

На правах рукописи



БАБУШКИН ЭДУАРД ВАЛЕРЬЕВИЧ

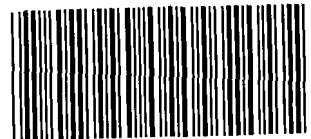
**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННЫХ
ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА
ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук



4852272

Уфа – 2011

Работа выполнена в ООО «КогалымНИПИнефть» и на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета

Научный руководитель: доктор технических наук
Исмаков Рустэм Адипович

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
ведущий научный сотрудник
Крысин Николай Иванович

кандидат технических наук
Фатхутдинов Исламнур Хасапович

Ведущая организация: **ООО «БашНИПИнефть»**

Защита диссертации состоится «29» июня 2011 г. в 16-30 на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «23» мая 2011 г.

Ученый секретарь совета



Ямалиев В.У.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований

На многих длительно эксплуатируемых месторождениях Западной Сибири, вступивших в позднюю стадию разработки, пластовое давление снизилось, градиент пластового давления имеет значения 0,6–0,9 МПа/100м и менее. Первичное вскрытие таких пластов необходимо производить промывочными растворами пониженной плотности.

Однако, до сих пор для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин используют промывочные растворы на водной основе с плотностью 1080–1120 кг/м³ и фактической репрессией на продуктивный пласт до 10,0–12,0 МПа, что не соответствует действующим нормативным документам, по которым репрессия на вскрываемый горизонт не должна превышать 3,0 МПа. Основными проблемами при вскрытии продуктивных пластов в таких условиях являются поглощения промывочных жидкостей вследствие гидроразрыва пород, дифференциальные прихваты бурильного инструмента, снижение продуктивности скважин в результате ухудшения фильтрационных свойств пласта.

Актуальной задачей современной буровой технологии является повышение качества вскрытия продуктивных пластов на основе выполнения комплекса исследований путей снижения плотности и разработки новых промывочных растворов, методов их приготовления, регулирования свойств и применения в конкретных горно-геологических условиях строительства скважин.

Цель работы

Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов, увеличение продуктивности скважин путем применения облегченных промывочных жидкостей.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих методов регулирования репрессии на пласт при бурении скважин, способов снижения плотности промывочных растворов при вскрытии продуктивных пластов.
2. Анализ текущих пластовых давлений на месторождениях когалымского региона и обоснование необходимой плотности промывочного раствора.
3. Разработка рецептур и технологии применения облегченных промывочных растворов на водной основе плотностью менее 1060 кг/м^3 .
4. Проведение опытно-промысловых испытаний и внедрение разработанных промывочных растворов при строительстве скважин с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД).

Методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались путем анализа результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторными исследованиями облегчающих добавок и промывочных растворов с применением методов планирования эксперимента, стандартными исследованиями параметров промывочных растворов на сертифицированном оборудовании, исследованиями фильтрационных свойств промывочных растворов на естественном керновом материале.

Достоверность научных положений подтверждена результатами промышленного использования разработанной технологии.

Научная новизна

1. Реализован принцип обеспечения седиментационной устойчивости облегченной алюмосиликатными или натрийборсиликатными полыми микросферами промывочной жидкости применением водорастворимых гидрофобизаторов на основе катионных (ИВВ-1), неионогенных (неонол БС-1) и комплексных (нефтенол ГФ) поверхностно-активных веществ (ПАВ).
2. Установлено, что облегченный раствор улучшенного качества можно получить путем предварительной гидрофобизации поверхности

алюмосиликатных полых микросфер в среде частично омыленных кубовых остатков синтетических жирных кислот (СЖК) совместно с ПАВ (например, синол АН-1 или ОП-10).

3. Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено получение стабильной облегченной безглинистой промывочной жидкости использованием в качестве аэрирующих средств поверхностно-активного неионогенного пенообразователя (МЛ-81Б, ОП-10, неонол) совместно с карбонатом (гидрокарбонатом) натрия и сульфаминовой кислотой, а в качестве стабилизатора – комплексных реагентов на основе микробных и природных полисахаридов.

Основные защищаемые положения

1. Количественная оценка уровня снижения продуктивности скважины из-за избыточной репрессии при вскрытии пласта.

2. Результаты лабораторных исследований и способы снижения плотности промывочных жидкостей применением газо- и пенообразующих составов и вводом полых микросфер.

3. Технология стабилизации и применения облегченного алюмосиликатными и стеклянными микросферами раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов.

4. Результаты опытно-промысловых работ при вскрытии продуктивных пластов облегченными промывочными растворами на месторождениях когальмского региона.

Практическая ценность и реализация работы в промышленности

По результатам проведенных исследований разработаны:

– облегченный промывочный раствор на основе алюмосиликатных микросфер плотностью 980–1060 кг/м³ (патент РФ № 2309970), внедренный при бурении 23 скважин в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»;

– газовыделяющий и пенообразующий состав для первичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин (патент РФ № 2327853);

– облегченный промывочный раствор на основе СЖК и

алюмосиликатных микросфер (патент РФ № 2330869);

– облегченный промывочный раствор на основе натрийборсиликатных микросфер плотностью 900–1000 кг/м³, внедренный при бурении 9 скважин в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Разработаны для применения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»: инструкция на приготовление и применение раствора, облегченного алюмосиликатными микросферами для бурения горизонтальных скважин; инструкции на приготовление и применение газовыделяющего пенообразующего состава низкой плотности и облегченного раствора на основе СЖК; регламент на приготовление и применение облегченного стеклянными микросферами промывочного раствора для вскрытия продуктивных пластов с АНПД в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

Материалы диссертационной работы вошли в групповые проекты, используемые при строительстве скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

Апробация результатов работы диссертации

Материалы диссертационной работы представлялись на: VIII конкурсе ОАО «ЛУКОЙЛ» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов за 2006 г.; II научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Когалым, 2006 г.); VII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Геленджик, 2007 г.); XXIII межотраслевой научно-практической конференции (г. Анапа, 2008 г.); Всероссийской научно-практической конференции в рамках VIII конгресса нефтепромышленников России «Новые технологии и безопасность при бурении нефтяных и газовых скважин» (г. Уфа, 2009 г.); II Международной научно-технической конференции «Повышение качества строительства скважин», посвященной памяти М.Р. Мавлютова (г. Уфа, 2010 г.).

Публикации

По материалам исследований опубликовано 10 научных работ, в том числе три патента на изобретение, две статьи опубликованы в ведущем рецензируемом научном журнале, рекомендованном ВАК Министерства образования и науки РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 275 страницах машинописного текста, содержит 56 таблиц, 55 рисунков. Состоит из введения, четырех глав, основных выводов и результатов, 9 приложений. Список использованных источников включает 123 наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и основные задачи исследований, научная новизна и практическая ценность диссертации.

В первой главе рассмотрено современное состояние технологий первичного вскрытия продуктивных пластов с применением методов регулирования репрессии на пласт.

Большой вклад в решение вопросов качественного вскрытия пластов с использованием промысловых систем на водной и углеводородной основе внесли А.В. Амиян, В.А. Амиян, О.К. Ангелопуло, И.И. Белей, А.И. Булатов, С.В. Васильченко, А.Н. Гноевых, Г.В. Конесев, В.Н. Кошелев, Н.И. Крысин, В.А. Куксов, А.Н. Лобкин, Р.Р. Лукманов, М.Р. Мавлютов, С.В. Меденцев, В.И. Нифонтов, А.И. Пеньков, В.М. Подгорнов, В.Н. Поляков, Б.А. Расстегаев, С.А. Рябоконь, К.М. Тагиров, А.У. Шарипов, З.М. Шахмасев, Тихуана Дево, Алессандро Кой, Martin Cowie, Stephen Vickers и др.

В настоящее время все большее число нефтедобывающих компаний в России и за рубежом при разработке малодебитных низконапорных залежей или возврате к разработке истощенных продуктивных горизонтов на эксплуатируемых месторождениях сталкиваются с дополнительным

загрязнением продуктивных пластов в результате неоправданно высоких репрессий при первичном вскрытии.

Так на месторождениях Западной Сибири, большая часть которых разрабатывается с 70-х годов XX-го века, продуктивные горизонты имеют градиенты пластовых давлений от 0,9 до 0,6 МПа/100м. Среди наиболее значимых осложнений, связанных с первичным и вторичным вскрытием истощенных горизонтов можно отметить прихваты колонн из-за дифференциального давления, существенное загрязнение коллекторов промывочными растворами или жидкостями заканчивания и, как следствие, затруднение вызова притока и снижение дебита скважин.

Плотность раствора является одним из основных показателей, оказывающих значительное влияние на качество вскрытия продуктивного пласта. Лабораторными исследованиями на керновом материале и анализом промысловых данных подтверждено, что при увеличении плотности промывочного раствора при вскрытии продуктивных пластов с 1100 кг/м^3 до 1300 кг/м^3 (создании дополнительной репрессии на пласт 3,0–5,0 МПа) продуктивность скважин снижается на 15–20 %.

Анализ исследований отечественных и зарубежных учёных и технологий первичного вскрытия продуктивных пластов с АНПД показал, что в настоящее время известными способами снижения репрессии при вскрытии продуктивного пласта является бурение:

- с продувкой воздухом (инертными газами);
- с промывкой пеной;
- с промывкой азрированной жидкостью;
- с промывкой растворами на углеводородной основе (РУО);
- с промывкой растворами, облегченными полыми микросферами.

Основными недостатками применения воздуха (газа) и газожидкостных систем являются необходимость использования дополнительного дорогостоящего оборудования, требующего квалифицированного обслуживания, увеличение абразивного и коррозионного износа бурильных

труб и оборудования, необходимость заполнения скважины жидкостью при проведении отдельных видов геофизических работ. К недостаткам РУО относятся повышенная экологическая и пожарная опасность, высокая стоимость, затруднения в утилизации шлама.

Опыт применения полимерных, алюмосиликатных и стеклянных микросфер в промывочных растворах известен как в России, так и за рубежом. В частности, данный вопрос изучали Н.Ф. Кагарманов, И.И. Клещенко, В.Н. Кошелев, К.Л. Минхайров, А.И. Пеньков, А.К. Ягафаров, а также зарубежные исследователи: Blanco, Medley, Montgomery, Ramirez и др. В большинстве случаев применение микросфер было обосновано необходимостью ликвидации поглощений при бурении трещиноватых, высокопроницаемых пластов. Вместе с тем, вопросы применения облегченных микросферами промывочных растворов для повышения качества вскрытия пластов остаются малозучеными. Особенно актуально это при бурении горизонтальных скважин, количество которых за последние годы значительно увеличилось.

Для повышения качества вскрытия продуктивных пластов с АНПД и соблюдения требований безопасности перспективны технологии бурения на пониженной репрессии, достижимой при применении промывочных растворов низкой плотности. Из проведенного анализа следует, что наиболее перспективными и технологичными в применении являются облегченные промывочные растворы на водной основе с добавлением легких наполнителей – алюмосиликатных и натрийборсиликатных микросфер или системы, получаемые с применением газо- и пенообразующих реагентов. Для подтверждения данного предположения необходимы проведение лабораторных исследований, разработка технологии применения и проведение промысловых испытаний облегченных растворов.

Во второй главе обоснован выбор методов экспериментальных исследований, которые использовались при выполнении диссертационной работы.

Для достижения поставленных задач необходимо оценить: технические характеристики облегчающих добавок (прочность, геометрические размеры, плотность); влияние ввода облегчающих добавок и процессов газо- и пенообразования на общие технологические параметры облегченных растворов (плотность, стабильность, реологические характеристики и др.); влияние микросфер на фильтрационные свойства облегченных растворов (проницаемость корки) и качество вскрытия продуктивных пластов.

Для оценки прочности облегчающих добавок разработана методика определения количества разрушившихся микросфер под действием гидростатического давления, которая обеспечивает высокую воспроизводимость результатов и основана на учете разности плотностей целых и разрушенных частиц микросфер.

Стандартные методы исследований облегченных промысловых растворов включали в себя определение плотности, показателя фильтрации, реологических и структурно-механических свойств, коэффициента трения в среде промыслового раствора, водородного показателя и др. в соответствии с РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов».

В группу специальных методов, при которых моделировались термобарические условия бурения скважин, входило изучение фильтраотдачи облегченного раствора в условиях высоких давлений и температур; динамические фильтрационные исследования на приборе FANN 90; определение коэффициента восстановления проницаемости после фильтрации промыслового раствора на естественном керновом материале; исследования триботехнических свойств растворов на «Машине для испытания материалов на трение и износ ИИ 5018».

В третьей главе рассмотрены геолого-технические условия бурения скважин на месторождениях когалымского региона Западной Сибири. Проведен анализ пластовых давлений по основным эксплуатационным объектам за 2008–2010 г.г. Установлено, что большинство месторождений,

вступивших в позднюю стадию разработки, имеют аномально низкие пластовые давления, обусловленные причинами техногенного характера. По результатам анализа пластовых давлений за 2008 г. были определены участки, на которых допустимо применение промывочных растворов обычной плотности (1060–1120 кг/м³) – это 18% от общего количества скважин (99 скважин из 570). Для 184 скважин (32%) актуальным является применение облегченного промывочного раствора плотностью 1000–1050 кг/м³, для 180 скважин (32%) необходимо применение растворов плотностью 900–990 кг/м³. В 107 скважинах (18%) необходимо применять растворы плотностью 700–890 кг/м³.

Аналогичный анализ проведен в 2009 и 2010 годах. Анализ показал, что в 2009 г., по сравнению с 2008 г., количество скважин, на которых необходимо применять промывочные растворы обычной плотности, увеличилось с 18% до 24% и с 32% до 40% увеличилась доля скважин, где необходимо применять облегченные растворы плотностью 1000–1050 кг/м³, а количество скважин, в которых необходимо применять сверхлегкие промывочные растворы (плотностью 700–990 кг/м³) уменьшилось с 50% до 36%. В 2010 г. требуемые значения плотности по всем месторождениям находились в диапазоне от 890 до 1000 кг/м³. Практически по всем месторождениям в 2009 г. фактическая плотность раствора при вскрытии продуктивных пластов превышала требуемые значения (рисунок 1).

Из-за наличия в разрезе месторождений когалымского региона водоносных горизонтов с гидростатическим пластовым давлением, находящихся выше продуктивных пластов с АНПД, требуется изменение конструкции эксплуатационных скважин при применении облегченных растворов. В связи с этим выполнено обоснование изменения конструкции скважин с учетом геологического строения месторождений и разработана технология вскрытия продуктивных пластов на облегченном промывочном растворе.

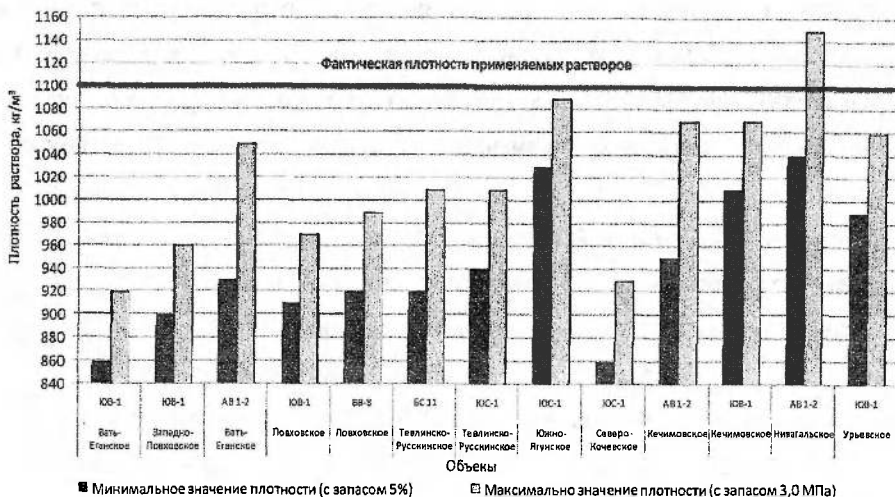
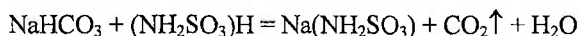
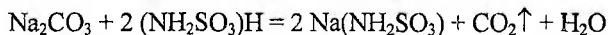


Рисунок 1 – Минимально необходимая и максимально допустимая плотность промывочного раствора (в соответствии с требованиями п. 2.7.3.3 ПБ-08-624-03) по объектам месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на 2009 г.

Для снижения репрессии на продуктивный пласт возможно использование облегченных промывочных растворов, полученных с применением газо- и пенообразующих реагентов. В качестве газовыделяющих реагентов предложено использовать кальцинированную соду (карбонат натрия) или пищевую соду (гидрокарбонат натрия), а в качестве газообразующего реагента – сульфаминовую кислоту (патент РФ № 2327853).

В результате реакции между этими компонентами образуется диоксид углерода:



Регулирование плотности промывочной жидкости при этом может осуществляться количеством реагирующих газообразующих компонентов, соотношением и концентрацией ПАВ, что позволит регулировать забойное давление и осуществлять необходимый режим вскрытия пластов.

Однако основным недостатком газожидкостных смесей является непостоянство плотности по стволу скважины вследствие сжимаемости газовой составляющей под действием давления. Применение газонаполненных микросфер, имеющих твердую внешнюю оболочку, позволит избежать этого и получить относительно несжимаемые облегченные промывочные растворы.

Для получения промывочных растворов плотностью менее 1060 кг/м^3 исследованы образцы алюмосиликатных полых микросфер (АСПМ) ЗАО «Гранула» (Россия) и натрийборсиликатных микросфер (НБСМ) компании «ЗМ» (Франция), характеристика которых представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Плотность микросфер различных марок

Производитель	Марка	Плотность, кг/м^3
ЗАО «Гранула», Россия	«Granulight», «Granulight-Ultra»	650-750
	«Granulight-Ultra 300»	550-600
	MC-400	600-700
Компания «ЗМ», Франция	HGS 4000	380
	HGS 5000	380
	HGS 6000	460
	HGS 8000X	420
	HGS 10000	600
	HGS 18000	600

Расчетное снижение плотности промывочного раствора при введении облегчающих добавок различного типа приведено на рисунке 2.

Расчеты показали, что добавление к раствору натрийборсиликатных (стеклянных) микросфер HGS 4000 и HGS 5000 позволяет получить промывочные растворы плотностью $900\text{--}1000 \text{ кг/м}^3$ при концентрации до 10% по массе. Для получения такой же плотности раствора с использованием «Granulight» («Гранулайт») или HGS 10000, имеющих плотность $600\text{--}750 \text{ кг/м}^3$ потребуется в 2–3 раза больший расход наполнителя.

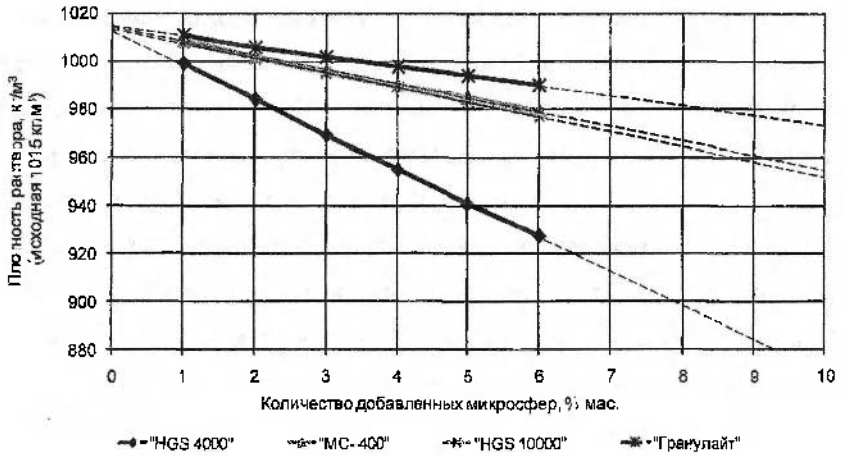


Рисунок 2 – Расчетная зависимость плотности пресного биополимерного раствора от типа и количества облегчающих добавок

Исследованиями разных марок АСПМ и НБСМ по разработанной методике установлено количество микросфер, разрушающихся под действием давления (рисунок 3).

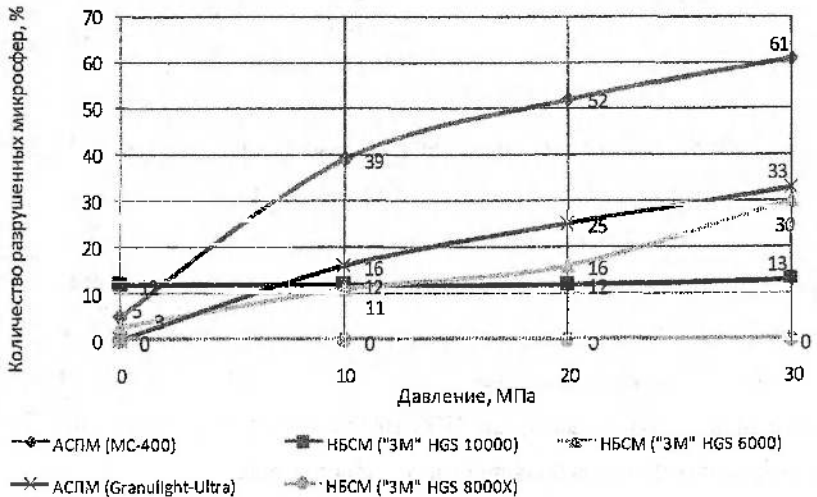


Рисунок 3 – Разрушение микросфер под действием давления

Установлена низкая прочность АСПМ МС-400 – при 30,0 МПа разрушается 61% микросфер. Стеклообразные микросферы HGS 6000 обладают прочностью на уровне микросфер «Granulight-Ultra» («Гранулайт-Ультра»). Высокая прочность у АСПМ «Гранулайт-Ультра 300» (опытное производство) сопоставима с прочностью НБСМ марки HGS 10000. Однако наибольшими прочностными характеристиками из всех исследованных микросфер обладают HGS 8000X, не разрушающиеся под действием давления 30,0 МПа.

Исследован фракционный состав АСПМ МС-400 до и после воздействия давления. Результаты ситового анализа приведены на рисунке 4.

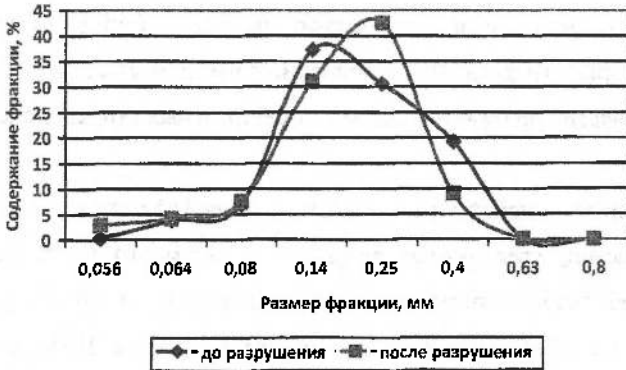


Рисунок 4 – Результаты ситового анализа микросфер МС-400

По результатам анализа установлено, что основная часть микросфер имеет размер 100–400 мкм. После воздействия давления и разрушения АСПМ уменьшается количество крупных фракций (400 мкм). За счет образовавшихся обломков увеличивается количество мелких фракций.

При изучении влияния микросфер на параметры полимер-глинистого раствора на водной основе установлено, что данная система не стабильна во времени, разница плотностей в течение суточного отстоя (показатель стабильности) составляет 30–50 кг/м³ и более. За счет увеличения СНС можно добиться большей стабильности, но при этом реологические параметры раствора будут высоки, что ставит под сомнение технологичность применения

данного раствора.

Из теории гидрофобных взаимодействий известно, что при применении в составе промывочных растворов некоторых ионогенных ПАВ, сорбция их на поверхности дисперсной фазы (глинистых частиц) может сопровождаться значительным увеличением межфазного натяжения. В результате при взаимодействии частиц дисперсной глинистой фазы и молекул ПАВ в щелочной среде образуются гидрофобизированные реверсивные структуры, в которых ориентация дифильных молекул противоположна по сравнению с их ориентацией при изоэлектрическом состоянии глинистой поверхности. Реверсивные структуры обладают повышенной энергией межчастичного притяжения (слипания), вклад в которую, наряду с Ван-дер-Ваальсовыми силами, вносят силы гидрофобной ассоциации реверсивных структур. Поэтому интегральная энергия притяжения для микрореверсивных структур оказывается выше.

Комплексные ионогенные ПАВ, гидрофобизируя поверхность дисперсных частиц, увеличивают энергию их взаимного притяжения. Для повышения стабильности облегченных микросферами промывочных растворов нами обосновано использование в их составе комплекса ПАВ, способных гидрофобизировать поверхность микросфер и предотвращать явления флотации и седиментации. Таким образом реализован принцип гидрофобизации из водной среды дисперсной фазы облегченного раствора, представленной алюмосиликатными полыми микросферами, применением ПАВ (патент РФ № 2309970), а также разработаны облегченные растворы улучшенного качества с предварительной выдержкой микросфер в среде частично омыленных кубовых остатков синтетических жирных кислот совместно с ПАВ (патент РФ № 2330869). В результате получены стабильные промывочные растворы (показатель стабильности по ЦС-2 $\leq 20 \text{ кг/м}^3$) с соответствующими показателями реологических свойств.

С целью определения оптимального состава облегченного промывочного раствора была разработана матрица планированного эксперимента, выбран

параметр оптимизации (плотность раствора). При выполнении опытов использовался полнофакторный эксперимент типа 2^x для исследования влияния трех факторов на величину плотности облегченного раствора. В качестве основных факторов, определяющих свойства раствора, были выбраны массовые содержания карбонатного кольтманта (мел) - x_1 , микросфер - x_2 и карбоксиметилированного крахмала КМК-Бур - x_3 .

В результате статистической обработки экспериментальных данных получены следующие уравнения регрессии:

$$- \text{ для АСПМ: } y = 0,9197 + 0,01554x_1 - 0,00217x_2$$

$$- \text{ для НБСМ: } y = 0,9361 + 0,00943x_1 - 0,0105x_2$$

Анализ уравнений регрессии показал, что при содержании карбонатного кольтманта 4–5 % оптимальные концентрации микросфер составляют: 5–8 % АСПМ при плотности раствора 980 кг/м^3 и 5–7 % НБСМ при плотности раствора 900 кг/м^3 .

В таблицах 2 и 3 показано влияние микросфер на технологические параметры пресного и слабоминерализованного растворов. С увеличением содержания микросфер снижается плотность, повышаются показатели реологических свойств растворов (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига), снижается показатель фильтрации.

Таблица 2 – Параметры пресных облегченных промывочных растворов

Параметры раствора	Значения параметров при содержании облегчающей добавки, %						
	Исходный	МС-400			HGS 4000		
		5%	10%	15%	1,6%	3,2%	7,3%
ρ , кг/м^3	1015	990	965	945	980	950	905
УВ, с	45	65	86	100	48	59	92
Φ , $\text{см}^2/30 \text{ мин}$	7,0	4,5	4,4	3,5	4,2	3,2	3,2
К, мм	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3
$\eta_{\text{пл}}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	15,4	18,3	19,2	24,2	15,6	17,3	21,2
ДНС, дПа	108,5	137,3	175,7	212,7	116,2	122,9	163,2
СНС _{1/10} , дПа	27,8/35,5	32,6/39,9	30,7/36,9	30,7/34,1	27,4/31,7	25,9/32,2	29,8/34,1
pH	10,25	10,24	9,96	9,75	9,94	9,92	9,92

Примечание. ρ – плотность; УВ – условная вязкость; Φ – показатель фильтрации; К – толщина корки; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость; ДНС – динамическое напряжение сдвига; СНС – статическое напряжение сдвига; pH – водородный показатель.

Таблица 3 – Параметры слабоминерализованных облегченных промывочных растворов

Параметры раствора	Значения параметров при содержании облегчающей добавки, %						
	Исходный	HGS 4000			Granulight		MC-400
		1%	3%	5%	3%	7%	4%
ρ , кг/м ³	1030	1020	980	950	1005	990	1010
УВ, с	53	72	100	150	90	116	107
Φ , см ³ /30 мин	7,4	3,8	2,7	2,1	3,1	2,7	3,0
K, мм	1,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
$\eta_{пл}$, МПа·с	14,9	18,1	20,8	24,8	20,6	21,6	21,8
ДНС, дПа	111,4	135,4	154,1	177,1	144,0	172,3	173,3
СНС _{1/10} , дПа	24,9/32,2	34,1/50,4	35,1/51,4	40,3/55,7	32,6/48,5	33,1/48,9	36,9/56,2
pH	9,97	9,91	9,72	9,58	9,00	9,30	9,62

Примечание. Стабильность по ЦС-2 ≤ 20 кг/м³ для всех растворов.

Для повышения качества вскрытия пластов необходимо применение растворов с минимальными значениями показателей фильтратоотдачи и проницаемости фильтрационной корки. Исследования фильтрационных корок, образуемых растворами, содержащими АСПМ и дополнительно кольматирующие добавки показали, что эта задача решается. Фильтрационные корки получали на пресс-фильтре при перепаде давления 0,7 МПа и площади фильтрации 22,05 см². По истечении 30 минут облегченный раствор из пресс-фильтра выливали, полученную корку на фильтре промывали под слабой струей воды, пресс-фильтр заполняли пресной водой. Затем измеряли динамику фильтрации пресной воды (отфильтровавшийся объем в зависимости от времени) через корку. На рисунке 5 представлены результаты фильтрации воды через корки, образованные растворами содержащими:

- 1) 10% микросфер, без каких-либо кольматирующих добавок;
- 2) 10% микросфер (после выдержки раствора в автоклаве при давлении 30 МПа и температуре 70 °С в течение одного часа);
- 3) дополнительно мел в количестве 1%;
- 4) дополнительно 1% глинистой фазы (глинопорошок марки ПБМВ).

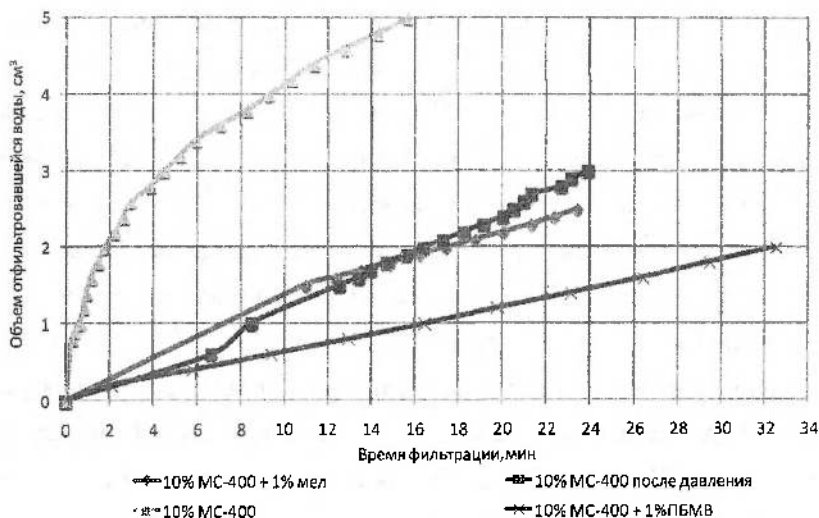


Рисунок 5 – Динамика фильтрации воды через фильтрационные корки облепченных растворов

После воздействия давления, по-видимому, происходит образование более плотной фильтрационной корки за счет меньшего размера разрушенных микросфер, скорость фильтрации воды через корку значительно ниже, чем в растворе с целыми микросферами. Из приведенных данных следует, что облепченный раствор образует фильтрационные корки меньшей проницаемости при наличии небольшого количества глинистой фазы или мела, что положительно скажется на фильтрационно-емкостных свойствах призабойной зоны продуктивного пласта.

На установке «Машина для испытания материалов на трение и износ ИИ 5018» изучено влияние микросфер на триботехнические свойства раствора. По результатам исследований установлено, что в безглинистых биополимерных растворах коэффициент трения ниже, чем в среде глинистого раствора. Добавка микросфер незначительно изменяет коэффициент трения безглинистого раствора. Скорость изнашивания образца из стали 40ХН в растворе с добавлением микросфер ниже, чем в аналогичном растворе, имеющем в своем составе мраморную крошку.

Для оценки влияния облегченных промывочных растворов на качество вскрытия пласта проведены исследования фильтрации растворов, облегченных АСПМ (МС-400) и НБСМ (HGS 4000) на естественном керновом материале. Установлено, что данные растворы обладают высокими значениями коэффициента восстановления проницаемости – 85 и 72 %, соответственно.

В четвертой главе приведены результаты внедрения разработанных облегченных АСПМ и НБСМ промывочных растворов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Промысловые испытания разработанного облегченного раствора на основе АСПМ плотностью $1020 \pm 20 \text{ кг/м}^3$ проведены в наклонно-направленной скважине № 227 куста № 43 Кустового месторождения без изменения конструкции и при строительстве более 20 горизонтальных скважин.

Опытно-промысловые работы (ОПР) с облегченным НБСМ раствором проводились при вскрытии продуктивных пластов в четырех горизонтальных скважинах, а также в пяти наклонно-направленных скважинах на Кечимовском месторождении со следующей конструкцией: на кровлю продуктивного пласта спускалась и цементировалась эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, продуктивный пласт вскрывался на облегченном промывочном растворе, после чего в скважину спускался цементируемый хвостовик диаметром 102 мм.

Плотность растворов, облегченных НБСМ при бурении скважин на Кечимовском месторождении составила от 920 до 1000 кг/м^3 . При этом в процессе вскрытия продуктивного пласта на всех скважинах наблюдался некоторый рост плотности бурового раствора (на $30\text{--}60 \text{ кг/м}^3$), что связано с особенностями использования средств очистки бурового раствора (для предотвращения потери микросфер на виброситах устанавливаются крупные сетки, илоотделители частично удаляют из раствора целые микросферы, центрифуга не применяется) и разрушением части микросфер. Несмотря на это, плотность раствора находилась в пределах, предусмотренных программой ОПР (менее 1000 кг/м^3), репрессия при вскрытии продуктивного пласта была в диапазоне 1,8–2,4 МПа, то есть не превышала установленные пределы.

Для подтверждения целесообразности применения новой технологии и расчета экономической эффективности проведен анализ работы опытных скважин после ввода их в эксплуатацию. В таблице 4 приведены значения коэффициента продуктивности для горизонтальных скважин на пласт БВ₂ Нонг-Еганского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», на которых были проведены ОПР, в сравнении со скважинами, пробуренными с растворами обычной плотности (1100 кг/м³).

Таблица 4 - Продуктивность скважин, пробуренных на обычных и облегченных АСПМ растворах

№ куста	№ скважины	Дебит после вывода на режим			Диам. устья, м	Текущее Рпл., МПа (при Нпл 2240 м)	Рзаб, МПа	Δ Р, МПа	Кпрод., м ³ /сут/МПа	Длина гориз. участка, м	Длина нефтенасыщ. зоны, м	Куд-прод., м ³ /сут/МПа/м	Кпо, %	Кпр ₂ · 10 ³ мкм ²
		Q жидк., м ³ /сут	Q нефти, т/сут	Обл., %										
Базовые скважины на растворе обычной плотности														
43	1000Г	126	72	43	600	20,0	16,4	3,6	35,0	369,3	247,4	0,14	20,83	28,60
43	2107Г	84	60	28	1720	20,0	5,2	14,8	5,68	314,7	253,8	0,02	19,85	15,80
Среднее значение		105	66	36	1160	20,0	10,8	9,2	20,34	342,0	250,6	0,08	20,34	22,20
Опытные скважины, пробуренные облегченным АСПМ раствором														
38	1112Г	84	78	7	963	20,0	12,77	7,23	11,62	249,0	210,6	0,06	19,10	6,65
38	1110Г	99	91	7	365	20,0	18,75	1,25	79,20	402,4	361,0	0,22	19,44	18,23
38	1109Г	81	80	1	840	20,0	14,0	6,0	13,50	406,1	261,4	0,05	18,57	8,24
38	2910Г	109	12	89	412	20,0	18,28	1,72	63,37	192,5	67,6	0,94	21,49	77,31
Среднее значение		93	65	26	645	19,6	15,95	3,68	43,05	312,5	225,2	0,32	19,65	27,61

Коэффициенты удельной продуктивности скважин, пробуренных на облегченном АСПМ растворе выше в среднем в 4 раза, чем на растворе обычной плотности (4 скважины куста № 38 по опытной технологии, 2 скважины куста № 43 по базовой технологии).

По наклонно-направленным скважинам Кечимовского месторождения, пробуренным со вскрытием продуктивного пласта на облегченном НБСМ растворе и с изменением конструкции, также отмечается увеличение удельного

коэффициента продуктивности.

Таким образом, по результатам промысловых испытаний установлено:

1) по пробуренным на облегченном растворе скважинам отмечается увеличение начального дебита по сравнению со скважинами, пробуренными на растворах обычной плотности;

2) применение в качестве облегчающей добавки микросфер позволяет приготовить в условиях буровой облегченный раствор плотностью 900–1060 кг/м³ с удовлетворительными технологическими параметрами;

3) в процессе бурения происходит разрушение части микросфер и наблюдается некоторое повышение плотности раствора за счет оболочек разрушенных микросфер, что подтверждает результаты проведенных ранее лабораторных исследований и теоретические расчеты;

4) плотность облегченного АСПМ промывочного раствора находилась в пределах 1000–1060 кг/м³, плотность облегченного НБСМ промывочного раствора – 900–1040 кг/м³.

В соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», принятыми в ОАО «ЛУКОЙЛ», проведен расчет экономической эффективности, исходя из условий максимальных материальных затрат (применение облегченных НБСМ растворов и изменение конструкции скважин) на примере строительства скважин на пласт АВ_{1,2} на Кечимовском месторождении. Результаты расчета показали, что при увеличении начального дебита по нефти на 13% (2,3 т/сут.) и дополнительной добыче за 15 лет 4130 тонн нефти, чистый приведенный доход (NPV) на одну скважину увеличится на 2,09 млн. руб. по сравнению с базовой технологией.

Основные выводы и результаты

1. Анализ методов регулирования репрессии на пласт показал, что для повышения качества вскрытия коллекторов перспективно бурение скважин с применением облегченных растворов. Проведенным мониторингом пластовых давлений по разрабатываемым объектам ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

установлено, что более 70% промывочных растворов плотностью 1060–1100 кг/м³, традиционно используемых для первичного вскрытия продуктивных пластов, создают репрессию до 10,0–12,0 МПа, что существенно ухудшает фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

2. Разработана рецептура облегченного безглинистого промывочного раствора на основе поверхностно-активного пенообразователя и газогенерирующих агентов, обладающая высокой устойчивостью благодаря предложенной композиции реагентов стабилизаторов. В качестве газогенерирующих агентов обосновано применение карбоната (гидрокарбоната) натрия совместно с сульфаминовой кислотой, а в качестве стабилизаторов – композиции реагентов на основе микробных и природных полисахаридов.

3. Разработаны рецептуры облегченных растворов, с использованием гидрофобизированных специальными композициями ПАВ алюмосиликатных и натрийборсиликатных микросфер, обладающие высокой стабильностью, хорошими коркообразующими свойствами и обеспечивающие по данным экспериментальных исследований восстановление проницаемости продуктивного пласта на 72–85 %.

4. По результатам бурения скважин в условиях низких пластовых давлений достигнуто увеличение удельного коэффициента продуктивности по сравнению с применяемой ранее технологией до 5,8 раз по наклонно-направленным скважинам и до 7,8 раз по горизонтальным скважинам.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих научных трудах, в том числе № 3, 7 – в журнале, рекомендованном ВАК Министерства образования и науки РФ, отражены в трех патентах РФ:

1. Бабушкин Э.В. Разработка и результаты промысловых испытаний облегченных буровых растворов / Э.В. Бабушкин, Р.Р. Лукманов // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Сборник докладов 2-й науч. - практ. конф. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – С. 403–407.

2. Бабушкин Э.В. Исследование эффективности ингибирующих добавок к буровым растворам / Э.В. Бабушкин, Р.З. Лукманова, Н.В. Воронкова,

П.А. Багаев // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности: Сборник докладов 2-й науч. – практ. конф. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – С.433–436.

3. Лукманов Р.Р. Исследование дисперсности и коркообразующих свойств кислоторастворимых кольматантов для буровых растворов / Р.Р. Лукманов, Э.В. Бабушкин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2007. – № 10 – С. 25–29.

4. Бакиров Д.Л. Специальные буровые и тампонажные растворы, метод вторичного вскрытия продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, В.А. Бурдыга, В.Н. Шумаков // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Тез. докл. 7 науч. – практ. конф. – М: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2007. С. 12–13

5. Бабушкин Э.В. Опыт разработки и результаты применения облегченных буровых растворов на месторождениях Среднего Приобья / Э.В. Бабушкин, Ф.Ф. Нурлыгаянов // Интервал, 2008 – № 12 – С. 28–31.

6. Бабушкин Э. В. Разработка и опыт применения облегченных полими микросферами буровых растворов на месторождениях когалымского региона / Э.В. Бабушкин, Д.Л. Бакиров // Материалы всероссийской науч. – практ. конф. г. Уфа, 2009. С. 95–96.

7. Бабушкин Э. В. Разработка и применение облегченных полими микросферами буровых растворов на месторождениях Когалымского региона / Э.В. Бабушкин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2009. – № 10 – С. 24–29.

8. Пат. 2309970 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/24. Буровой раствор низкой плотности (варианты) / Лукманов Р.Р., Лукманова Р.З., Бабушкин Э.В., Воронкова Н.В. ; заявитель ООО КогалымНИПИнефть, патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – № 2006116207/03; заявл. 11.05.06 ; опубл. 10.11.07, Бюл. № 31.

9. Пат. 2327853 Российская Федерация, МПК Е 21В 21/14, С 09 К 8/38. Газовыделяющий пенообразующий состав для первичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин / Лукманов Р.Р., Лукманова Р.З., Бабушкин Э.В., Подкуйко П.П., Абдрахманов Р.Х. ; заявитель и патентообладатель ООО КогалымНИПИнефть. – № 2006130618/03; заявл. 24.08.06; опубл. 27.06.08, Бюл. № 18.

10. Пат. 2330869 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/10. Облегченный буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта / Лукманов Р.Р., Лукманова Р.З., Бабушкин Э.В., Подкуйко П.П. ; заявитель и патентообладатель ООО КогалымНИПИнефть. – № 2006140033/03; заявл. 13.11.06 ; опубл. 10.08.08, Бюл. № 22.