностью $1,87 \pm 0,03$ г/см³.

Определение основных технологических свойств тампонажного раствора-камня осуществлялось в соответствии со стандартными методиками, а также с применением специальных приборов и методик, разработанных специалистами кафедры «Нефтегазовые технологии» ПНИПУ.

Для компенсации негативного влияния модифицирующих добавок на прочностные свойства тампонажных составов были проведены лабораторные исследования по разработке комбинированных упрочняющих добавок. Изучены фракционные и химические составы представленных компонентов и по результатам исследований построены модели фракционного состава, дано объяснение механизмам взаимодействия модифицирующих добавок с базовым тампонажным составом (Рисунок 5).

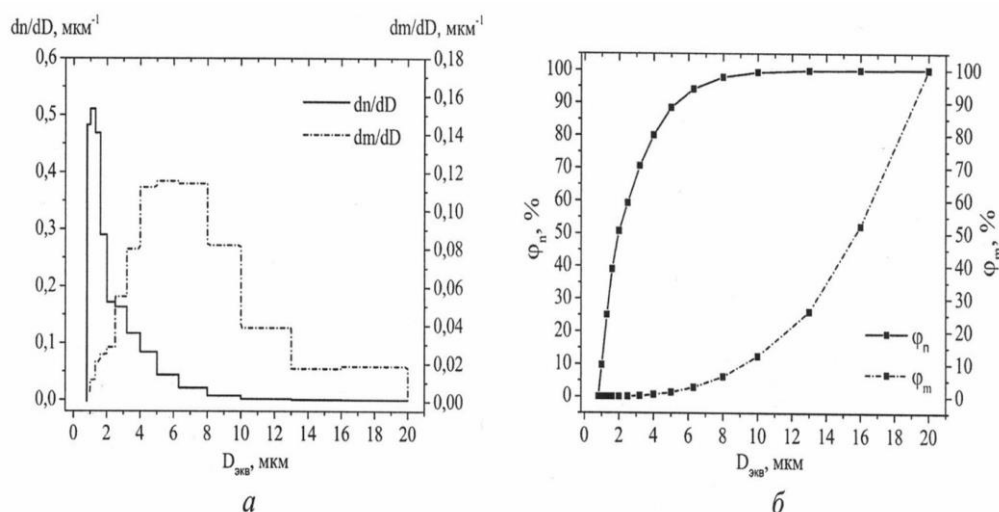
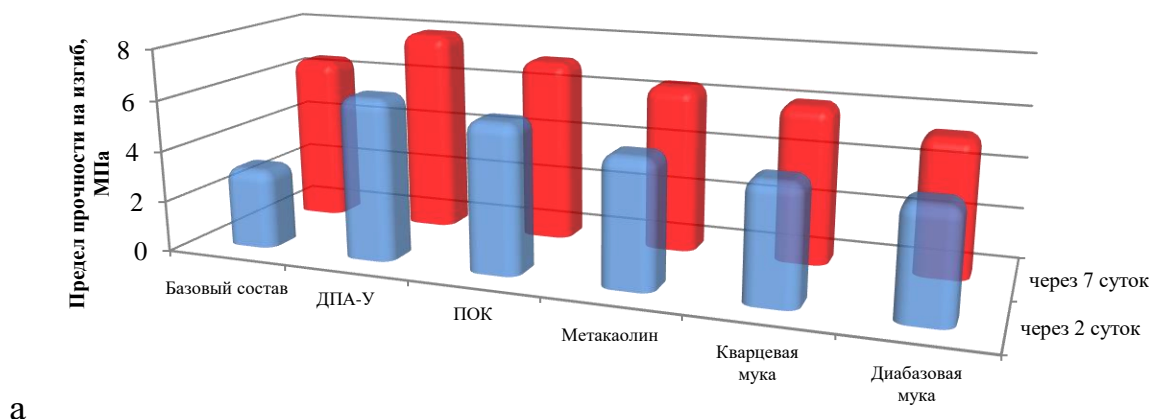


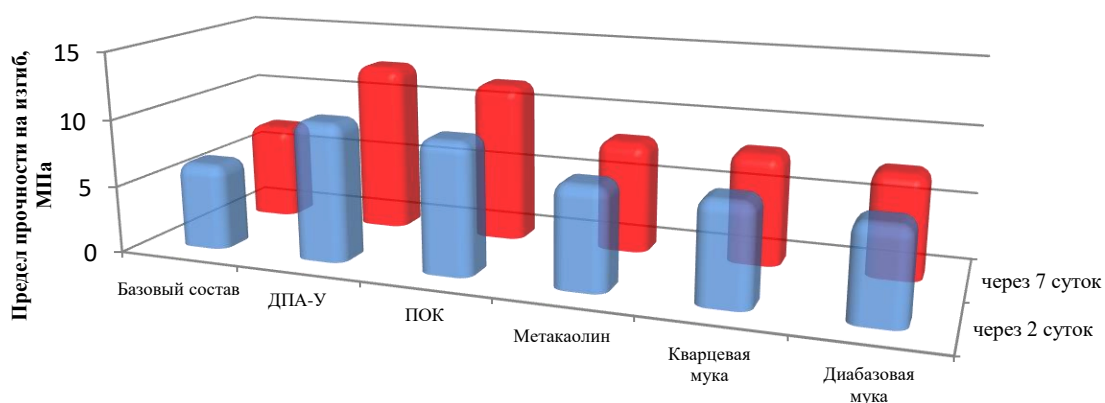
Рисунок 5 – Распределение частиц разработанной упрочняющей добавки ДПА-У
 а – плотность распределения по количеству частиц (dn/dD) и массе (dm/dD);
 б – интегральные кривые распределения по количеству частиц (ϕ_n) и массе (ϕ_m)

Установлено, что для условий низких температур (22-26 °С) наилучшими прочностными показателями обладает тампонажный цемент с комбинированной

добавкой ДПА-У, в размере 7% (ПОК-92%, кварцевая мука – 5% и метакаолин 3%) (Рисунок 6а), для условий умеренных температур (68-72 °С) наилучшими прочностными показателями обладает тампонажный цемент с добавкой ДПА-У в размере 8% (Рисунок 6б).



а



б

Рисунок 6 – Оценка эффективности упрочняющих добавок а) 24 °С, б) 70 °С

На втором этапе исследований, при разработке расширяющей добавки с управляемой кинетикой расширения был изучен механизм расширения тампонажных составов на основе портландцементов и определены оптимальные условия его проявления. Основной проблемой, в данном случае, является согласование динамики и величины расширения тампонажного материала по всему стволу скважины. Причиной тому является изменчивость термобарических условий твердения тампонажного раствора по стволу скважины.

Установлено, что наиболее приемлемым для рассматриваемых скважинных условий является оксидный тип расширения тампонажной композиции. В качестве основы был выбран оксид кальция, однако его промышленные партии характеризуются высокой динамикой гидратации, в связи с чем необходимо регулировать и соотносить данную динамику со сроками твердения тампонажных

составов. По результатам исследований регуляторов скорости гидратации основного вещества были выбраны наиболее подходящие модификаторы КССБ, ФХЛС, Atren Light и поликарбоксилат.

Также было решено разделить добавки-замедлители на две группы: - время гашения оксида кальция менее 60 мин; - время гашения оксида кальция более 60 мин. Для рассматриваемых геолого-технических условий установлено, что минимальное время от начала затворения тампонажного состава до момента «стоп» (окончания цементирования) составляет примерно 1...1,5 часа.

Для разработки оптимальных составов расширяющих добавок и исследования их влияния на величину расширения цементного камня были выбраны следующие модифицирующие добавки: пластификатор на основе поликарбоксилатов – для улучшения прокачиваемости цементного раствора и более полного замещения бурового раствора цементным; понизитель фильтрации на основе гидроксиэтилцеллюлозы – для снижения фильтрации жидкости затворения из цементного раствора в интервалах проницаемых пластов, стабилизации раствора и повышения его седиментационной устойчивости; пеногаситель на основе полиолов и эфиров жирных кислот – для облегчения удаления из тампонажного раствора вовлеченного воздуха, что обеспечивает создание плотного низкопроницаемого камня. Анализ результатов сравнительных испытаний (Рисунки 7, 8) показывает, что разработанные расширяющие добавки ДР «С» и ДР-1 обладают большей эффективностью.

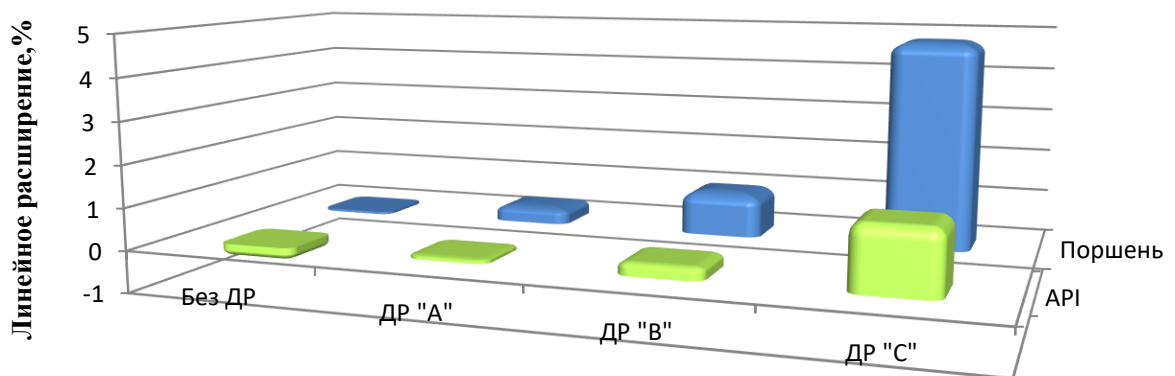


Рисунок 7 – Величины линейного расширения тампонажных смесей для нормальных температур (23 °С) в зависимости от вида добавок

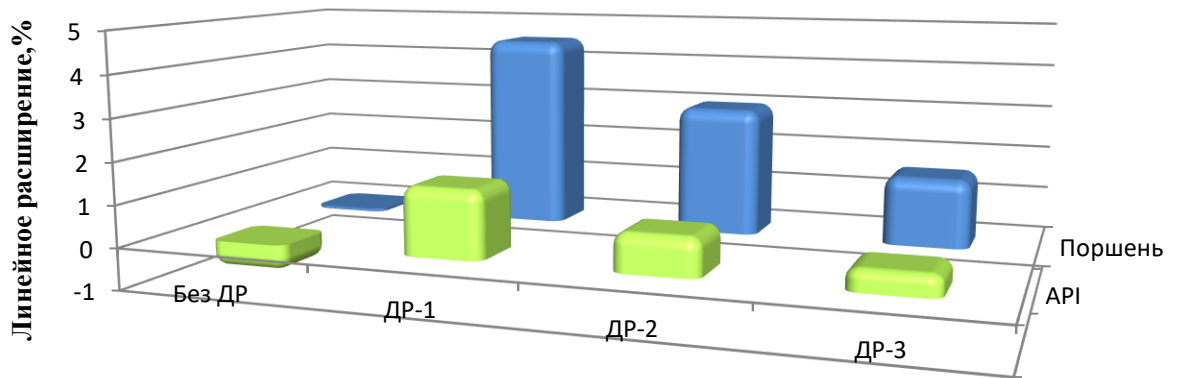


Рисунок 8 – Величины линейного расширения тампонажных смесей для повышенных температур (75 °С) в зависимости от вида добавок

Также выявлено, что зависимость расширения от температуры обратная, то есть с ростом температуры величина расширения снижается. Данное явление обусловлено следующими причинами: с увеличением температуры растворимость оксида кальция снижается, а основная доля оксида кальция реагирует, когда тампонажный раствор еще находится в жидком состоянии; цемент в условиях повышенной температуры быстрее набирает прочность. С ростом прочности камня снижается его способность к деформации; недостаточная эффективности замедлителя гидратации оксида кальция.

Результаты исследований показали эффективность ряда предлагаемых модифицирующих добавок в различных температурных условиях и были использованы при разработке рекомендаций по освоению промышленным производством разработанных составов упрочняющих и расширяющих добавок.

На третьем этапе исследований были разработаны расширяющиеся тампонажные составы с регулируемыми технологическими свойствами, обеспечивающие надежное разобщение пластов в диапазоне нормальных и умеренных пластовых температур. Рецепт и основные технологические свойства одного из разработанных тампонажных составов представлены в Таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Рецепт тампонажного раствора (плотность раствора 1890 кг/м³)

№ п/п	Наименование модифицирующих добавок	Расход % от массы ПЦТ
1	Понизитель фильтрации на основе ГЭЦ ПФ-В	0,15-0,4
2	Пластификатор поликарбоксилатный ПС-П	0,08-0,2
3	Пенегаситель ДФ	0,15-0,25
4	Реагент для увеличения прочности и адгезии: ДПА-У	0,8-1,0
5	Расширяющая добавка: ДРС-НУ	5,0-8,0

Таблица 2 – Свойства тампонажного раствора и камня (плотность раствора 1890 кг/м³)

Водоотдача, см ³ /30 мин, при 0,7 МПа	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, Па	СНС _{10/10} , Па	Расширение, %	Адгезия, кН через 24 часа		Время застывания, мин		Прочность при изгибе, МПа, 48 час	Т, °С
					стержень	камень	30 Вс	70 Вс		
39	188,5	16,67	$\frac{7,65}{15,26}$	7,1	1,48	1,89	410	490	2,57	23

На следующем этапе исследований, для обоснования рецептур тампонажных составов, сокращения числа экспериментов при проведении лабораторных исследований по определению основных технологических свойств перед креплением каждой скважины, подбора рецептур в соответствии с индивидуальным проектом на строительство и прогноза значений основных технологических свойств тампонажных составов для цементирования эксплуатационных колонн скважин в условиях Пермского края был выполнен анализ влияния поликарбоксилатного пластификатора (Пл) и понизителя фильтрации на основе гидроксипропилцеллюлозы (Пф) на пластическую вязкость (В), растекаемость (Р) и показатель фильтрации (Ф) тампонажных растворов.

По результатам лабораторных исследований отмечено, что используемый реагент пеногаситель не оказывает влияния на рассматриваемые и моделируемые технологические свойства, поэтому за основу принята следующая рецептура тампонажного состава: 1. ПЦТ-I-G-СС; пеногаситель (ПГ) на основе полиолов и эфиров жирных кислот в аморфном диоксиде кремния – 0,2%; В/СМ отношение - 0,46. Ограничения применимости разрабатываемых математических моделей: температурные условия: 25 ± 4 °С; плотность тампонажного раствора: $1,87 \pm 0,03$ г/см³.

На первом этапе исследований были построены поля корреляции между В и Пл, Пф; Р и Пл, Пф; Ф и Пл, Пф и вычислены коэффициенты парной корреляции r между рассматриваемыми модифицирующими добавками и изучаемыми показателями технологических свойств, который показал, что соотношения и сила корреляционных связей между В, Р, Ф и Пл, Пф имеют различные направленности, силы корреляционных связей.

Первоначально исследовались особенности влияния Пл и Пф на величину Ф путем построения многомерных моделей с помощью многомерного пошагового

регрессионного анализа (РА). Расчет регрессионных коэффициентов в разрабатываемых моделях выполнен методом наименьших квадратов. Совокупное влияние всех независимых факторов на зависимую переменную учитывается благодаря множественной регрессии.

В результате по влиянию реагентов Пл и Пф на свойство Φ было выделено 3 группы значений. Для первой группы получена уточненная нелинейная модель (диапазон $\Phi < 80 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$):

$$\Phi^{\text{MM2}} = 388 - 1479,9\text{Пф} - 920,1\text{Пл} + 1600,1\text{Пл} \cdot \text{Пф} + 1599,9\text{Пф}^2 + 1000,1\text{Пл}^2,$$

при $R = 0,999$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна $0,002 \text{ см}^3/30\text{мин}$.

Для второй группы значений получена следующая модель (диапазон $80 < \Phi < 380 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$):

$$\Phi^{\text{M2}} = 440,8 - 1022,4\text{Пф} - 757,8\text{Пл},$$

при $R = 0,982$, $p < 0,00000$, ошибка прогноза равна $34,015 \text{ см}^3/30\text{мин}$.

Для третьей группы модель имеет следующий вид (диапазон $\Phi > 380 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$):

$$\Phi^{\text{M3}} = 1221,7 - 5309,8\text{Пф} - 5149,0\text{Пл},$$

при $R = 0,893$, $p < 0,00000$, ошибка прогноза равна $149,87 \text{ см}^3/30\text{мин}$.

По вышеприведенным формулам были вычислены значения Φ^{M1} , Φ^{M2} , Φ^{M3} и сопоставлены с фактическими значениями Φ .

Для графического решения вопроса выбора рецептуры тампонажных составов с учетом требований к основным технологическим свойствам построен график зависимости Φ^{MM2} от Пл и Пф (Рисунок 9).

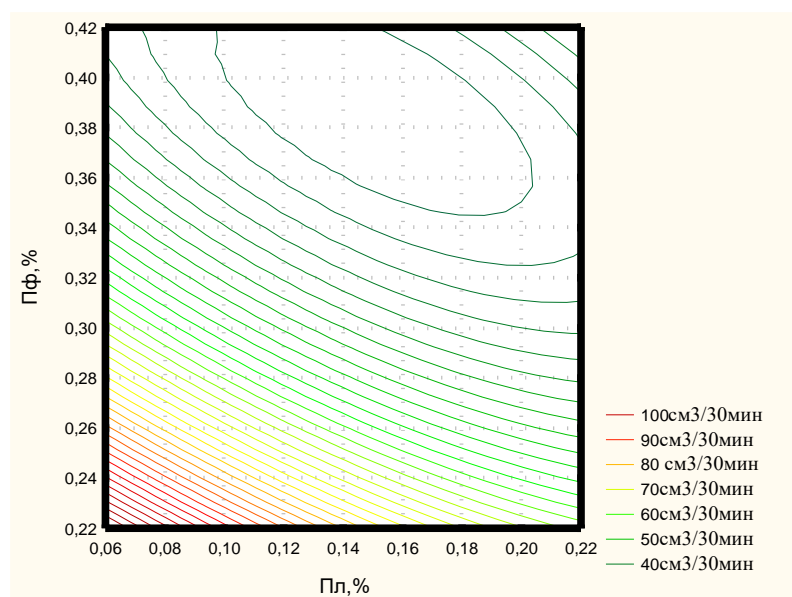


Рисунок 9 – График зависимости Φ^{MM2} от Пл и Пф

Из Рисунка 9 видно, что по данному графику представляется возможным определить те значения Пл и Пф, при которых Φ^{MM2} будет иметь минимальные значения. При этом отметим, что диапазон по Пл изменяется от 0,08 до 0,2 %, тогда как по Пф он должен быть в диапазоне 0,35–0,42 %.

Далее по такой же методике были построены модели по технологическим свойствам тампонажных растворов Р и В. По влиянию реагентов Пл и Пф на значение Р (растекаемость) получены следующие математические модели:

1) для первой группы получена нелинейная модель (диапазон $R < 240$ мм):

$$R^{MM2} = 220,08 + 594,2Пл - 54,78Пф - 661,39Пл^2 - 644,04Пф \cdot Пл - 81,89Пф^2,$$

при $R = 0,885$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 7,29 мм;

2) для второй группы получена следующая модель (диапазон $240 < R < 350$ мм):

$$R^{MM2} = 271,1 + 836,3Пл - 464,9Пф - 1326,6Пл^2 - 905,6Пф \cdot Пл + 803,4Пф^2,$$

при $R = 0,889$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 14,66 мм;

3) для третьей группы модель имеет следующий вид (диапазон $R > 350$ мм):

$$R^{M3} = 348,3 - 916,7Пф + 175,0Пл,$$

при $R = 0,998$, $p < 0,00000$, ошибка прогноза равна 2,04 мм.

Далее рассмотрена задача построения модельных значений пластической вязкости (В) в зависимости от Пл, Пф. Как и ранее по другим критериям, был выполнен комплексный анализ построенных моделей. Для первой группы значений получена следующая модель (диапазон $V < 240$ мПа·с):

$$V^{M1} = 29,3 + 819,8Пф - 32,8Пл,$$

при $R = 0,989$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 9,409 мПа·с. Формирование очередности включения показателей в уравнения регрессии происходило в последовательности показателей, приведенных в уравнении.

Для второй группы значений (диапазон $V > 240$ мПа·с) с целью выявления участков, где могут наблюдаться нелинейности, была построена нелинейная модель влияния Пф, Пл на пластическую вязкость. Также выполнено сопоставление результатов исследований с описанием физико-химических процессов, происходящих при затворении тампонажного раствора по анализируемым рецептурам.

Таким образом, для второй группы значений получена следующая уточненная нелинейная модель для диапазона значений $V = 300 \dots 450$ мПа·с:

$$V^{MM1} = -43,6 + 2811,9Пл + 365,5Пф - 8351,6Пл^2 - 2275,8Пф \cdot Пл + 2564,8Пф^2,$$

при $R = 0,991$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 12,964 мПа·с.

Для второй группы значений в диапазоне $V > 450$ мПа·с многомерная нелинейная модель имеет следующий вид:

$$V^{MM2} = 88,1 + 868,3P_{\text{л}} + 291,6P_{\text{ф}} - 2408,9P_{\text{л}}^2 - 1643,3P_{\text{ф}} \times P_{\text{л}} + 2212,9P_{\text{ф}}^2,$$

при $R = 0,912$, $p < 0,0000$, ошибка прогноза равна 48,462 мПа·с.

Суммировав результаты моделирования с позиций применимости разработанных моделей, необходимо заметить, что перекрывающийся диапазон концентраций $P_{\text{л}}$ и $P_{\text{ф}}$ в области рабочих значений параметров P и Φ (класс 1 в обоих случаях) достаточно широк, в то время как при наложении области требуемых значений параметра V он резко сокращается. Расширение поля перекрывания диапазонов концентраций $P_{\text{л}}$ и $P_{\text{ф}}$ в области рабочих значений параметров может быть достигнуто путем снижения степени полимеризации ГЭЦ.

Сопоставление результатов лабораторных исследований и математического моделирования основных технологических свойств с описанием физико-химических процессов, происходящих при затворении тампонажных составов в соответствии с разработанными рецептурами, а также предлагаемые методики анализа имеющихся данных, использованных для корреляционного и регрессионных анализов, изучение построенных многомерных статистических моделей – как линейных, так и нелинейных – позволили количественно оценить влияние различных значений модифицирующих добавок $P_{\text{л}}$, $P_{\text{ф}}$ в рецептурах тампонажных растворов и их сочетаний на величины Φ , P , V .

Построенные модели применялись при прогнозе значений Φ , P , V с учетом требований проектных документов, условий ведения работ по цементированию, с учетом расчетных значений давлений ГРП и поглощения при разработке гидравлической программы по креплению скважин. Модельные значения основных технологических свойств позволили снизить число вероятных значений концентраций модифицирующих добавок при разработке рецептур, что ведет к экономии времени и средств на этапе подготовительных работ к цементированию.

Кроме того, полученные результаты позволили объяснить особенности физико-химического взаимодействия рассматриваемых модифицирующих добавок, их взаимного влияния в составе базового тампонажного раствора и определить пределы их концентраций, при превышении которых управление основными технологическими свойствами невозможно или затруднительно.

В третьей главе изложены результаты исследований и научное обоснование метода вторичного вскрытия продуктивных пластов ОЦГПП с целью обеспечения сохранности крепи, снижения обводненности продукции скважин и повышения проницаемости терригенных горных пород коллекторов порового типа.

Технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивных объектов, применяемые при разработке месторождений нефти и газа, не всегда обеспечивают условия для достижения потенциальных дебитов скважин в связи с негативным воздействием на околоскважинную зону коллекторов фильтратов технологических жидкостей для бурения, крепления, перфорации и глушения.

Фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов в околоскважинной зоне ухудшаются не только вследствие контакта с технологическими жидкостями, но и в результате изменения напряженно-деформированного состояния после вскрытия бурением и перфорацией, что убедительно показано в работах Сливака А.И., Попова А.Н. и других исследователей – тангенциальные напряжения возрастают по абсолютной величине и достигают максимальные значения на стенках скважины.

На месторождениях Пермского края были выполнены фактические замеры избыточных давлений, возникающих при проведении прострелочно-взрывных работ (ПВР) корпусными кумулятивными перфораторами различной конструкции, а также при применении зарядов с разным количеством взрывчатого вещества (ВВ) и их общей массы (Рисунок 10). Замеры давлений, которые в ряде случаев превышали 65 МПа (избыточное – 46 МПа), производились на расстоянии 1, 50 и 100 м от перфорационных зарядов. Для измерений применялись автономные манометры АМТ-10У, АЦМ-8С и крешерные приборы.

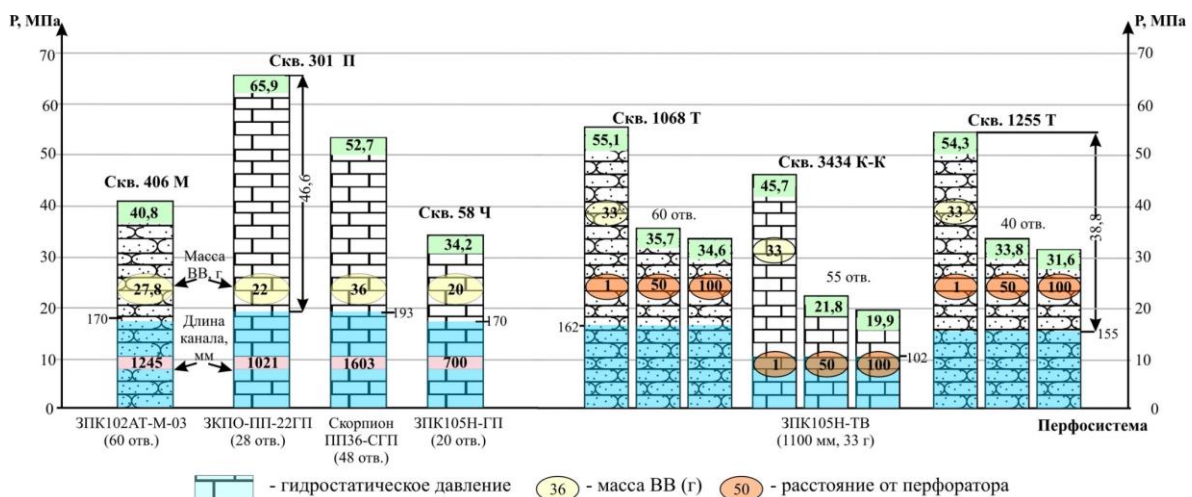


Рисунок 10 – Результаты замеров избыточных давлений при перфорации

Доля сплошного типа контакта тампонажного камня с эксплуатационной колонной после проведения кумулятивной перфорации в интервале залегания продуктивного пласта в ряде случаев снижается более чем на 28%. Подобные исследования были проведены и на территории Республики Казахстан, результаты оценки качества крепления продуктивной части разреза до и после проведения кумулятивной перфорации. Доля сплошного типа контакта цементного камня с обсадными трубами в продуктивном интервале снизилась со 100 до 71,1 %.

Для оценки сохранности цементного камня в первом приближении решалась квазистатическая задача с использованием полученной фактической эпюры внутренних избыточных давлений, действующих на обсадную колонну. Поскольку деформирование упругой пористой среды при импульсном воздействии ударной волны происходит за весьма малый промежуток времени, то использовались условия недренированного нагружения.

В этом случае напряжения в окрестности вертикальной скважины выражаются известными уравнениями для ненасыщенной породы (с использованием недренированных упругих констант).

Рассмотренные уравнения применяются для необсаженных скважин с открытым стволом. В случае обсаженной скважины эти уравнения справедливы на участке от R_C (внешний радиус цементного кольца) до R_K (радиус контура питания). При этом роль забойного давления p_w играет давление на контакте цемент – порода p_C (Рисунок 11).

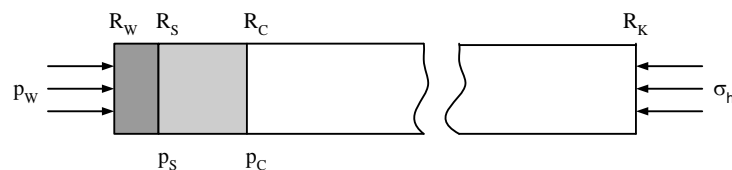


Рисунок 11 – Схема обсаженной скважины

Напряжения в обсадной колонне и цементном кольце рассчитываются по формулам Ламе для тонкостенного цилиндра. Для расчета контактных давлений p_s и p_C используется условие неразрывности перемещений в точках контакта. Так, например, для контакта колонна – цемент условие неразрывности перемещений записывается следующим образом:

$$u = \frac{R_s}{E_s} \left[(1 - \nu_s^2) \sigma_\theta - \nu_s (1 + \nu_s) p_s \right] = \frac{R_s}{E_c} \left[(1 - \nu_c^2) \sigma_\theta - \nu_c (1 + \nu_c) p_s \right]$$

где R_w , R_s , R_c – внутренний, внешний радиусы колонны и номинальный радиус открытого ствола; E_s , ν_s – модуль упругости и коэффициент Пуассона стальной колонны; E_c , ν_c – модуль упругости и коэффициент Пуассона цементного камня.

Из условий неразрывности перемещений формируется система линейных уравнений, решением которой находят неизвестные контактные давления p_s и p_c . Далее после расчета напряжений в цементном камне вычислен критерий разрушения по Кулону – Мору:

$$F = \sigma_1 - \sigma_{сж} - \sigma_3 \cdot \beta,$$

где $\beta = (1 + \sin\varphi)/(1 - \sin\varphi)$; $\sigma_{сж}$, φ – прочность на одноосное сжатие и угол внутреннего трения цемента. Если критерий разрушения $F < 0$, то цементный камень находится в устойчивом состоянии; в противном случае предел прочности превышен и происходит его разрушение.

Для определения физико-механических свойств цементного камня были изготовлены образцы диаметром 30 мм, высотой 60 мм и проведены их испытания на одноосное сжатие. Далее в расчетах использовалось минимальное, среднее и максимальное значение прочности на сжатие цементного камня: $\sigma_{сж} = 12,5; 23,2$ и $32,1$ МПа.

Расчетные уравнения предполагают условие плоской деформации ($\varepsilon_z = 0$), т.е. отсутствие осевых смещений. Данное условие может нарушаться при наличии неравномерной эпюры избыточного давления в скважине в момент перфорации. Для оценки влияния данного эффекта был выполнен численный расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) конструкции скважины методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS.

Эпюра давлений жидкости в скважине аппроксимировалась функцией степенного вида, как показано на Рисунке 12, где представлены результаты замеров распределения внутренних давлений вдоль эксплуатационной колонны при проведении кумулятивной перфорации на Таныпском, Краснояро-Куединском и Шагиртско-Гожанском месторождениях с применением кумулятивного перфоратора ЗПКТ 105Н-ТВ-СП1 (60 перфорационных отверстий). Замеры давлений проводились на разном удалении (1, 5, 10, 25, 50, 75 и 100 м) от кабельного наконечника кумулятивных перфораторов.

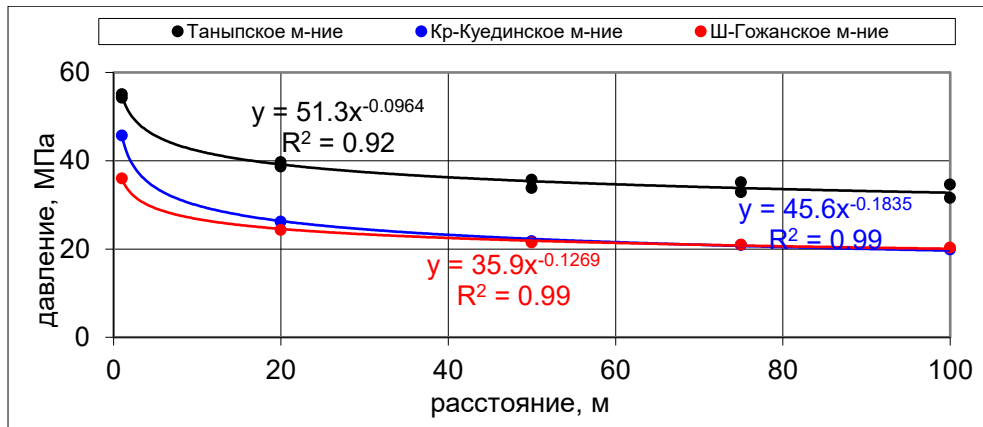


Рисунок 12 – Эпюры давлений при перфорации на месторождениях Пермского края

Далее представлены результаты расчета состояния цементного камня для Таныпского, Красноярско-Куединского и Шагиртско-Гожанского месторождений (Рисунок 13).

Установлено, что при минимальном значении прочности $\sigma_{сж} = 12,5$ МПа на Шагиртско-Гожанском месторождении возникает значительная зона разрушенного цементного камня (около 30-60%), а на Таныпском и Красноярско-Куединском месторождениях цементный камень разрушается полностью. На Таныпском и Красноярско-Куединском месторождениях значительные зоны разрушений возникают и при среднем значении прочности $\sigma_{сж} = 23,2$ МПа.

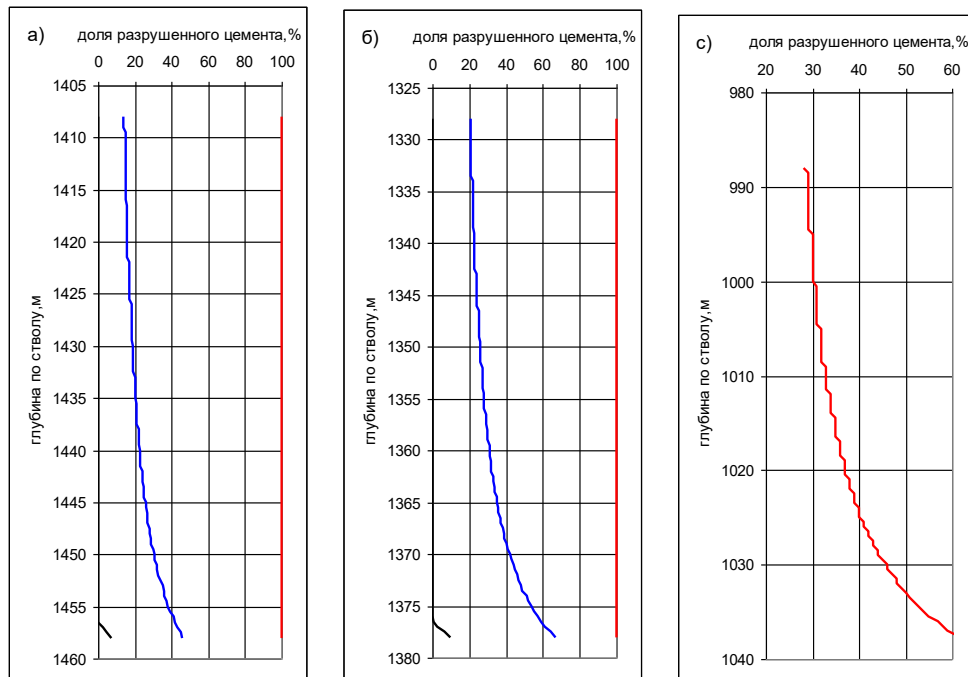


Рисунок 13 – Прогноз состояния цементного камня для Таныпского (а), Красноярско-Куединского (б) и Шагиртско-Гожанского (с) месторождений (черная линия – $\sigma_{сж} = 32,1$ МПа, синяя – $\sigma_{сж} = 23,2$ МПа, красная – $\sigma_{сж} = 12,5$ МПа)

Для месторождений Западной Сибири установлено, что при минимальном и среднем значениях прочности цементного камня 12,3 и 23,2 МПа наблюдается зона полного разрушения тампонажного камня в рассматриваемом интервале. Даже при максимальной прочности на сжатие тампонажного камня 32,1 МПа возникает значительная зона его разрушения.

Выполненные расчеты показывают высокую степень вероятности нарушения герметичности крепи скважины при воздействии взрывной ударной волны, что подтверждается результатами повторной записи АКЦ. Таким образом, необходима разработка комплекса рекомендаций по обеспечению сохранности крепи скважин на этапе проведения перфорационных работ. В том числе, для выбора и обоснования технологических подходов к проведению работ по кумулятивной перфорации: выбора плотности и числа зарядов при проведении первых и последующих залпов на скважине, выбора типа перфосистем для конкретных условий ведения работ с целью снижения фугасности, оценки эффективности применения импозивных камер и компенсаторов давления.

На следующем этапе исследований решением задач геомеханики были определены основные преимущества и обоснована эффективность применения ОЦГПП при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Роль напряжений, возникающих в окрестности скважины в процессе ее бурения, освоения и эксплуатации, в формировании фильтрационных свойств призабойной зоны скважины исследована недостаточно, хотя при разведке и эксплуатации месторождений, особенно на больших глубинах, выявлено, что концентрации напряжений в прискважинной зоне существенно влияют на проницаемость пластов, процессы фильтрации и, соответственно, интенсивность нефтегазопритока в скважину.

Был выполнен геомеханический анализ влияния схемы формирования и ориентирования щелевых каналов в продуктивном пласте при проведении гидropескоструйной перфорации на проницаемость терригенных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края.

Деформационные процессы продуктивных объектов месторождений нефти и газа на этапах строительства и последующей эксплуатации при наличии нескольких видов флюидов имеет свою специфику. Это необходимо учитывать при расчетах напряженно-деформированного состояния горных пород в

околоскважинной зоне продуктивных пластов. В работе при расчетах НДС пород-коллекторов рассматривались изотермические процессы.

В общем случае в насыщенных пористых средах необходимо рассматривать сопряженные задачи, т.е. выполнять совместное решение дифференциальных уравнений деформирования твердых тел и фильтрации флюида.

При выполнении численного моделирования использовался конечно-элементный программный комплекс ANSYS, содержащий специализированный набор моделей Geomechanics. Для моделирования задач пороупругости в программном комплексе ANSYS используются конечные элементы, имитирующие поровое пространство. Имеется возможность решения как упругих, так и пластических задач. В работе решались упругие задачи, а возможность разрушения породы оценивалась по наличию условных зон неупругих деформаций, для чего рассчитывался критерий разрушения по Кулону-Мору. Так как, пластические зоны не имеют большого развития, то такой подход достаточен для общей оценки устойчивости скважины и перфорационных щелей.

Расчеты выполнены на примере Кокуйского месторождения Пермского края, скважина № 2187. Рассмотрен продуктивный объект Тл2-б: тип коллектора – терригенный; глубина по вертикали 1577 м; эффективная нефтенасыщенная толщина 3,6 м; пористость 0,15; начальное пластовое давление 15,0 МПа. Для определения упругих и прочностных свойств использовались каротажные материалы (гамма-каротаж, акустический и плотностной каротаж, ВАК-Д), а также корреляционные зависимости, полученные при испытаниях кернового материала.

Схема скважины и общий вид конечно-элементной модели показан на Рисунке 14. Внутренний радиус модели R_w (радиус ствола) составляет 0,108 м, внешний радиус $R = 50R_w$. Размер модели по высоте варьировался в зависимости от рассматриваемой ситуации, т.е. от количества и взаимного расположения щелей.

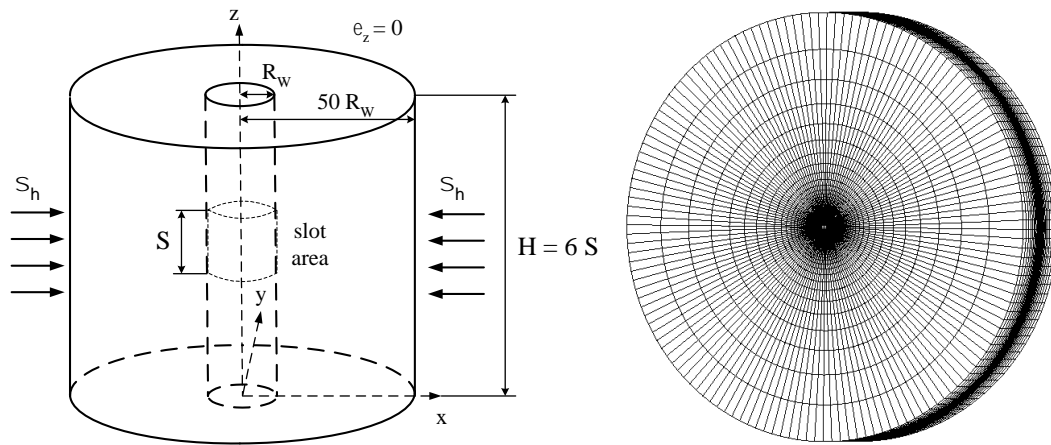


Рисунок 14 – Схема скважины с щелевыми каналами и общий вид конечно-элементной модели

Всего было рассмотрено 4 основных расчетных варианта: 1) две щели под углом 180° ; 2) четыре щели под углом 90° ; 3) две системы щелей под углом 180° , разнесенные по высоте на $0,25$ м; 4) четыре щелевых канала со смещением по высоте на размер щели и по окружности на 90° (Рисунок 15). Размещение щелевых каналов, в соответствии с четвертым расчетным вариантом, выбрано из условия предотвращения размыва корпуса перфоратора при проведении работ в скважине.

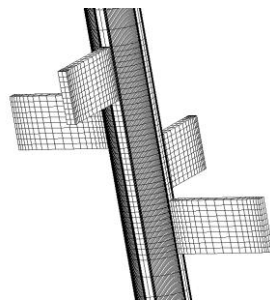


Рисунок 15 – Схема расположения щелевых каналов, расчетный вариант № 4

Рассмотрено статическое нагружение. Боковое давление породы и начальное пластовое давление были установлены на внешней границе горных пород коллектора, а забойное давление – в скважине и на границах щелевых каналов.

На Рисунке 16 представлены результаты расчета снижения проницаемости для скважины без щелевой перфорации, работающей с депрессией 5 МПа. Видно закономерное уменьшение проницаемости вокруг скважины, которая в призабойной зоне снижается до 77 мД. Также выполнены расчеты пластового давления вокруг скважины и распределения проницаемости вокруг скважины с щелевыми каналами.

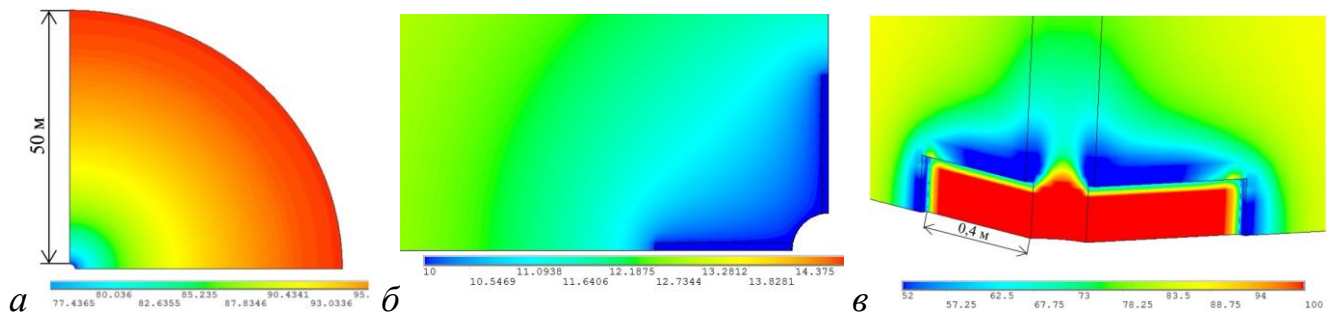


Рисунок 16: *а* – Распределение проницаемости (мД) вокруг открытого ствола скважины до перфорации при депрессии 5 МПа; *б* – пластовое давление вокруг скважины с щелевой перфорацией при депрессии 5 МПа; *в* – распределение проницаемости (мД) при депрессии 5 МПа вокруг скважины с щелевой перфорацией

Области пониженной проницаемости при щелевом вскрытии сосредоточены в зонах высокой концентрации напряжений по периметру щелей. Основная же часть массива между щелями находится в зоне разгрузки, где проницаемость сохраняется на исходном уровне (Рисунок 17).

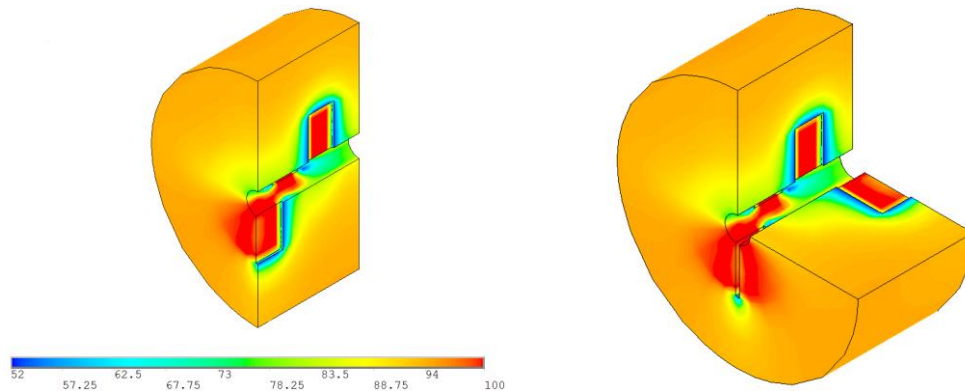


Рисунок 17 – Распределение проницаемости (мД) при депрессии 5 МПа вокруг скважины с щелевой перфорацией по расчетной схеме № 4

Также, для изучения НДС в околоскважинной зоне с учетом щелевой перфорации на территории Республики Казахстан была создана конечно-элементная схема, имитирующая область породы-коллектора вблизи открытого ствола вертикальной скважины и численные расчеты. Как видно из Рисунка 18, после создания щелевой перфорации внутри области, ограниченной радиусом равным длине щелей, образуется зона снижения эффективных напряжений, т.е. в этой области должно происходить восстановление проницаемости.

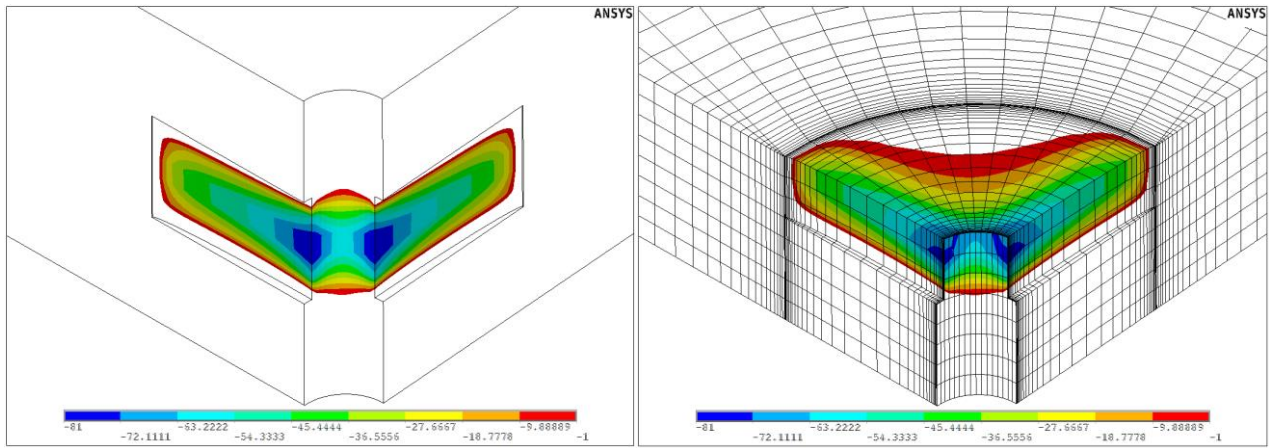


Рисунок 18 – Распределение величины изменения эффективных напряжений (в %) в целом в модели (а) и на срезе по середине щелей (б) вблизи скважины при создании щелевой перфорации для депрессии 5 МПа.

Выполнен численный расчет дебита скважины при создании щелевой перфорации на основе скорости фильтрации жидкости в каждом узле свободной поверхности щелей, на основе которого показано, что прирост ее продуктивности составит около 23%, если не учитывать зависимость изменения проницаемости от напряжений, и около 31%, если учитывать данный эффект. Таким образом, можно сделать основной вывод об эффективности применения ОЦГПП, как метода интенсификации притока флюидов к скважине.

Далее, для оценки эффективности применения ОЦГПП, в том числе и на ранее перфорированных скважинах, использована полномасштабная гидродинамическая модель визейских терригенных отложений Чашкинского месторождения. Терригенные коллекторы данного объекта являются поровыми, среднее значение коэффициента пористости составляет 0,15 д.ед, коэффициент проницаемости – 50 мД. В настоящее время объект находится на третьей стадии разработки. Согласно промысловым данным 50 % фонда добывающих скважин работают с дебитами нефти менее 5 т/сут.

В качестве кандидата для моделирования методики ОЦГПП выбрана скважина, находящаяся в зоне с повышенной плотностью остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ), а также с неравномерной выработкой запасов по разрезу. По состоянию текущей нефтенасыщенности выбрано ориентирование щелей в сторону наибольшего значения нефтенасыщенности пласта (Рисунок 19). Моделирование дополнительных щелевых каналов в заданном направлении реализовано в гидродинамическом симуляторе Tempest MORE компании ROXAR.

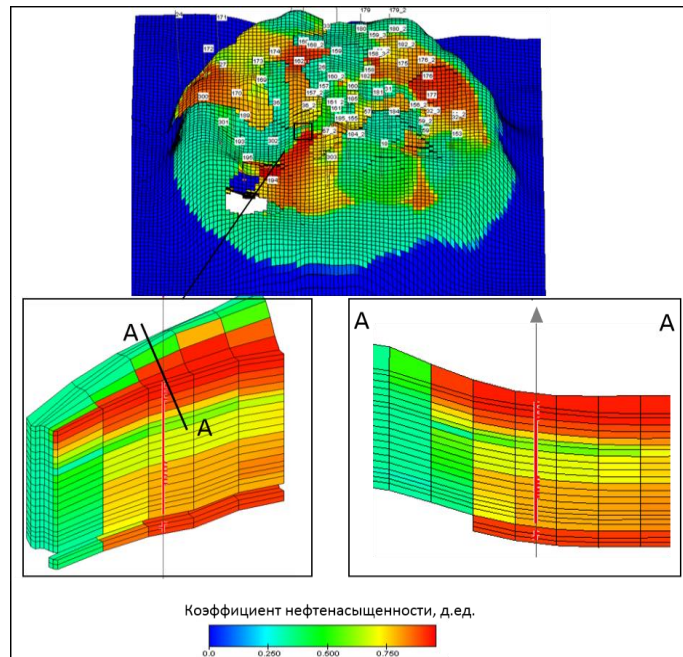


Рисунок 19 – Распределение текущей нефтенасыщенности в трехмерной гидродинамической модели и направление формирования щелевых каналов

На полномасштабной модели объекта разработки выполнено два варианта расчета: 1-й вариант – при стандартной перфорации скважины, 2-й вариант – с реализацией ориентированной ЩГПП. Во 2-м варианте расчета при перфорации скважины создано дополнительно 24 щели. По разрезу скважины щели распределены следующим образом (Рисунок 19): в верхней части проницаемого пласта, в зоне повышенной нефтенасыщенности, реализовано 8 щелей в интервале 2,2 м, далее – в середине нефтенасыщенного интервала 22 щели на 2,8 м, в нижней части пласта 4 щели на 0,7 м разреза.

Сравнение дебитов и накопленной добычи нефти по скважине № 1 до и после моделирования селективного вскрытия представлено на Рисунке 20.

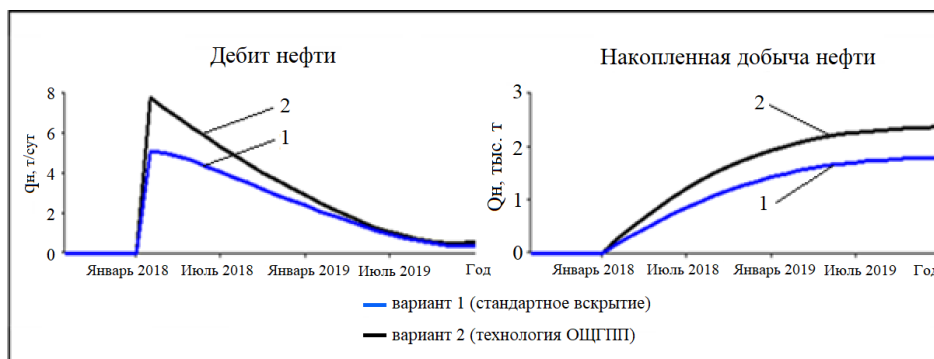


Рисунок 20 – Параметры работы скважины до и после проведения ОЩГПП

Показано, что в случае применения технологии ориентированной ЩГПП на трехмерной фильтрационной модели прирост дебита нефти составит 2,25 т/сут,

дополнительная накопленная добыча за два года 0,5 тыс. т.

На Рисунке 21 показано распределение коэффициента остаточной нефтенасыщенности в разрезе скважины через два года после проведения мероприятия. Вторичное вскрытие пласта с применением ориентированных щелей обеспечивает более полную и равномерную выработку запасов по разрезу скважины.

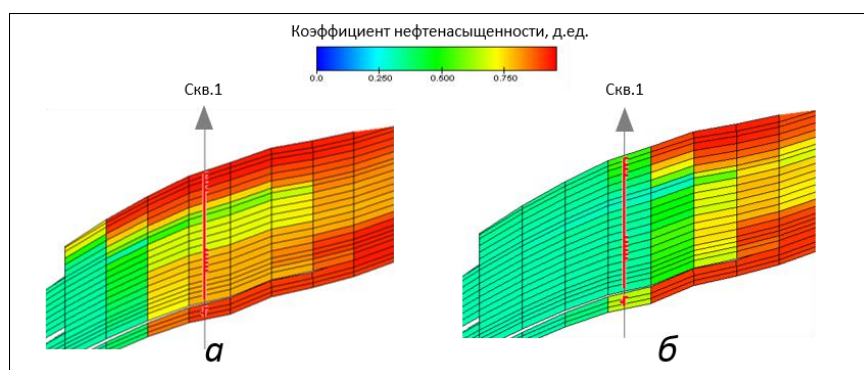


Рисунок 21 – Разрез по скв. 1 на примере куба нефтенасыщенности на 01.01.2021:
а – до и б – после проведения ОЦГПП

Реализация ОЦГПП на полномасштабной трехмерной гидродинамической модели подтверждает положительный эффект от мероприятия. Таким образом, технология ОЦГПП позволяет извлекать невыработанные запасы, в том числе в районах низкодебитных скважин. Наличие потокометрических исследований по скважине повысит эффект от реализации ОЦГПП. Использование трехмерных гидродинамических моделей позволяет выбрать скважины-кандидаты для проведения ОЦГПП.

В четвертой главе, с учетом полученных результатов оценки сохранности крепи скважин при кумулятивной перфорации, геомеханического и гидродинамического обоснования, разработаны специальные технические средства и технологические решения по проведению ОЦГПП для повышения эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов с учетом напряженно-деформированного состояния горных пород, неравномерности выработки запасов углеводородов, а также обеспечения сохранности крепи и снижения обводненности продукции скважин за счет селективного вскрытия коллектора.

Совместно со специальным конструкторским бюро ЗАО «СКБ» разработано техническое задание на экспериментальные образцы гидропескоструйного перфоратора (ГПП) и блока ориентации (БО), выполнена оценка скорости гидроабразивного износа материалов для изготовления деталей ГПП и БО.

Проверка расчета скорости движения жидкости выполнена методами численного моделирования по модели турбулентности. Для этого была построена 3D-модель проточной полости ГПП. В результате получена модель распределения скоростей жидкости при работе ГПП, показанная на Рисунке 22.

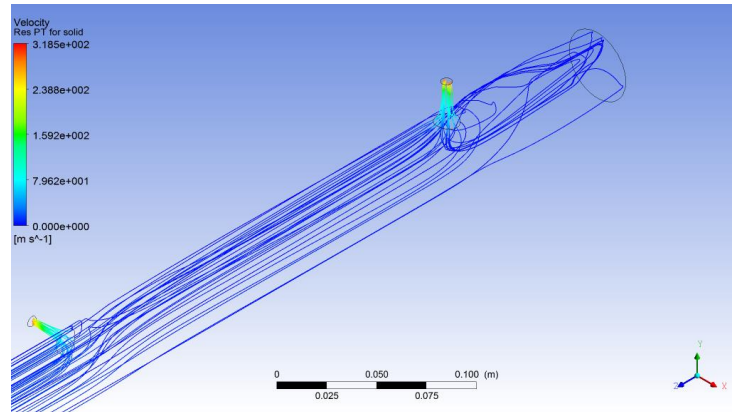


Рисунок 22 – Скорости движения жидкости в проточном канале ГПП, полученные методами численного моделирования

Было установлено, что максимальная скорость жидкости, равная 318,5 м/с, наблюдается на выходе из форсунки. На входе в форсунку образуется вихрь. По известным скоростям жидкости был проведен расчет траектории движения абразивных частиц, концентрацией 100 кг/м³ и размером 500 мкм.

Определено, что скорость потери металла на внутренней поверхности проточного канала гидроперфоратора для материала твердостью 200 HV составит 1658 мм/год при непрерывной работе. Для обработки призабойной зоны при давлении 20-30 МПа требуется 6 циклов по 20 мин, т.е. 2 ч непрерывной работы, и потеря металла составит 0,38 мм при обработке одной скважины. Уменьшение скорости гидроабразивного износа проточной полости перфоратора возможно за счет увеличения твердости стали.

Поскольку скорость гидроабразивного износа зависит от скорости потока в третьей степени, то для форсунки со скоростью жидкости порядка 300 м/с необходимо использовать материал более высокого класса износостойкости, например на основе карбида вольфрама, коэффициент твердости которого 0,0012.

При проектировании конструкции БО, для измерения азимута направления действия насадок ГПП, были рассмотрены инклинометры двух классов, определяющие допустимые условия эксплуатации: магнитометрические; гироскопические. Для определения положения относительно горизонтальной плоскости был выбран трехосный блок акселерометров, входящий в состав

навигационной системы GL-SVG022, обладающей точностью ориентирования по азимуту $0,5^\circ$. Полученные в ходе исследований результаты послужили основой для выбора приборной базы и электронных плат. По результатам исследований были разработаны конструкции ГПП и БО (Рисунок 23).



Рисунок 23 – Электронная модель сборочной единицы ГПП и БО

В настоящее время на месторождениях Пермского края в качестве рабочей жидкости при проведении перфорационных работ часто применяют пластовую воду или минерализованную техническую воду, что, конечно, обусловлено экономическими факторами. Однако результаты исследований показывают сильное снижение проницаемости горных пород-коллекторов относительно первоначальной. Жидкость-песконоситель должна иметь рецептуру, обеспечивающую минимальную фильтрацию и вязкость, которая бы давала возможность удерживать песок во взвешенном состоянии и сохранить фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта.

При разработке рецептуры жидкости-песконосителя в качестве структурообразователя и понизителя фильтрации использовалась ксантановая камедь; введение формиата натрия позволяет значительно снизить гидратацию глинистых минералов, а значит, сохранить фильтрационно-емкостные параметры продуктивных коллекторов; использование гидрофобизатора ГФ-1 позволяет предотвратить образование водонефтяных эмульсий, что обеспечивает высокий показатель восстановления проницаемости пород пласта; введение кальцинированной соды позволяет снизить жесткость воды и создать щелочную среду, что обеспечит быструю гидратацию полимера.

Исследования по оценке изменения проницаемости керна проводились с использованием трехфазной установки для исследования керна УИК-5ВГ. Всего было проведено по 5 испытаний для каждого состава технологической жидкости и для каждого состава, испытания проводились на 2 различных образцах керна одного продуктивного объекта (Уньвинское месторождение, Бобриковские и Тульские терригенные отложения, скважины № 37, 81, 100, 101), таким образом, выполнено 50 испытаний. Результаты исследований приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Влияние жидкостей перфорации на проницаемость керна

Состав	Состав жидкостей перфорации	Первоначальная проницаемость, мкм ²	Восстановление проницаемости, %
1	Разработанный состав	0,3746 0,3968	106,2 105,4
2	70 % спирт-теломер n-2 + 30 % Т-80	0,3950 0,3936	102,9 103,7
3	40 % спирт-теломер n-2 + 60 % Т-80	0,4544 0,4455	101,1 104,4
4	Пластовая вода, $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3$	0,3730 0,3872	71,9 66,7
5	Пластовая вода, $\rho = 1180 \text{ кг/м}^3 + 1,5\% \text{ КС1}$	0,3891 0,4461	75,8 77,1

Полученные результаты показали, что применяемые технологические жидкости обеспечивают сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта при проведении ОЦГПП. Разработанные устройства и технологические жидкости позволяют создать надежную гидродинамическую связь в системе скважина-пласт, не ухудшая фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта, обеспечивают снижение НДС горных пород в ПЗП.

В пятой главе приведены оценка эффективности и результаты опытно-промышленного внедрения разработанных научно-обоснованных технических средств, материалов и методик.

На основании полученных математических моделей основных технологических свойств тампонажных растворов был разработан программный продукт SemRecipe. С применением данного программного продукта корректировались рецептуры разработанных тампонажных составов, в том числе с применением разработанных модифицирующих добавок ДРС-НУ, ДПА-У, которые успешно применены на месторождениях Пермского края, Западной Сибири, Удмуртии, Самарской области и Республики Казахстан.

Сравнение качества цементирования по скважинам 8240Н и 8243Н Тевлино-Русскинского месторождения, пробуренным в одинаковых геолого-технических условиях, по однотипной технологии, одной буровой бригадой показало, что применение разработанной расширяющей добавки на скважине 8243Н, позволило более чем в 4 раза уменьшить интервал с неопределенной плотностью контакта цементного камня с сопредельными средами, получить 75,59% и 41,86% сплошного контакта с обсадной колонной и горными породами соответственно (Таблица 4). В дальнейшем, внедрение разработанного тампонажного материала и модифицирующих добавок было продолжено при цементировании хвостовиков

боковых стволов на 9 скважинах Повховского, Южно-Ягунского, Северо-Кочевского и Тевлино-Русскинского месторождений.

Таблица 4 – Качество цементирования хвостовиков боковых стволов разработанными тампонажными составами с расширяющей добавкой «ДРС-НУ»

№ скважины	Интервал, м	Состояние контакта с колонной			Состояние контакта с породой		
		сплошной, %	частичный, %	отсутствует, %	сплошной, %	частичный, %	Неопределенный, %
8240Н (контрольная)	2394.4-2887.6	0.61	98.05	1.34	-	0.61	99.39
8243Н (опытная)	2359.0-2957.0	75.59	23.44	0.97	41.86	33.71	24.41

Кроме того, разработанные рецептуры тампонажных составов и модифицирующие добавки, успешно применялись при цементировании обсадных колонн нефтяных скважин на объектах сервисных компаний ООО «СКС-Технологии» (г. Самара), ООО «Азия Дриллинг» (г. Пермь), ООО «Буровые системы» (г. Ижевск), РН-Бурение (г. Грозный)

Внедрение различных технологических схем цементирования, модифицирующих добавок и расширяющихся тампонажных материалов выполнено в Республике Казахстан на скважинах месторождений Северные Бузачи, Каражанбас, Шагырлы-Шомышты, Бозой, Каракудук и других.

Выполнена оценка средних значений величин различной плотности контакта цементного камня с обсадными трубами при креплении скважин по ранее реализуемой технологии в 2009 году (Рисунок 1) и после реализации комплексного подхода в 2010 году (Рисунок 24). Очевидно увеличение доли сплошного типа контакта цементного камня с сопредельными средами.

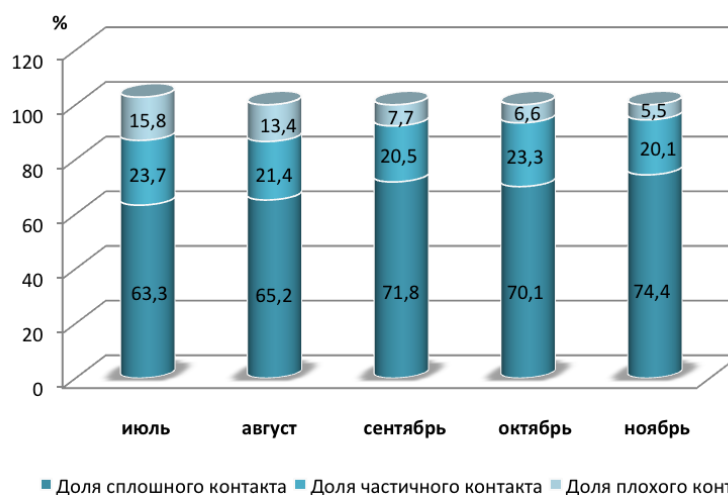


Рисунок 24 – Среднее значение плотности контакта «цемент – колонна» в 2010 г.

На месторождениях Западного Казахстана произведено цементирование более 1000 обсадных колонн скважин с применением разработанных расширяющихся тампонажных составов. В результате применения разработок удалось увеличить долю сплошного контакта цементного камня с сопредельными средами в среднем за период с 2010 по 2015 год на 30–35 %.

В 2016 году на ПАО «Мотовилихинские заводы» был изготовлен гидropескоструйный перфоратор новой конструкции и блок ориентации для проведения ориентированной щелевой гидropескоструйной перфорации (Рисунок 25).



Рисунок 25 – Гидropескоструйный перфоратор и блок ориентации

Для проведения испытания на натуральных образцах и отработки режимов проведения ОЦПП был разработан испытательный стенд. Стендовые испытания показали эффективность данной конструкции. Геометрические параметры формируемой щели превысили ожидаемые значения: ширина 10–50 мм, глубина 0,7–1,0 м, высота 0,25–0,35 м.

БО был испытан в полевых условиях на стандартном геофизическом кабеле длиной 4500 м. Параметры точности по значению зенитного и азимутального углов соответствовали значениям, указанным в техническом задании. Работа с блоком ориентации выполняется с помощью специального программного приложения к гироскопической системе Vertical_Gyro.

В ходе выполнения исследований была разработана нормативно-техническая документация, позволившая регламентировать выполнение работ по креплению скважин и вторичному вскрытию продуктивных пластов в промышленных условиях, наладить производство тампонажных и буферных составов, модифицирующих добавок различного назначения, а также ГПП и БО. Нормативно-техническая документация и акты внедрения результатов научных исследований представлены во 2-ом томе диссертационной работы.

На основании документов, подтверждающих промышленное внедрение разработок, выполнена оценка экономической эффективности. В период с 2009 по 2020 годы совокупный экономический эффект промышленных и сервисных предприятий от применения результатов диссертационного исследования составил не менее 292 млн. рублей.

Основные выводы и результаты

1. По результатам лабораторных испытаний разработаны оптимальные рецептуры тампонажных составов с регулируемым в широком диапазоне основными технологическими свойствами, которые позволили повысить качество цементирования более 1000 обсадных колонн нефтяных и газовых скважин месторождений Пермского края, и Западного Казахстана, и увеличить долю сплошного типа контакта цементного камня с сопредельными средами в среднем на 25–35 %.

2. Установлено влияние разработанной расширяющей добавки ДРС-НУ на прочность контакта цементного камня с сопредельными средами: наличие ДРС-НУ в составе тампонажного раствора в объеме 4-5% увеличивает прочность контакта в 2–3 раза. Применение разработанной упрочняющей адгезионной добавки ДПА-У (в объеме 7-8%) позволяет более чем на 39% увеличить прочность цементного камня при изгибе через 2 суток твердения в условиях нормальных температур и более чем на 50% - для условий умеренных температур. Разработаны составы расширяющих и упрочняющих адгезионных добавок для тампонажных составов, эффективно действующих при нормальных и умеренных температурах.

3. Разработаны математические модели, описывающие изменение реологических и фильтрационных свойств тампонажных составов, строго контролируемых при цементировании эксплуатационных колонн, в зависимости от содержания применяемых модифицирующих добавок. Полученные математические модели успешно применены при разработке специализированного программного обеспечения для оперативного выбора оптимальных рецептур тампонажных составов учетом геолого-технических условий ведения работ по цементированию обсадных колонн.

4. Результаты оценочных расчетов состояния цементного камня за обсадными трубами, с учетом фактических скважинных замеров избыточных давлений при проведении кумулятивной перфорации, показали, в ряде случаев,

полное его разрушение. При величине избыточного давления выше 40–45 МПа разрушение цементного камня происходит при его прочности на сжатие ниже 23–25 МПа, а при наличии пустот и, как следствие, появлении условий для возникновения изгибающих нагрузок, разрушение будет происходить при избыточных давлениях в 1,5–2 раза ниже.

5. Результаты геомеханического обоснования эффективности применения ОЦГПП при вторичном вскрытии продуктивных пластов, представленных терригенными коллекторами порового типа, позволили установить:

- разгрузку горных пород коллекторов в околоскважинной зоне продуктивных пластов. В 3–8 раз снижаются значения касательных напряжений для рассмотренных условий ведения перфорационных работ и в 2–3 раза снижаются значения среднего напряжения в окрестности щелевых каналов;

- эффект разгрузки приводит к восстановлению проницаемости до исходных значений. Без дополнительных мероприятий проницаемость коллектора при работе скважины в заданных условиях существенно снижается, а щелевая перфорация эффективно способствует сохранению исходной проницаемости. При расчетах для терригенных пород Шершневого месторождения проницаемость в интервале размещения щелевых каналов, а также между щелями увеличилась с 52 до более чем 100 мД по сравнению с расчетами для кумулятивной перфорации;

- щелевые каналы, с учетом физико-механических свойств продуктивного объекта и депрессии 5 МПа являются достаточно устойчивыми, так как зоны неупругих деформаций практически отсутствуют, что снижает вероятность разрушения коллектора и выноса песка в период эксплуатации скважин;

- сравнительная оценка изменения дебита с учетом увеличения площади вскрытия коллектора, а также разгрузки горных пород при создании щелевых каналов показала высокую эффективность данной технологии. В среднем прирост дебита составил от 2,5 до 12,3 т/сут для низкодебитных и сильно обводнившихся скважин;

- численный расчет дебита скважины при создании щелевой перфорации на основе скорости фильтрации жидкости в каждом узле свободной поверхности щелей показал, что прирост продуктивности за счет создания щелевой перфорации составит около 23 %, если не учитывать зависимость изменения проницаемости от напряжений, и около 31 %, если учитывать данный эффект.

6. Получены результаты геомеханического и гидродинамического анализа влияния различных схем формирования каналов щелевой перфорации при вторичном вскрытии на проницаемость, устойчивость околоскважинной зоны терригенных продуктивных пластов-коллекторов порового типа и дебит скважин. Установлено, что наиболее предпочтительным вариантом формирования щелевых каналов является создание систем из четырех щелей с фазировкой 90° и смещением по высоте на высоту щели. В результате моделирования технологии ОЩГПП на трехмерной фильтрационной модели по одной скважине получен прирост дебита нефти 2,25 т/сут, дополнительная накопленная добыча за два года прогнозных расчетов составила 0,5 тыс. т.

7. С учетом результатов геомеханического и гидродинамического обоснования технологии ОЩГПП разработаны техническое задание на экспериментальные образцы, конструкторская документация и техническое задание на ОКР по теме «Гидропескоструйный перфоратор и блок ориентации на различные типоразмеры и области применения». А также, разработан состав технологической жидкости для проведения ОЩГПП, обеспечивающий сохранность ФЕС терригенных горных пород-коллекторов порового типа. Проницаемость горных пород при испытании на образцах керна, с моделированием остаточной водонасыщенности, восстанавливалась до значений 108–110 % от исходных.

С учетом конструкции и научного обоснования эффективности технологии ОЩГПП были разработаны рекомендации и технологическая схема проведения работ в промысловых условиях, нормативная документация для изготовления технических средств, материалов и реализации технологии ОЩГПП в промысловых условиях. Полученные по результатам научных исследований и натурных испытаний конструкторские решения позволят наладить производство ГПП, БО и других скважинных приборов.

8. Совокупный экономический эффект промышленных предприятий от применения разработанных модифицирующих добавок, рецептур тампонажных и буферных составов, разработанных технологических схем цементирования, применения разработанного программного обеспечения, скважинного инструмента и технологии ОЩГПП, в соответствии с актами внедрения составил не менее 292,5 млн. рублей.

Основные положения диссертационной работы, опубликованы в 58 печатных работах, из которых наиболее значимы следующие:

– в ведущих рецензируемых научных журналах и печатных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

1. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин / С.Е. Чернышов, Н.И. Крысин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009., - № 10. – С. 24-28.

2. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин /С.Е. Чернышов //Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 22-24.

3. Чернышов С.Е. Расширяющийся тампонажный раствор для проведения водоизоляционных работ в скважинах /С.Е. Чернышов, М.С. Турбаков, Н.И. Крысин //Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 78-80.

4. Чернышов С.Е. О совершенствовании технологии крепления эксплуатационных колонн на месторождениях Западной Сибири / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Куницких А.А. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 20-21.

5. Чернышов С.Е. Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих скважин / Чернышов С.Е., Мелехин А.А., Турбаков М.С. // Нефтяное хозяйство, 2012, № 3. – С. 50-52.

6. Чернышов С.Е. Результаты внедрения инновационной технологии цементирования нефтяных скважин на месторождениях Казахстана / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Куницких А.А. // Нефтяное хозяйство, 2012, № 8. – С. 108-110.

7. Чернышов С.Е. Технология крепления глубоких скважин облегченными тампонажными растворами на основе алюмосиликатных микросфер в Республике Казахстан / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Мосин А.В. // Нефтяное хозяйство, 2013, № 8. – С. 74-77.

8. Чернышов С.Е. Исследование расширяющей способности тампонажных составов на основе портландцементов / Чернышов С.Е., Мелехин А.А., Куницких А.А., Шилков А.А., Мосин А.В. // Нефтяное хозяйство, 2013, № 11. – С. 104-106.

9. Чернышов С.Е. Основные направления повышения качества заканчивания скважин на месторождениях и площадях Пермского края / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Крапивина Т.Н., Куницких А.А. // Нефтяное хозяйство, 2014, №8. – С. 26-28.

10. Чернышов С.Е. Влияние минеральных добавок на прочностные характеристики тампонажного камня / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Русинов Д.Ю. // Нефтяное хозяйство, 2014, № 8. – С. 20-23.

11. Чернышов С.Е. Исследование динамики гидратации и разработка составов расширяющих добавок к тампонажным растворам / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Вотинов М.В. // Нефтяное хозяйство, 2015, № 8. – С. 42-44.

12. Чернышов С.Е. Оценка устойчивости стенок скважин в условиях отсутствия достоверной информации о геомеханических характеристиках пород / Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В., Чернышов С.Е. // Нефтяное хозяйство, 2015, № 1. – С. 41-43.

13. Чернышов С.Е. Совершенствование устройств щелевой гидропескоструйной перфорации в нефтяных скважинах / Крысин Н.И., Чернышов С.Е., Рябоконт Е.П., Турбаков М.С., Щербаков А.А. // Нефтяное хозяйство, 2016, № 8. – С. 129-131.

14. Чернышов С.Е. Разработка специальных тампонажных составов с регулируемой кинетикой расширения / Чернышов С.Е., Куницких А.А. // Нефтяное хозяйство, 2017, № 8. – С. 83-85.

15. Чернышов С.Е. Влияние ориентации и схемы размещения каналов щелевой перфорации на проницаемость терригенных коллекторов в околоскважинной зоне пластов / Ашихмин С.Г., Чернышов С.Е., Кашников Ю.А., Макдоналд Д.И.М. // Нефтяное хозяйство, 2018, № 6. – С. 132-135.

16. Исследование полимерных добавок к тампонажным растворам для цементирования обсадных колонн в скважинах с большим отходом от вертикали / Куницких А.А., Чернышов С.Е., Гашев Е.А., Домбровский И.В., Хоменок В.Р. // Нефтяное хозяйство, 2018, № 11. С. 96-98.

17. Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов / С.Е. Чернышов, В.И. Галкин, З.В. Ульянова, Дэвид Иаин Макферсон Макдоналд // Записки Горного института. 2020. Т.242. С.179-190. DOI: 10.31897/PMI.2020.2.179.

18. Повышение эффективности разработки терригенных нефтенасыщенных коллекторов системой ориентированных селективных щелевых каналов / С.Е. Чернышов, В.А. Репина, Н.И. Крысин, Дэвид Иаин Макферсон Макдоналд // Записки Горного института. 2020. Т.246. С.660-666. DOI:10.31897/PMI.2020.6.8.

19. Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе / Попов С.Н., Чернышов С.Е. // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 4 (31). С. 25-36.

20. Оценка сохранности крепи скважин после проведения кумулятивной перфорации с учетом критерия разрушения цементного камня / Чернышов С.Е., Ашихмин С.Г., Кашников Ю.А., Савич А.Д., Мосин А.В., Чухлов А.С. // Нефтяное хозяйство, 2021, № 6. С. 50-53.

- в других изданиях:

21. Чернышов С.Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин /С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина //Проблемы геологии и освоения недр: труды XII международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2008. – С. 524-525.

22. Чернышов С.Е. Эффективность вскрытия продуктивных пластов на депрессии / Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, С.Е. Чернышов //Научные исследования и инновации: научный журнал 2008. Т.2, № 4. – С. 93-97.

23. Чернышов С.Е. Пути повышения качества крепления хвостовиков в боковых стволах /С.Е. Чернышов //Проблемы геологии и освоения недр: труды XIII международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2009. – С. 530-532.

24. Чернышов С.Е. Повышение качества цементирования хвостовиков боковых стволов /С.Е. Чернышов, Н.И. Крысин //Молодежная наука Прикамья: Сб. науч. тр.– Пермь: Издательство ПГТУ, 2009., - Выпуск 10. – С. 273-276.

25. Чернышов С.Е. Влияние расширяющих добавок на свойства цементного раствора-камня / С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина //Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело: вестник ПГТУ. 2010. – №5. – С. 31-33.

26. Чернышов С.Е. Повышение качества цементирования эксплуатационных колонн на Вынгапуровском месторождении /С.Е. Чернышов, В.С. Носков //Научные исследования и инновации: научный журнал 2010. Т.4, № 2. – С. 19-21.

27. Чернышов С. Закреплять надежно, пробивать бережно. Совершенствование технологии строительства дополнительных стволов /С. Чернышов, Н. Крысин //Нефтесервис, 2010, № 2. – С. 62-64.

28. Чернышов С.Е. Повышение качества строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин / Чернышов С.Е., Крысин Н.И. // Научные исследования и инновации, 2011, Т.5, № 2. – С. 64-70.

29. Чернышов С.Е. Тампонажные составы с регулируемыми технологическими свойствами для крепления и восстановления крепи обсадных колонн нефтедобывающих скважин / Чернышов С.Е., Куницких А.А. // Научные исследования и инновации, 2011, Т.5, № 4. – С. 22-25.

30. Чернышов С.Е. Тампонажные составы для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтедобывающих скважинах / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Крапивина Т.Н. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело, 2011, № 1. – С. 53-61.

31. Chernyshov, Sergey E., Galkin, Sergey V., Krisin, Nikolay I., Turbakov, Mikhail S., and Evgenii P. Riabokon / Efficiency Improvement of Abrasive Jet

Perforation / SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition, Baku, Azerbaijan, 4-6 November 2015. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-177375-MS>.

32. Тампонажные составы для цементирования обсадных колонн скважин с управляемой кинетикой расширения / Чернышов С.Е., Куницких А.А. // Нефтяная провинция. 2017. № 3 (11). С. 59-74.

33. The Influence of Geomechanical Factors on the Oil Well Productivity and the Bottom-Hole Zone Permeability of Reservoir Exposed by Slotted Perforation / Chernyshov S.E., Popov S.N. // Processes in GeoMedia. Springer Geology. Springer, Cham [Electronic resource]. - 2021. - Vol. III. P. 167-182.

- в патентах РФ:

34. Пат. 2452758 РФ. Расширяющийся тампонажный раствор с регулируемыми технологическими свойствами / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Соболева Т.И., Крапивина Т.Н. Заявл. 06.12.2010; Оpubл. 10.06.2012, Бюл. № 16.

35. Пат. 2536725 РФ. Расширяющийся тампонажный раствор с регулируемыми технологическими свойствами / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Куницких А.А., Рябоконт Е.П. Заявл. 27.05.2013; Оpubл. 27.12.2014, Бюл. № 36.

36. Пат. 2535766 РФ. Расширяющийся тампонажный раствор для ограничения водопритока / Чернышов С.Е., Крысин Н.И., Галкин С.В., Куницких А.А. Заявл. 27.05.2013; Оpubл. 20.12.2014, Бюл. № 35.

37. Пат. 2595019 РФ. Технологическая жидкость для глушения скважин на основе спиртов / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Крысин Н.И., Дворецкас Р.В. Заявл. 12.05.2015; Оpubл. 20.08.2016, Бюл. № 23.

38. Пат. 2593154 РФ. Жидкость-песконоситель для реализации щелевой гидropескоструйной перфорации / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Крысин Н.И. и др. Заявл. 14.07.2015; Оpubл. 27.07.2016, Бюл. № 21.

39. Пат. 2606601 РФ. Технологическая жидкость для освоения скважин / Чернышов С.Е., Куницких А.А., Крысин Н.И., Дворецкас Р.В. Заявл. от 15.10.2015; Оpubл 10.01.2017, Бюл. № 1.

40. Пат. 2631947 РФ. Гидropескоструйный перфоратор / Чернышов С.Е., Рябоконт Е.П., Крысин Н.И., Турбаков М.С. Заявл. от 28.06.2016; Оpubл. 29.09.2017, Бюл. № 28.

41. Пат. 2645059 РФ. Способ щелевой гидropескоструйной перфорации / Чернышов С.Е., Рябоконт Е.П., Турбаков М.С., Крысин Н.И. Заявл. 19.10.2016; Оpubл. 15.02.2018, Бюл. № 5.

42. Пат. 2723775 РФ. Устройство для ориентирования скважинного перфоратора / Чернышов С.Е., Куницких А.А. Заявл. 16.12.2019; Оpubл. 17.06.2020, Бюл. № 17.