

На правах рукописи



АПАСОВ ГАЙДАР ТИМЕРГАЛЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ
КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ДОБЫЧИ НЕФТИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2015

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Министерства образования и науки Российской Федерации на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор
Грачев Сергей Иванович

Официальные оппоненты: - **Кустышев Александр Васильевич**,
доктор технических наук, профессор,
Общество с ограниченной
ответственностью, «ТюменНИИгипрогаз»,
главный научный сотрудник, сектора
эксплуатации скважин и скважинного
оборудования, отдела эксплуатации и ремонта
скважин
- **Земцов Юрий Васильевич**,
кандидат технических наук, Общество с
ограниченной ответственностью «Тюменский
нефтяной научный центр» старший эксперт по
методам увеличения нефтеотдачи;

Ведущая организация - Открытое акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности» (ОАО «СибНИИ НП»).

Защита состоится 29 апреля 2015 года в 16.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 на базе ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ТюмГНГУ по адресу: 625027, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72а, каб. 32; и на сайте www.tsogu.ru

Автореферат разослан 27 марта 2015 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук, доцент



Аксенова Наталья Александровна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Основная часть месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии разработки, характеризуется снижением продуктивности скважин, а также ростом обводненности продукции. Несмотря на множество методов воздействия на прискважинную зону пласта (ПЗП) и способов по ограничению водопритоков их применение часто оказывается малоэффективным. Успешность работ составляет не более 60 %. Это обуславливает необходимость комплексного воздействия на продуктивный пласт с использованием наиболее эффективных технологий по восстановлению или по повышению продуктивности скважин и разработки составов для ограничения водопритоков. По результатам обзорного анализа наиболее перспективными являются волновые методы интенсификации добычи нефти с применением гидромониторов, работающих от потока жидкости (вода, нефть, растворители, кислоты и др.) и создающих низкочастотные упругие колебания.

При ограничении водопритоков в скважинах с низкими приемистостями эффективно применяются полимерные тампонажные материалы (ПТМ), чаще используются материалы на базе синтетических смол, например, составы на основе карбамидоформальдегидной смолы (марки КФ-Ж), обладающей по своим свойствам рядом преимуществ перед традиционными цементными растворами. Недостатками являются дороговизна отвердителя, не являющегося товарным продуктом, и ограниченность применения состава по пластовым температурам. Поэтому необходима разработка отвердителя и наполнителя, позволяющего эффективное применение тампонажного состава. При многообразном характере причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) пласта и преждевременном обводнении скважин решение существующих взаимосвязанных проблем возможно в результате исследования и разработки комплексной технологии интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков.

Степень разработанности

С ростом осложнений в современных условиях разработки месторождений выбор методов воздействия на ПЗП и ограничение водопритоков остаются актуальными. Начиная с 60-х годов особое внимание уделялось изучению волновых методов в институте машиноведения РАН, в институте физики Земли РАН, НПО «Союзнефтеотдача», во ВНИИнефть и др. Значительный вклад в изучении околоскважинных зон при решении вопросов создания и внедрения методов волнового воздействия на ПЗП с целью повышения продуктивности скважин, увеличения нефтеотдачи пластов, внесли: И.Г. Ахметов, Э.А. Ахметшин, В.А. Амиян, С.М. Гадиев, Р.Ф. Ганиев, И.Н. Гайворонский, Ю.И. Горбачев, А.Т. Горбунов, В.П. Дыбленко, С.А. Ефимова, Ю.П. Желтов, О.Л. Кузнецов, Р.Я. Кучумов, Р.А. Максотов, И.Т. Мищенко, Н.Н. Михайлов, А.А. Молчанов, М.Л. Сургучев, В.А. Леонов, Э.М. Симкин, Л.Х. Ибрагимов, Р.С. Яремейчук и другие. За рубежом проводились исследования по обоснованию и разработке волновых методов Е. Анселом, И. Бересневым, В. Вуденом, Р. Робертсом и другие.

Большой вклад в изучение обводнения скважин, разработку технологий и составов для проведения ограничений водопритоков внесли Л.К. Алтунина, Б.В. Арестов, С.Н. Бастриков, Ю.М. Басарыгин, В.А. Блажевич, А.Ш. Газизов, А.Т. Горбунов, Ю.В. Земцов, И.И. Клещенко, А.В. Кустышев, А.И. Комиссаров, А.Т. Кошелев, И.И. Кравченко, А.А. Мамедов, И.И. Маслов, Е.К. Мачинский, Р.А. Мусаев, В.П. Овчинников, А.П. Телков, С.И. Грачев, С.А. Рябоконец, В.М. Светлицкий, В.А. Стрижнев, В.Г. Уметбаев, И.Д. Умрихина, В.Е. Ступоченко, Ю.А. Поддубный, П.М. Усачев, С.Я. Френкель, Н.И. Хисамутдинов, В.А. Шумилов, А.К. Ягафаров, К.В. Стрижнев и другие. Из зарубежных ученых вопросами водоизоляции занимались E. Dolark, G.A. Einarsei, R.J. Engight, W.G. Martin, N.N. Nimerk, K.T. Presli, C.N. Rankin, E.A. Richardson и другие. При этом следует отметить, что вклад российских ученых в решение рассматриваемых проблем значительно выше. Выполненный учеными и

исследователями объем работ дает основание усовершенствовать технологии с комплексным подходом к решению существующих проблем в условиях разработки месторождений.

Цель диссертационной работы

Интенсификация добычи нефти путем исследования, разработки и внедрения комплексной технологии воздействия на ПЗП и ограничения водопритоков.

Основные задачи исследования

1. Выполнить анализ и обобщение результатов исследований в области применения волновых методов воздействия на ПЗП и водоизоляционных составов для повышения интенсификации добычи нефти.

2. Выполнить исследования с целью подбора отвердителя и наполнителя для водоизоляционного состава на основе карбамидоформальдегидной смолы (КФС) в условиях пластовых температур от 20 до 100 °С.

3. Разработать способ изоляции заколонных перетоков подошвенной воды на основе карбамидоформальдегидной смолы и полимер-глинисто-кварцевой системы (ПГКС).

4. Разработать виброволновой метод комплексного воздействия на ПЗП для повышения или восстановления продуктивности скважин и определить факторы, влияющие на его эффективность.

5. Провести промысловые испытания разработанной комплексной технологии, оценить результаты внедрения на нефтяных месторождениях.

Научная новизна

1. Теоретически и экспериментально обоснована и разработана рецептура водоизоляционного состава на основе карбамидоформальдегидной смолы для скважин с пластовыми температурами от 20 до 100 °С, с низкими приемистостями (менее 250 м³/сут).

2. Разработан способ ликвидации заколонных перетоков подошвенной воды с применением карбамидоформальдегидной смолы и полимер-глинисто-

кварцевой системы, обработкой нефтенасыщенного интервала пласта волновым гидромонитором, освоением струйным насосом.

3. Усовершенствован виброволновой метод интенсификации добычи нефти и дано научно-техническое обоснование применения комплексной технологии воздействия на пласт, определены факторы, влияющие на эффективность на основании практических внедрений.

Теоретическая и практическая значимость работы

На основании теоретических, лабораторных и промысловых исследований:

1. Проведены лабораторные исследования с использованием теории математического планирования эксперимента для установления оптимальной концентрации и объемного содержания химических составляющих водоизоляционного состава на основе КФС, что позволило определить сроки загустевания состава в зависимости от температуры и количества отвердителя.

2. По результатам анализа применения виброволнового метода в 64 скважинах определены факторы, влияющие на его эффективность.

3. Разработанный способ ликвидации заколонных перетоков подошвенной воды на основе КФС и ПГКС применен в 8 скважинах терригенных коллекторов Самотлорского месторождения, получено дополнительно 5,1 тыс. т нефти.

4. Комплексная технология с поинтервальной обработкой пласта виброволновым гидромонитором (ВГМ) и водоизоляцией использована в 3 скважинах Южно-Охтеурского месторождения, дополнительная добыча нефти составила 1,2 тыс. т.

5. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти прошел внедрение в 32 скважинах месторождений «ООО «РН-Пурнефтегаз» и в 3 скважинах Южно-Охтеурского месторождения, получена дополнительная добыча 44,6 тыс. т нефти.

Методология и методы исследования

Методология исследования основывается на системном подходе к изучаемой проблеме лабораторными и промысловыми исследованиями с применением теории математического планирования эксперимента и методом анализа динамики дебитов нефти по модели Арпса.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты экспериментальных лабораторных исследований водоизоляционного состава на основе карбамидоформальдегидной смолы с определением отвердителя, наполнителя для низких и высоких пластовых температур (20-100 °С).

2. Способ ликвидации заколонных перетоков подошвенной воды с применением карбамидоформальдегидной смолы и полимер-глинисто-кварцевой системы.

3. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти, являющийся основой комплексной технологии воздействия на пласт и практическое его применение.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследований диссертационной работы автора соответствует паспорту специальности 25.00.17 – разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно пункту 2: «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа».

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов достигалась путем применения современных статистических методов обработки исходной геолого-

промышленной информации, сопоставления результатов аналитических, экспериментальных исследований и промышленных испытаний.

Результаты проведенных исследований докладывались и обсуждались на: научной конференции молодых ученых (Тюмень, 2010-2011 г.); VII Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-летию Байбакова Н. К. (Тюмень, 2011 г.); IV Всероссийской молодежной научной конференции (Омск, 2011 г.); III научно-практической конференции, «КогалымНИПИнефть» (Тюмень, 2011 г.); VIII Всероссийской научно-технической конференции им. Муравленко В.И. (Тюмень, 2012 г.); городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых филиала ТюмГНГУ (Нижневартовск, 2011 г., 2013 г., 2014 г.); конференции Нефть и Газ Западной Сибири (Тюмень, 2013 г.); на международном инновационном форуме «НЕФТЬГАЗТЭК» (Тюмень, 2014 г.); на заседаниях кафедры «Разработка нефтяных и газовых месторождений ТюмГНГУ (Тюмень, 2012-2014 г.).

Объект и предмет исследования

Объектом исследования являются процессы, протекающие в ПЗП при эксплуатации добывающих скважин с проведенными гидроразрывами пласта (ГРП). Предметом исследования является восстановление проницаемости ПЗП виброволновым и физико-химическим методами с предварительным ограничением водопритоков.

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 16 публикациях, в т.ч. в 6 изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 150 страницах машинописного текста, содержит 27 таблиц, 52 рисунка. Состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 130 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, определены основная цель и задачи исследований, даны направления их решения. Показана научная новизна и практическая значимость диссертационной работы.

В первом разделе выполнен обзор и анализ современных технологий интенсификации притока нефти и ограничения водопритокров. Наиболее перспективными для интенсификации притока в скважинах являются виброволновые методы, а для ограничения водопритокров, в особенности в скважинах с низкими приемистостями (менее $250 \text{ м}^3/\text{сут}$), оптимальными являются изоляционные составы на основе синтетической карбамидоформальдегидной смолы (марка КФ-Ж, ГОСТ 14231-88). Анализом результатов применения технологий по интенсификации добычи нефти и ограничения водопритокров определена необходимость комплексного воздействия на ПЗП виброволновым методом и тампонажным составом из карбамидоформальдегидной смолы.

Во втором разделе рассмотрены теоретические основы разработки рецептуры тампонажного состава на основе карбамидоформальдегидной смолы, выбраны методы исследования его свойств. Проведено обоснование оптимальной рецептуры состава КФС методом математического планирования эксперимента. Выбор и обоснование компонентов тампонажного состава основан на анализе и обобщении результатов работ в области применения полимерных композиций на основе смол, а также на результатах лабораторных исследований. Первоначально был создан известный полимерный тампонажный состав (А.с. № 1620610 автор Н.А. Абдурахимов и др.), включающий карбамидоформальдегидную смолу, аддукт полиэтиленimina и сернокислой меди в качестве кислотного отвердителя, воду в качестве растворителя, барит в виде наполнителя. Основными недостатками состава являются: дороговизна отвердителя, который не является товарным продуктом, а синтезируется в лабораторных условиях; ограниченность применения по

пластовой температуре (80-120 °С). Таким образом, известный тампонажный состав не обладает свойствами, позволяющими использовать его для ремонтно-изоляционных работ в широком диапазоне температур. Для повышения эффективности рассмотренного изоляционного состава подобран отвердитель для высоких температур (ОВТ) от 56 до 100 °С – водный раствор меди сернокислой с содержанием 0,5-9,0 % к массе КФС. Для низких температур от 20 до 55 °С в качестве отвердителя предложен 2 % водный раствор нитрилтриметиленфосфоновой кислоты (НТФ) с добавлением от 1,0 до 9,0 % к массе КФС (патент РФ № 2439119). В итоге разработана быстросхватывающая тампонажная смесь (БСТС) на основе КФС для температур от 20 до 100 °С с регулируемыми сроками схватывания – от 15 минут до 8 часов.

Для установления оптимальной концентрации химических составляющих БСТС проведены лабораторные исследования с использованием теории математического планирования эксперимента. Параметром оптимизации принято время начала загустевания (гелеобразования) смеси при достижении вязкости состава 35 мПа×с. Для исследования выделены следующие факторы: температура среды, °С – X_1 ; доля отвердителя (%) от массы смолы – X_2 ; масса смолы (г) – X_3 . Постоянные факторы: материал (тип) наполнителя – опилки, количество – 3 г; количество воды – 10 г. Эксперименты проводились по типу 2^3 , где число факторов $k=3$, число уровней $p=2$, число опытов $N=8$, число параллельных опытов – 3. Значения уровней и интервалов варьирования факторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Уровни варьирования факторов

| Наименование и обозначение факторов | Уровни варьирования | | | Интервалы варьирования |
|---|---------------------|------|-----|------------------------|
| | -1 | 0 | +1 | |
| Температура среды – X_1 , °С | 60 | 80 | 100 | 20 |
| Доля отвердителя от массы смолы – X_2 , % | 1 | 2 | 3 | 1 |
| Масса смолы – X_3 , г | 35 | 62,5 | 90 | 27,5 |

Изменение температуры среды обеспечивалось установкой заданной температуры водяной бани. Проведен факторный эксперимент, после опытов выполнена статистическая обработка результатов, определены ошибки повторных (параллельных) опытов. Для определения брака был использован критерий Стьюдента, проверка однородности дисперсий выполнена по критериям Фишера и Кохрена. В результате уравнение математической модели принимает следующий вид:

$$y = 112.89 - 60.96x_1 - 45.71x_2 - 8.63x_3 + 23.28x_1x_2 - 8.78x_1x_3 + 12.112x_1x_2x_3 \quad (1)$$

Полученное соотношение показывает зависимость начала времени загустевания состава от температуры пласта, доли отвердителя от массы смолы и массы смолы. С последовательным увеличением значений факторов время начала загустевания состава должно сокращаться. Наибольшее влияние оказывает температура пласта, на втором месте по значимости – доля отвердителя от массы смолы. Наименьшее влияние оказывает количество смолы в смеси, парное взаимодействие доли отвердителя от массы смолы и количества смолы оказалось незначимым. Максимальное время начала загустевания (263 мин) достигнуто при температуре 60 °С, доля отвердителя от массы смолы 1 % и количество смолы 90 г. Минимальное время начала загустевания (17 мин) получено при температуре 100 °С, доля отвердителя от массы смолы и количество смолы 3 % и 90 г, соответственно. С помощью математической модели (1) можно скорректировать долю отвердителя от массы смолы, температуры пласта и количество смолы, обеспечивающие достаточное время для транспортировки состава до целевого участка скважины без преждевременного загустевания смеси.

Проведены исследования по оценке влияния на свойства и прочность тампонажного состава отвердителей и наполнителей различных концентраций, совместимость его с водой и полимерными растворами, для температур от 20 до 100 °С.

На первой стадии исследований определялись реологические свойства тампонажного состава. Вязкость готового состава с отвердителем с ростом температуры плавно снижается до определенного времени, характеризующегося началом загустевания (полимеризации), а затем быстро повышается до момента, когда состав теряет свою подвижность и затвердевает.

На второй стадии выполнена оценка влияния на свойства и прочность состава различных концентраций отвердителей и наполнителей. Для температур от 20 до 50 °С с отвердителем НТФ исследовались время начала и конца загустевания, прочность на изгиб согласно ГОСТ 26798.2-96, плотность и растекаемость по конусу АзНИИ. Например, увеличение количества НТФ от 1,5 до 4,5 % к объему КФС при температуре 20 °С ведет к снижению времени загустевания, аналогично происходит и при температуре 50 °С. Установлено, что при увеличении количества отвердителя при температурах 20 и 50 °С наблюдается увеличение прочности на изгиб. Так, при температуре 50 °С и концентрации НТФ 1,0 % прочность на изгиб составила 5,2 МПа, что превышает прочность традиционного портландцемента, а при НТФ 4,0 % составляет 8,2 МПа (рисунок 1).

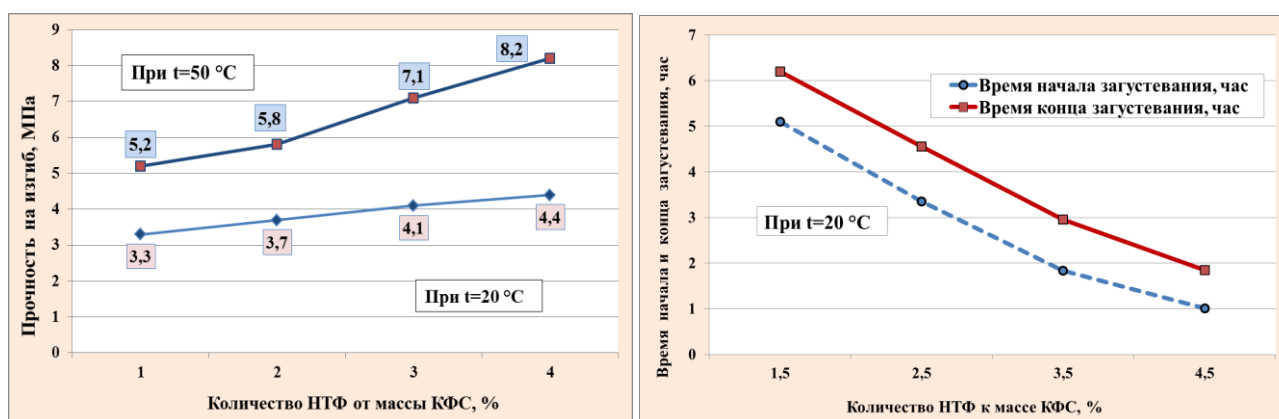


Рисунок 1 – Изменения прочности на изгиб при температуре 20 и 50 °С и сроков загустевания от количества НТФ

Для температур от 56 до 100 °С исследования проводились с использованием сернокислой меди (отвердитель) с наполнителями (древесная мука, опилки, барит, асбест).

На третьей стадии проводилось определение прочности состава БСТС, совместимость его с полимерными растворами (ПАА) и водой. Исследования на совместимость БСТС показали, что добавление воды до 25 % к объему смолы или водного раствора ПАА (0,25 % концентрации) не влияет на процесс отверждения, что свидетельствует об их совместимости и возможности использования последовательно при водоизоляциях. Добавление инертных наполнителей (древесная мука, опилки, барит, асбест) увеличивает прочность тампонажного камня на изгиб от 2 до 14,8 МПа и изменяет его плотность от 1,2 до 2,2 г/см³. Проверка максимальной прочности на изгиб образца БСТС при температуре 60 °С с наполнителем (древесная мука) проведена в лаборатории ООО «КАТКонефть», результат составил 14,8 МПа.

Для изоляции заколонных перетоков подошвенной воды разработан способ с применением БСТС и полимер-глинисто-кварцевой системы (патент на полезную модель РФ № 136485, патент на изобретение РФ № 2528805). В качестве прототипа использовался известный способ (патент РФ на изобретение № 2398102). После анализа результатов геофизических исследований предлагается через специальные отверстия на границе водонефтяного контакта (ВНК) или в переходной водонефтяной зоне производить закачку ПГКС для создания блок-экрана с закреплением его БСТС (вместо цементного раствора) с последующей нормализацией забоя, дополнительной перфорацией нефтенасыщенной части пласта, воздействием на него виброволновым, физико-химическим или акустическим методами и вызовом притока струйным насосом (СН). Схема закачки ПГКС+БСТС с последующим воздействием на нефтенасыщенный интервал пласта и вызовом притока нефти струйным насосом изображена на рисунке 2.

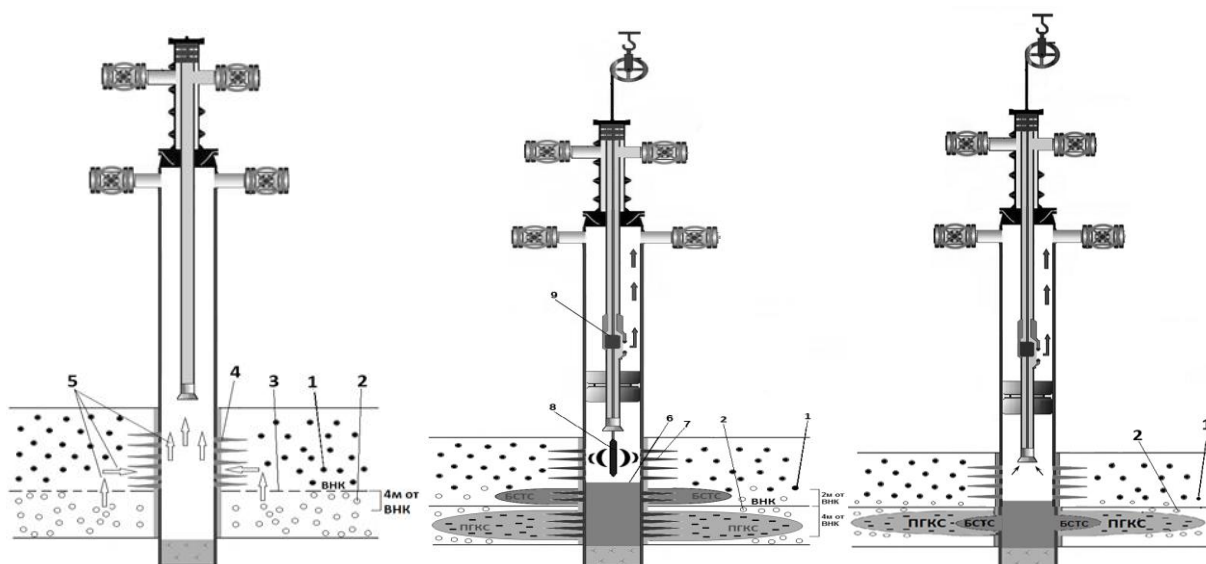


Рисунок 2 – Схема закачки ПГКС с закреплением БСТС с последующим воздействием на пласт и вызовом притока: 1 – нефтенасыщенная часть пласта; 2 – водонасыщенная часть пласта; 3 – ВНК; 4 – интервал перфорации; 5 – заколонные перетоки воды; 6 – нормализованный забой; 7 – повторная перфорация по нефтенасыщенной части пласта; 8 – воздействие ультразвуковым излучателем; 9 – освоение СН

Третий раздел посвящен усовершенствованию виброволнового метода и разработке на его основе комплексной технологии. Перспективным методом воздействия на ПЗП скважин является виброволновое воздействие с использованием разработанного волнового гидромонитора (ВГМ) с поинтервальной очисткой пласта технологической жидкостью (вода с ПАВ, кислота, щелочь и др.) с упругими колебаниями низкой частоты 1-20 Гц (патент на полезную модель РФ № 139424). Для применения виброволнового метода воздействия на ПЗП, а также определения факторов, влияющих на его эффективность, проведен анализ промысловых данных по скважинам с ГРП на Хохряковском месторождении. После ГРП в процессе эксплуатации в большинстве скважин продуктивность снижалась. В ходе анализа обработана промысловая информация, включающая применение виброволнового метода воздействия в 64 скважинах после ГРП, динамику режимов работы скважин, условия проведения обработки прискважинной зоны (ОПЗ), геолого-физические параметры пластов, технологические параметры ОПЗ, включая

объем технологической (рабочей) жидкости. Для оценки и прогнозирования эффективности проведения ОПЗ составлены зависимости относительного прироста дебита нефти от рассмотренных факторов.

$$K_H^{\text{отн}} = \frac{q_H^{\text{после ОПЗ}} - q_H^{\text{до ОПЗ}}}{q_H^{\text{до ОПЗ}}}, \quad (2)$$

где $q_H^{\text{после ОПЗ}}$ – дебит нефти после ОПЗ, т/сут;

$q_H^{\text{до ОПЗ}}$ – дебит нефти до ОПЗ, т/сут.

Наибольшая корреляционная связь по пласту ЮВ₁² установлена между относительным приростом дебита нефти и изменением текущего пластового давления до проведения ОПЗ. По группе скважин с текущим пластовым давлением от 16 до 19 МПа средний относительный прирост дебита нефти – 0,2, для давлений от 19 до 22 МПа – 0,45, с давлением от 22 до 25 МПа – 0,6 (рисунок 3).

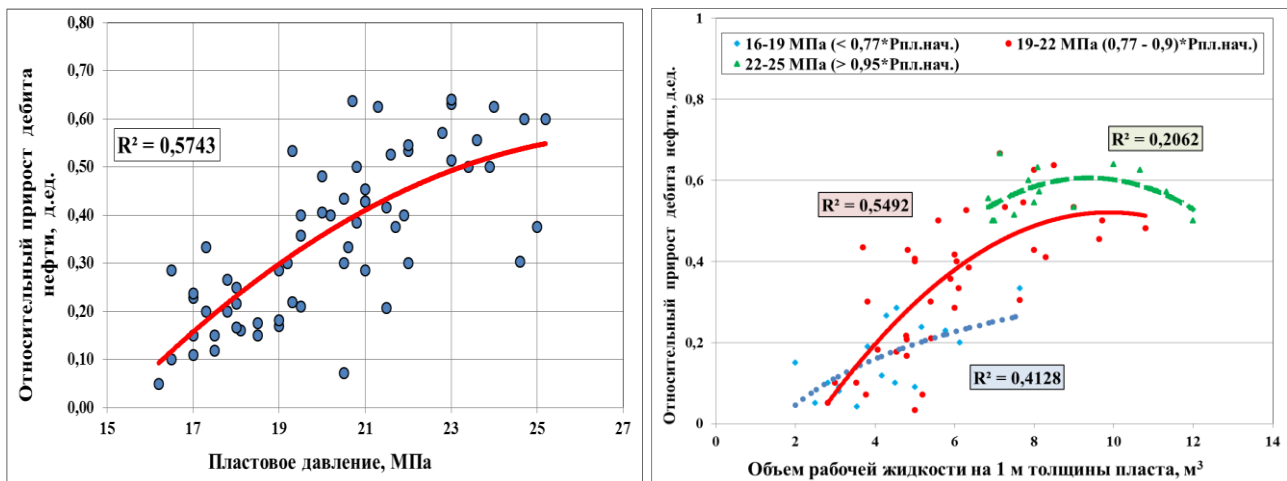


Рисунок 3 – Распределения относительного прироста дебита нефти от изменения текущего пластового давления и объема рабочей жидкости на 1 м толщины пласта

В связи с тем, что при низком пластовом давлении (статический уровень ниже гидростатического) в прискважинной зоне отсутствовало достаточное упругое поле, в закачиваемой жидкости возникали упругие колебания с низкой амплитудой давлений (менее 3 МПа), недостаточной для эффективного разрушения кольматирующих отложений. Соответственно, для этой группы скважин вибровоздействие малоэффективно. Скважины с пластовым давлением

в диапазоне от 19 до 25 МПа обрабатывались первоначально с поглощением в пласт, а затем, после проявления упругих сил и возрастания фильтрационного сопротивления со стороны пласта с восстановлением циркуляции по затрубному пространству. Градиент рабочего давления (разница между забойным и пластовым давлением), с одной стороны, не приводил к большому поглощению рабочего агента, а с другой стороны, позволил обеспечить оптимальный режим работы гидромонитора. По этим скважинам получены положительные результаты, так как пластовые давления (близкие к гидростатическому) достаточны для получения упругих колебаний столба жидкости, способствующих очищению фильтрационных каналов. Скважины с пластовым давлением более 25 МПа (выше гидростатического) имели относительно низкую эффективность ОПЗ, поскольку при виброволновой обработке таких скважин создается низкий градиент давления, не обеспечивающий оптимальный режим работы гидромонитора (более 4 МПа). В связи с этим невозможно сформировать устойчивые гидравлические импульсы высокого давления, разрушения кольматирующих отложений не происходит. Установлено, что с повышением объема рабочей жидкости до 10 м³ на метр перфорированной толщины пласта прослеживается рост относительного прироста дебита нефти (рисунок 4).

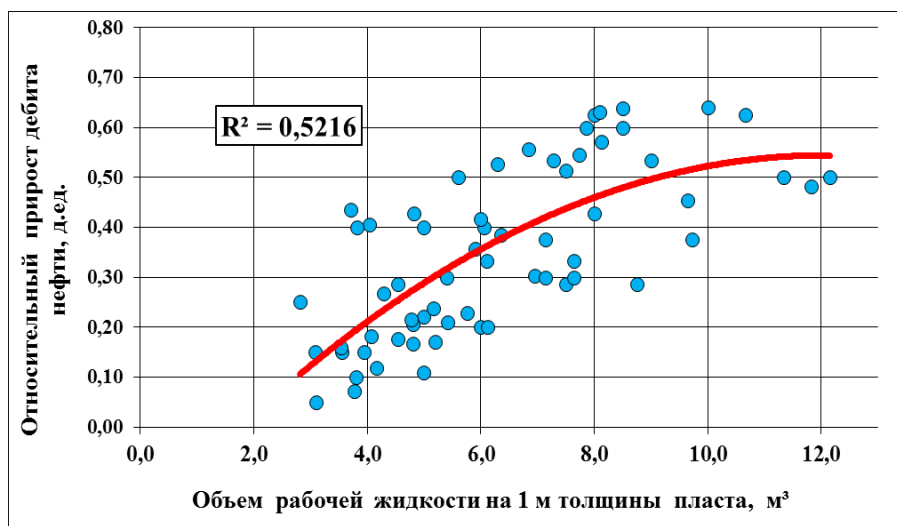


Рисунок 4 – Зависимость относительного прироста дебита нефти от объема рабочей жидкости на метр толщины пласта

По зависимости относительного прироста дебита нефти от объема рабочей жидкости на метр толщины пласта оптимальный диапазон составляет от 8 до 10 м³ (рисунок 4). При объеме больше 10 м³ не происходило увеличение относительного прироста дебита нефти, это связано было с большим объемом рабочей жидкости (техническая вода), который приводил к увеличению водонасыщенности ПЗП, снижению относительной фазовой проницаемости по нефти, росту сопротивлений ее фильтрации к забою скважин.

В итоге при применении виброволнового метода необходимо соблюдать следующие принципы: разрушить структуру сложного состава загрязнения ПЗП с приведением в подвижное состояние упругими колебаниями, растворить их кислотным составом через ВГМ, рассеять продукты реакции по глубине пласта, очистить каналы для фильтрации пластовой жидкости, создать депрессию на пласт с вызовом стабильного притока методами освоения. Для растворения загрязнений использовать раствор HCl с концентрацией 10-12 % или глинокислота (HCl+HF) с содержанием 8-12 % HCl и 1,5-3,0 % HF, с добавлением ингибитора коррозии 1-3 % уксусной кислоты, 0,1-0,2 % неионогенных ПАВ.

Дополнительно по группе скважин (64 скв.) проведена оценка динамики дебитов жидкости и нефти после проведения ГРП и сравнения с динамикой их работы после ОПЗ путем анализа кривых падения дебитов с использованием уравнения Арпса. Метод кривой падения дебитов основан на то, что изменение дебитов за прошедшие месяцы работы скважины с воздействием факторов, непосредственно влияющих на него, будет иметь место и в будущем, и поэтому может быть экстраполировано и описано математическим выражением. Уравнение Арпса основано на эмпирической зависимости дебита от времени:

$$q_t = \frac{q_0}{(1+bD_it)^{1/b}}, \quad (3)$$

где q_t – дебит нефти к моменту времени t , м³/сут;

q_0 – начальный дебит нефти, м³/сут;

t – единица времени, мес.;

D_i – номинальный темп падения дебита, 1/мес.;

b – постоянная Арпса для кривой падающего дебита ($0 < b < 1$).

Здесь D_i находится по формуле:

$$D_i = \frac{\ln(1 - \frac{a}{100})}{-12}, \quad (4)$$

где a – темп падения дебита в год, %.

В ходе анализа по каждой скважине после ГРП и ОПЗ фактическая динамика дебитов нефти и жидкости была аппроксимирована по уравнению Арпса, и определены значения параметров b и a . Затем аппроксимированные кривые усреднялись в типовые динамики работы скважин после ГРП и отдельно после ОПЗ. Так, например, по скважине № 904 где проведены два ГРП и вибровоздействие, представлено сравнение динамики средних дебитов жидкости после первого ГРП (А), второго (Б) и ОПЗ (В) (рисунок 5).

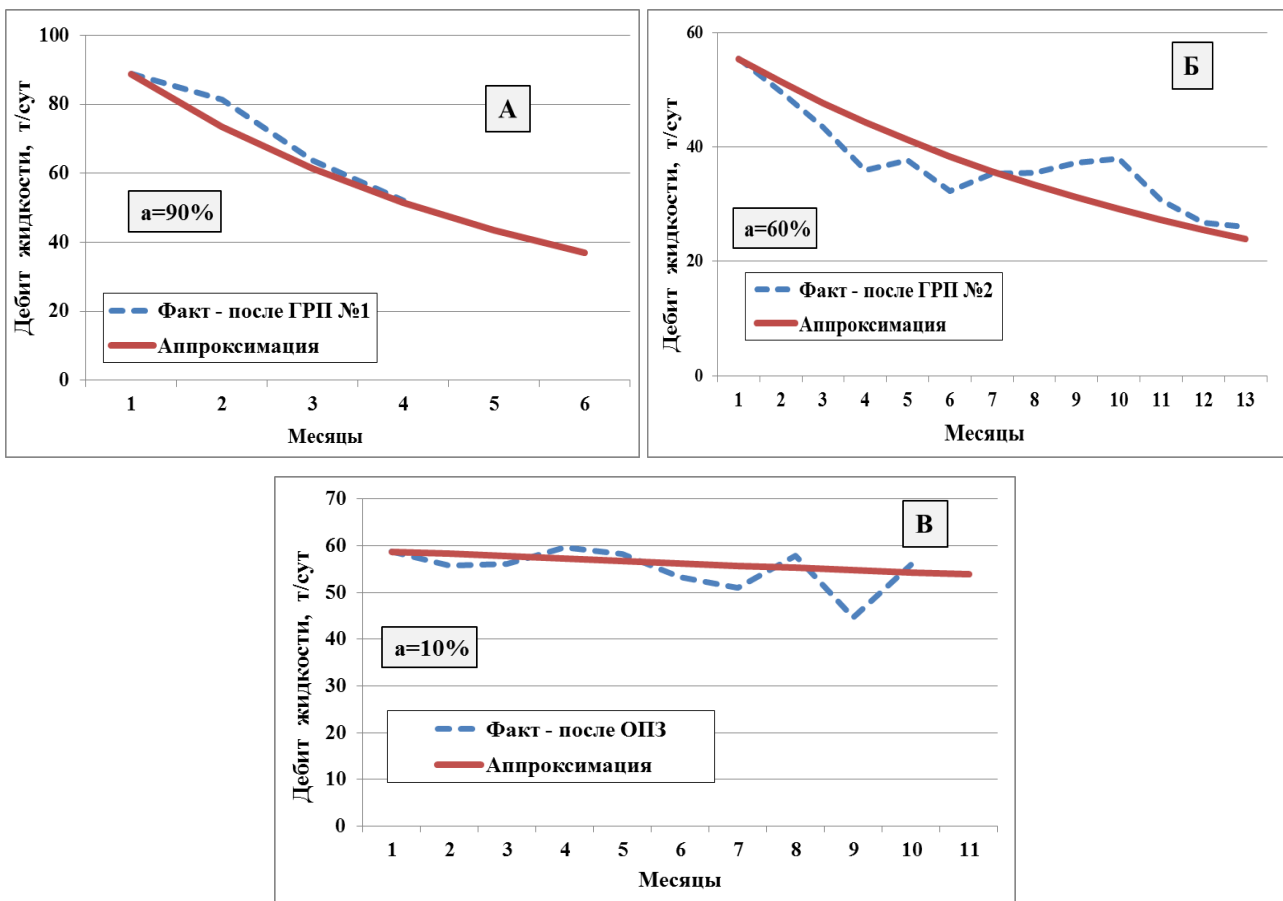


Рисунок 5 – Графики сравнение динамики средних дебитов жидкости (фактических, аппроксимированных) после первого ГРП (А), второго (Б), ОПЗ (В)

Стоит отметить, что проведение повторного ГРП не позволило достичь дебита жидкости той же величины, что и после первичного ГРП. Однако темп падения дебита жидкости и, соответственно, нефти снизился с 90 % до 60 % в год. В дальнейшем ОПЗ пласта вибровоздействием позволила восстановить продуктивность скважины до уровня, который был после второго ГРП. Темп падения дебита жидкости после ОПЗ снизился и составил всего 10 %.

По всей анализируемой группе скважин сравнение динамики средних дебитов жидкости (А) и нефти (Б) после ГРП и ОПЗ приведено на рисунке 6.

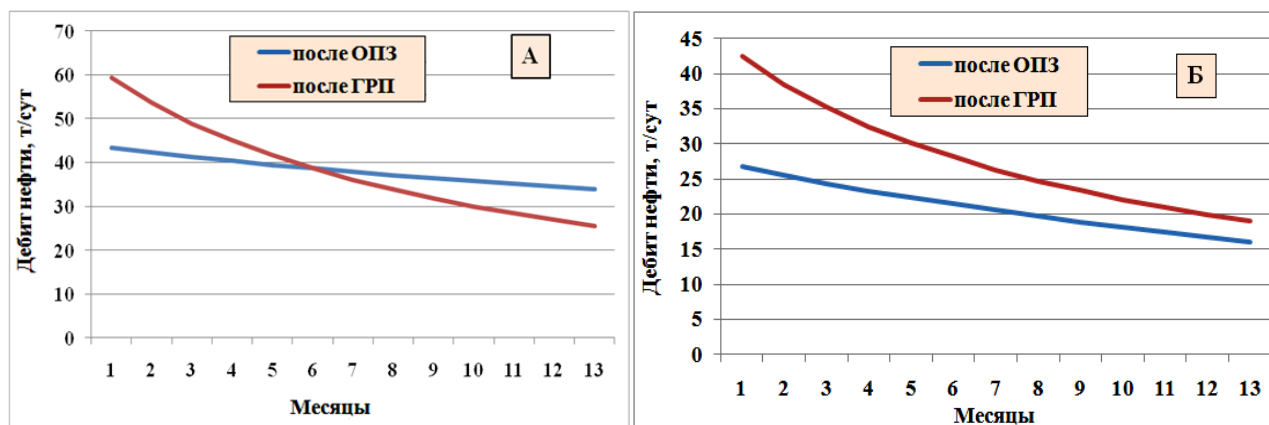


Рисунок 6 – График сравнения динамики средних дебитов жидкости (А) и нефти (Б) после ГРП и ОПЗ

Из графика видно, что после ГРП в процессе эксплуатации дебит нефти и жидкости значительно снижается, за 12 месяцев более двух раз. Последующее воздействие на ПЗП виброволновым и физико-химическим методом позволяет: восстановить продуктивность скважин путем очистки ПЗП и трещин ГРП; снизить темпы падения дебитов после ОПЗ в процессе эксплуатации. После ОПЗ темп падения дебита нефти составил 30,5 % в год против 55 % после ГРП.

Анализом результатов применения виброволнового метода обоснованы и определены факторы, влияющие на эффективность проведения ОПЗ. Относительный прирост дебита нефти зависит от изменения текущего пластового давления, от объема рабочей жидкости на метр толщины пласта и темпа падения дебита нефти и жидкости после ГРП. Оптимальный диапазон относительного прироста дебита нефти выявлен в скважинах с пластовыми давлениями от 19 до 24,8 МПа, что составляет $(0,77-0,99) \times P_{\text{пл.нач}}$.

Виброволновое воздействие позволяет проводить комплекс работ с последовательным проведением водоизоляции, поинтервальным виброволновым и физико-химическим воздействием (ПАВ, растворители, кислоты, щелочи) на нефтенасыщенный интервал пласта, вызовом притока методами освоения с целью интенсификации добычи нефти. Технология предусматривает проведение предварительных водоизоляционных работ через специальные отверстия с использованием мостовой пробки серии ПМЗ в зависимости от геологических, геофизических и промысловых данных по скважине. Схема комплексной обработки пласта с ВГМ и водоизоляцией БСТС представлена на рисунке 7.

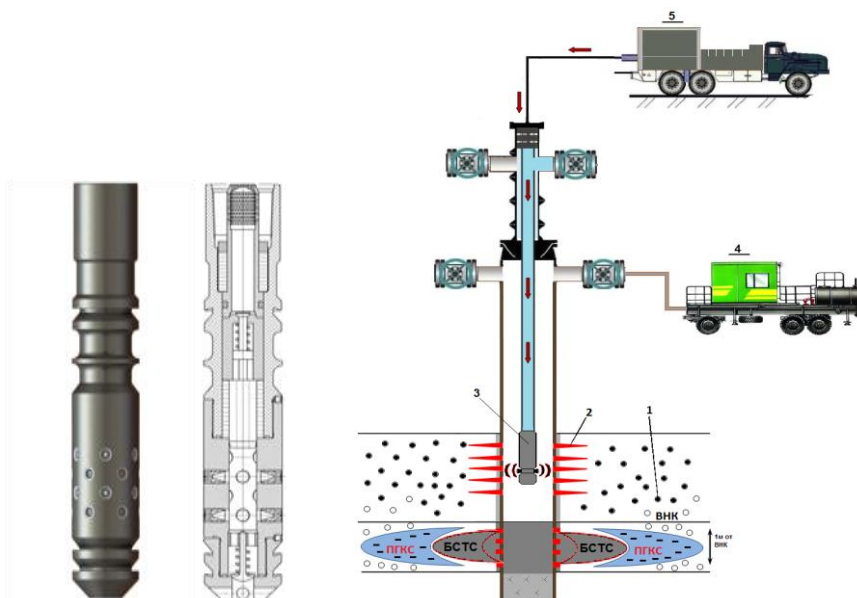


Рисунок 7 – Схема комплексной обработки пласта с ВГМ и водоизоляцией БСТС: 1 – нефтенасыщенная часть пласта; 2 – перфорация нефтенасыщенной части пласта; 3 – ВГМ; 4 – замерная емкость; 5 – насосный агрегат

Четвертый раздел посвящен анализу результатов комплексного применения виброволнового метода интенсификации притока нефти и технических решений при водоизоляции составом БСТС в скважинах с терригенными коллекторами. На Самотлорском месторождении проведены закачки ПГКС с закреплением БСТС для водоизоляции межпластовых заколонных перетоков пласта АВ₁₋₃ в 8 скважинах с приобщением пласта АВ₁₋₂

с ГРП. Дополнительная добыча за три месяца составила 5,1 тыс. т нефти. Анализ результатов работ выявил, что для повышения эффективности водонепроницаемых блок-экранов необходимо учитывать следующие требования: обеспечение надежности сцепления цементного камня с породой и колонной на участках выше и ниже интервала создания блок-экрана; обеспечение при создании экрана в пласте контакта тампонажного состава и отвердителя с минерализованной пластовой водой, исключая контакты с пресной водой; при активно действующей подошвенной воде в переходной водонефтенасыщенной части пласта необходимо размещать дополнительно второй экран выше ВНК на 1-2 м, а его радиус должен быть не менее 5 м; основной блок-экран должен быть закреплен составом БСТС, его радиус должен быть более 10 м.

Результаты анализа по определению факторов, влияющих на эффективность ОПЗ, были использованы в ходе испытания виброволнового метода на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» в 32 скважинах, включая горизонтальные, и в 3 скважинах Южно-Охтеурского месторождения. Получена дополнительная добыча 44,6 тыс. т нефти.

Разработанная комплексная технология по интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков апробирована в 3 скважинах Южно-Охтеурского месторождения. Дополнительная добыча нефти за 3 месяца составила 1,2 тыс. т.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализом результатов исследований применения технологий интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков обоснована необходимость комплексного воздействия на ПЗП виброволновым методом и тампонажным составом из карбамидоформальдегидной смолы.

2. Экспериментальными лабораторными и промысловыми исследованиями определена рецептура водоизоляционного состава из карбамидоформальдегидной смолы для скважин в интервалах пластовой

температуры от 20 до 100 °С и низкими приемистостями (менее 250 м³/сут) с использованием теории математического планирования эксперимента.

3. Разработан и апробирован способ ликвидации заколонных перетоков подошвенной воды в терригенных коллекторах композицией полимер-глинисто-кварцевой системы с закреплением БСТС.

4. Усовершенствован и внедрен волновой гидромонитор для повышения и восстановления продуктивности скважин (в т.ч. горизонтальных) на месторождениях ООО «Южно-Охтеурское» и ООО «РН-Пурнефтегаз». Определены и практически проверены факторы, влияющие на эффективность метода.

5. Комплексная технология интенсификации добычи нефти и ограничения водопритокков с элементами виброволнового воздействия, водоизоляционных работ с применением БСТС прошла апробирование в скважинах Самотлорского и Южно-Охтеурского месторождений, а также в скважинах месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз». Технология позволила оптимизировать затраты, повысить интенсификацию добычи нефти, и в результате дополнительная добыча нефти составила 50,9 тыс. т.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах.

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ

1. Апасов Т.К. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов, Д.М. Сахипов, Г.Т. Апасов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 1. – С. 31-36.

2. Апасов Т.К. Оценка эффективности и факторный анализ волновой технологии по Хохряковскому месторождению / Н.Н. Салиенко, Р.Т. Апасов, Г.Т. Апасов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 36-41.

3. Апасов Г.Т. Комплексный способ воздействия на пласт с утилизацией попутного газа / Т.К. Апасов, Р.Т. Апасов, А.Н. Руднев // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 6. – С. 14-18.

4. Апасов Г.Т. Практическое применение ремонтно-изоляционных работ с комбинированными составами // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 18-24.

5. Апасов Г.Т. Лабораторные исследования синтетической смолы для проведения изоляционных работ в скважинах // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 12. – С. 29-33.

6. Апасов Т.К. Технология и составы для проведения в скважинах водоизоляционных работ на основе карбаминоформальдегидной смолы / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 6. – С. 277-291.

В других изданиях

7. Апасов Г.Т. Анализ волнового метода воздействия на ПЗП в скважинах с трудно извлекаемыми запасами / Г.Т. Апасов, С.И. Грачев, Т.К. Апасов // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Сб. науч.-практ. конф. г. Тюмень, 2012. – С. 285-296.

8. Сахипов Д.М. Практическое применение композиционной системы ПГКС на нефтяных месторождениях Нижневартовского района / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов // Материалы VIII науч.-техн. конф. г. Тюмень, 2012. – С. 45-55.

9. Апасов Г.Т. Тампонажный состав на основе карбаминоформальдегидной смолы / Г.Т. Апасов, Н.А. Абдурахимов, С.И. Грачев, Ф.Я. Канзафаров // Сб. науч.-техн. конф. г. Тюмень, – 2013. – С. 169-177.

10. Апасов Г.Т. Виброволновой метод интенсификации добычи нефти и ограничения водопритоков // Сб. науч.-техн. форума г. Тюмень, – 2014. – № 5. – С. 19-22.

11. Пат. 2439119 РФ: МПК С 09 К 8/44. Быстросхватывающая тампонажная смесь (БСТС) для изоляции водогазопритоков в нефтяных и

газовых низкотемпературных скважинах / Н.А. Абдурахимов, Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов (Россия). – Оpubл. 10.01.2012, Бюл. № 1.

12. Пат. 136485 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Конструкция скважины для ограничения водопритоков и улучшения фильтрации нефти из пласта / С.И. Грачев, Т.К. Апасов (Россия). – № 013132228/03; Оpubл. 10.01.14, Бюл. № 1.

13. Пат. 139424 РФ, МПК Е21В 28/00. Волновой гидромонитор / В.А. Ананьев, Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов (Россия). – Оpubл. 20.04.2014, Бюл. № 11.

14. Пат. 2528805 РФ, МПК Е21В 43/22. Способ повышения нефтеотдачи в неоднородных, высокообводненных, пористых и трещиновато-пористых, низко- и высокотемпературных продуктивных пластах / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, В.Г. Мухаметшин (Россия). – Оpubл. 20.09.2014, Бюл. № 26.

15. Пат. 2536070 РФ, МПК Е21В 43/22. Способ разработки и повышения нефтеотдачи неоднородных нефтяных пластов / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.Р. Газизов (Россия). – Оpubл. 20.12.2014, Бюл. № 35.

16. Пат. 2539047 РФ, МПК Е21В 33/13. Способ ограничения водогазопритоков с восстановлением продуктивности скважин / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Э.С. Кузьяев (Россия). – Оpubл. 10.01.2015, Бюл. № 1.

Соискатель



Г.Т. Апасов

Подписано в печать 04.03.2015. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 1,5.
Тираж 100 экз. Заказ № 198.

Библиотечно-издательский комплекс государственного
образовательного учреждения высшего
профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.