

На правах рукописи

МАРДАШОВ Дмитрий Владимирович



**ОБОСНОВАНИЕ
ТЕХНОЛОГИЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН
ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ**

*Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений*

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



003452242

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2008

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования Санкт-Петербургском государственном горном институте имени Г.В.Плеханова (техническом университете).

Научный руководитель –

доктор технических наук, профессор

Рогачев Михаил Константинович

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор

Николаев Николай Иванович,

кандидат технических наук

Галимов Ильдар Магафурович

Ведущее предприятие – ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР».

Защита диссертации состоится 28 ноября 2008 г. в 14 ч на заседании диссертационного совета Д 212.224.10 при Санкт-Петербургском государственном горном институте имени Г.В.Плеханова (техническом университете) по адресу: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, д.2, ауд. 1160.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского государственного горного института.

Автореферат разослан 28 октября 2008 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
доктор технических наук,
доцент



А.К.НИКОЛАЕВ

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Многочисленные исследования состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) после проведения операций по глушению нефтегазовых скважин свидетельствуют о снижении дебитов по нефти, росте обводненности, увеличении сроков вывода скважин на режим. Процесс глушения является важным технологическим этапом, предшествующим проведению подземного ремонта скважины (ПРС), одной из задач которого является сохранение и восстановление естественных фильтрационных характеристик ПЗП.

Согласно опыту разработки нефтяных месторождений, ухудшение коллекторских свойств ПЗП происходит вследствие отрицательного влияния технологических жидкостей, используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин. Применение традиционно используемых составов на водной основе в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) приводит к значительному снижению проницаемости по углеводородной фазе и, как следствие, снижению темпов добычи нефти.

Сегодня внимание исследователей и практиков уделено химическим методам сохранения и улучшения фильтрационных свойств ПЗП, а именно, составам ЖГС на углеводородной основе и гидрофобизирующим водным растворам. За рубежом использование подобных составов превышает 21 %, в России составляет лишь 1 %. Перспектива использования гидрофобизирующих систем обусловлена наличием ряда преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми составами на водной основе.

В связи с этим исследование, связанные с разработкой новых гидрофобизирующих составов ЖГС и технологий их применения для сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте, считаются актуальными в нефтегазовой отрасли.

Актуальность темы диссертационной работы подтверждается ее включением в план НИР кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского государственного горного института им. Г.В. Плеханова (технического университета) (СПГГИ (ТУ)): «Выполнение работ по развитию центра коллективного пользования «Центр аналитических исследований региональных проблем

минерально-сырьевого комплекса» (2007 г.); «Разработка технологий воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи» (2008 г.).

Целью диссертационной работы является повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путем использования при их глушении перед подземным ремонтом технологических жидкостей, обеспечивающих сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП.

Идея работы заключается в направленном регулировании фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины при подземном ремонте в различных геолого-физических и технологических условиях разработки месторождений за счет использования гидрофобизирующих составов технологических жидкостей.

Задачи исследований:

1. Анализ современного состояния технологий воздействия на ПЗП при глушении и стимуляции скважин.
2. Выявление причин, приводящих к ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП.
3. Изучение состава и свойств жидкостей и реагентов для глушения и стимуляции скважин.
4. Разработка новых химических составов жидкостей глушения и стимуляции скважин.
5. Разработка новой рецептуры эмульгатора обратных водонефтяных эмульсий.
6. Исследование влияния разработанных составов на фильтрационные свойства пород-коллекторов.
7. Разработка технологий применения новых составов жидкостей глушения и стимуляции скважин, установление области их эффективного применения.

Методика исследований включала в себя комплекс теоретических, экспериментальных и аналитических работ с использованием стандартных и разработанных методик проведения исследований. Экспериментальные исследования проводились на современном высокоточном оборудовании с моделированием термобарических пластовых условий. Обработка экспериментальных данных производилась с помощью современных компьютерных технологий, известных закономерностей подземной гидромеханики и установленных факторов.

Научная новизна работы заключается в установлении и экспериментальном подтверждении способности обратно-эмульсионных составов, стабилизированных реагентом-эмульгатором – продуктом реакции полиэтиленполиамина с легкой фракцией таллового масла, и составов водной дисперсии продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла оказывать гидрофобизирующее воздействие на терригенную и карбонатную породу-коллектор при использовании их в качестве жидкостей глушения и стимуляции скважин перед подземным ремонтом.

Защищаемые научные положения:

1. Применение в качестве жидкостей глушения и стимуляции скважин перед подземным ремонтом обратных водонефтяных эмульсий, стабилизированных реагентом-эмульгатором – продуктом реакции полиэтиленполиамина с легкой фракцией таллового масла, способствует сохранению (при использовании в качестве дисперсной фазы водных растворов солей) и улучшению (при использовании в качестве дисперсной фазы водных растворов соляной кислоты) фильтрационных характеристик ПЗП.

2. Состав ЖГС в виде 1 %-ой водной дисперсии поверхностно-активного вещества (продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла) оказывает гидрофобизирующее воздействие на пористую среду продуктивного коллектора, что приводит к восстановлению фильтрационных характеристик ПЗП.

3. Разработанный эмульгатор (продукт синтеза растительного масла и аминов) позволяет получать агрегативно устойчивые и термостабильные обратные водонефтяные эмульсии, которые могут применяться при глушении скважин с повышенными пластовыми температурами (до 80 °С).

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется достаточным уровнем теоретических и экспериментальных исследований с использованием современного высокоточного оборудования, высокой степенью сходимости расчетных величин с фактическими данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Практическая значимость работы:

1. Разработаны новые составы жидкостей глушения и стимуляции скважин:

- блокирующий состав обратной водонефтяной эмульсии

(ОВНЭ) и интенсифицирующий состав обратной кислотонефтяной эмульсии (ОКНЭ), стабилизированные реагентом-эмульгатором (продуктом реакции полиэтиленполиамина с легкой фракцией таллового масла);

- гидрофобизирующий состав – 1 %-ая водная дисперсия реагента-гидрофобизатора (продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами таллового масла).

2. Разработана технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с использованием блокирующего состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором на основе полиэтиленполиамина и легкой фракции таллового масла. Данная технология внедрена на месторождениях Западной Сибири (Покачевское, Северо-Покачевское, Южно-Покачевское, Урьевское, Нивагальское). Результаты промысловых испытаний показали увеличение дебитов скважин в среднем на 5-10 м³/сут, сокращение сроков их вывода на режим до 1-3 суток и снижение обводненности добываемой продукции на 20-30 %.

3. Разработана новая рецептура реагента-эмульгатора (на основе растительного масла и аминов) для приготовления агрегативно устойчивых и термостабильных эмульсионных составов ЖГС. Данный реагент внедрен в промышленное производство и в настоящее время поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири.

4. Разработан способ приготовления обратных эмульсий для глушения и стимуляции скважин, позволяющий улучшить стабильность данных систем и упростить процесс их приготовления путем увеличения интенсивности перемешивания (заявка на патент РФ № 2007142132/03).

5. Предложена технология воздействия на ПЗП (без привлечения бригады по капитальному ремонту скважин) с целью регулирования фильтрационных характеристик продуктивного коллектора при глушении скважин перед подземным ремонтом.

6. Обоснована область применения новых составов жидкостей глушения и стимуляции скважин перед подземным ремонтом с учетом геолого-физических и технологических условий разработки месторождения.

7. Материалы диссертационной работы внедрены в учебный процесс и используются при чтении лекций по дисциплинам «Подземный и капитальный ремонт скважин», «Технология и

техника методов повышения нефтеотдачи пластов», «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Подземная гидромеханика» студентам специальности 13.05.03 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Апробация работы. Основные положения, результаты экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на VI-ой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007); Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы нефтегазового дела» (Октябрьский филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2006); Всероссийской научно-технической конференции «Перспективы развития химической переработки горючих ископаемых» (Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский государственный технологический институт (технический университет), 2006); ежегодных научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых «Проблемы недропользования» (Санкт-Петербург, Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), 2006, 2007, 2008).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 6 печатных работ, в том числе 1 по рекомендованному списку изданий ВАК, оформлена заявка на патент РФ.

Структура и объем диссертационной работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 148 наименований, и приложений. Материал диссертации изложен на 130 страницах машинописного текста, включает 11 таблиц, 29 рисунков и 3 приложения.

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю профессору Рогачеву М.К., развитие идей которого, постоянное внимание и помощь способствовали выполнению работы; коллективу филиала ООО «Ойл Технолоджи Оверсиз» в г. Самара и ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан), а также сотрудникам кафедры РНГМ СПГИ (ТУ) за помощь в подготовке диссертационной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе рассмотрены основные причины ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП. Установлены преимущества и недостатки применения различных типов жидкостей глушения и стимуляции скважин. Обобщены основные требования, предъявляемые к технологическим жидкостям на всех этапах эксплуатации скважины, начиная от вскрытия пласта и заканчивая консервацией скважины.

Проблемой повышения эффективности эксплуатации скважин за счет сохранения и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП занимались отечественные и зарубежные ученые: Амиан В.А., Антипин Ю.В., Ахметов А.А., Аширов К.Б., Булатов А.И., Валеев М.Д., Валеев Ш.И. Вахитов Г.Г., Грей Дж., Девликамов В.В., Дияшев Р.Н., Желтов Ю.В., Зейгман Ю.В., Ибрагимов Л.Х., Кендис М.Ш., Кузнецов Ю.С., Ленченкова Л.Е., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Мусабиров М.Х., Муслимов Р.Х., Орлов Г.А., Петров Н.А., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Рябоконт С.А., Сидоровский В.А., Симкин Э.М., Сургучев М.Л., Телин А.Г., Токарев М.А., Токунов В.И., Фахретдинов Р.Н., Хавкин А.Я., Хисамутдинов Н.И., Юсупов И.Г. и многие другие.

Промысловый опыт свидетельствует о том, что применение традиционно используемых составов ЖГС на водной основе приводит к значительному ухудшению проницаемости ПЗП, в частности, снижаются дебиты по нефти, увеличиваются сроки вывода скважин на режим и повышается обводненность добываемой продукции.

Все это говорит об актуальности работ, связанных с разработкой новых технологий глушения и стимуляции скважин, обеспечивающих сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте.

Во второй главе приводится обоснование и выбор методики лабораторного исследования основных технологических свойств составов жидкостей глушения и стимуляции скважин.

Решение поставленных задач осуществлялось с помощью

оборудования, отвечающего современным требованиям проведения экспериментальных исследований:

- Плотность составов определялась с помощью плотномера DE 45 компании Mettler Toledo.
- Исследования реологических свойств обратно-эмульсионных составов проводились на ротационном вискозиметре «Rheotest» Rп 4.1 компании Messgerate Medingen GmbH при различных температурных режимах. Измерение кинематической вязкости компонентов исследуемых составов осуществлялось на анализаторе вязкости НVM 472 компании Walter Herzog GmbH.
- Фильтрационные исследования проводились при термобарических пластовых условиях с использованием естественного керна на установке оценки качества повреждения пласта FDES-645 компании Coretest Systems Corporation. Замер основных фильтрационных параметров исследуемых образцов керна производился на автоматизированном пермеамetre-порозимetre AP-608 компании Coretest Systems Corporation.
- Подготовка образцов естественного керна осуществлялась с помощью ручного сверлильного станка MDP-405 и двусторонней обрезной пилы с опцией торцшлифовального круга DTS-430 компании Coretest Systems Corporation. Образцы керна насыщались исследуемой средой под вакуумом в ручном сатураторе MS-535 компании Coretest Systems Corporation.
- Оценка гидрофобизирующего эффекта проводилась на системе измерения капиллярного давления гравиметрическим методом TGC-764 компании Coretest Systems Corporation.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований по разработке новых составов жидкостей глушения и стимуляции скважин, а также изучению их влияния на фильтрационные свойства пород-коллекторов в сравнении с традиционно применяемыми системами на водной основе.

В качестве исходных химических реагентов при разработке новых составов технологических жидкостей использовали неионогенные синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ), предоставленные ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан):

- продукт реакции полиэтиленполиамина (ПЭПА) с легкой фракцией таллового масла (ЛТМ);

- продукт реакции триэтаноламина (ТЭА) с жирными кислотами таллового масла (ЖКТМ).

Лабораторные исследования, проводимые совместно с ООО «ОГО» (г. Самара), были направлены на разработку обратно-эмульсионных и гидрофобизирующих составов на основе данных ПАВ, а именно:

- блокирующего состава ОВНЭ, стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью сохранения фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов);
- интенсифицирующего состава ОКНЭ, стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью улучшения фильтрационных характеристик карбонатных пород-коллекторов);
- гидрофобизирующего состава в виде водной дисперсии продукта реакции ТЭА и ЖКТМ (с целью восстановления фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов).

Первоочередной задачей при разработке рецептур новых составов технологических жидкостей являлось определение оптимальной концентрации ПАВ. Результаты проведенных исследований выявили способность реагента на основе ПЭПА и ЛТМ к образованию агрегативно устойчивых систем не только на основе водных растворов солей, но и кислот. Таким образом, использование ПАВ данного типа возможно в качестве реагента-эмульгатора как в технологиях сохранения, так и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП с терригенными (применение ОВНЭ) и карбонатными (применение ОКНЭ) коллекторами. Следует также отметить, что составы обратных эмульсий, стабилизированные реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, обладают высокой термостабильностью, т. е. 100 %-ой агрегативной устойчивостью при 80 °С, что позволяет рекомендовать данный тип ПАВ для использования в условиях повышенных пластовых температур, в частности, на месторождениях Западной Сибири.

Исследование влияния концентрации реагента-эмульгатора на агрегативную устойчивость ОВНЭ показало, что оптимальное его содержание в объеме эмульсии составляет 3 %. (табл.1). ОВНЭ при этом сохраняет 100 %-ую агрегативную устойчивость более 5 суток, что соответствует средней продолжительности проведения ПРС. Оптимальная концентрация реагента-эмульгатора в ОКНЭ составила 1 % об. В данном случае эмульсионный состав стабилен в течение

24 часов. Этого достаточно для проведения операций по его закачке и продавливанию в пласт.

Таблица 1

Состав и технологические параметры обратных эмульсий, стабилизированных эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ

Состав обратной эмульсии, % об.			Характеристика дисперсной фазы		Плотность, г/см ³	Термостабильность при 80 °С, сут
эмульгатор	дизельное топливо	дисперсная фаза	концентрация, %	тип раствора		
3	47	50	10	CaCl ₂	0,954	6
3	37	60	40	CaCl ₂	1,165	10
3	27	70	40	CaCl ₂	1,223	10
3	17	80	40	CaCl ₂	1,278	10
3	17	80	50	ZnCl ₂	1,420	10
1	49	50	12	HCl	0,940	1
1	39	60	12	HCl	0,960	1
1	29	70	12	HCl	0,990	1
1	19	80	24	HCl	1,060	1

Повышенная термостабильность обратных эмульсий (с содержанием реагента-эмульгатора на основе ПЭПА и ЛТМ) объясняется высокой поверхностной активностью этого реагента, что подтверждается результатами измерений его межфазного натяжения.

Стабильность обратно-эмульсионных составов во многом определяется размером частиц их дисперсной фазы. Чем меньше размеры частиц, тем более стабильна эмульсия. Этот фактор определяется не только типом и концентрацией эмульгатора, составом водной и углеводородной фаз, но и способом приготовления эмульсий (интенсивностью и временем перемешивания). В связи с этим были проведены исследования, направленные на совершенствование процесса диспергирования обратных эмульсий. В результате проведенных исследований разработан способ приготовления обратно-эмульсионных составов, суть которого заключается в применении мешалки «специальной» конструкции, которая обеспечивает диспергирование эмульсии по всему ее объему. В итоге снижается время приготовления и повышается стабильность состава. Кроме того, упрощается процесс приготовления за счет введения в перемешивающее устройство исходных компонентов одновременно (подана заявка на патент РФ).

Одним из основных преимуществ разработанных эмульсионных составов перед традиционно используемыми

технологическими жидкостями на водной основе является возможность регулирования их технологических свойств за счет изменения количества и типа их дисперсной (водной) фазы. Так плотность ОВНЭ является регулируемой величиной и может изменяться в достаточно широких пределах (0,950-1,420 г/см³). Составы ОВНЭ и ОКНЭ представляют собой жидкости с неньютоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составах от 50 до 70 % об. вязкость эмульсий варьируется в широком диапазоне (200-3000 мПа·с при скоростях сдвига 14,6-73,2 с⁻¹), что позволяет регулировать степень их проникновения в пласт в зависимости от целей обработки.

Исследования коррозионной активности разработанных составов ОВНЭ и ОКНЭ показали их высокие защитные свойства по отношению к металлам в сравнении с традиционно применяемыми технологическими жидкостями на водной основе. Согласно анализу результатов лабораторных испытаний (табл. 2) эмульсионные составы обладают меньшей скоростью коррозии в сравнении с водными растворами CaCl₂ и HCl (ОВНЭ в 3 раза и ОКНЭ в 30 раз). Подобный эффект объясняется тем, что дисперсионной средой этих составов является углеводородная жидкость (нефть), которая, соприкасаясь с металлической поверхностью, снижает степень взаимодействия дисперсной фазы эмульсии (водного раствора CaCl₂ или HCl) с металлом. Защитное действие составов при этом усиливается за счет присутствия в них ПАВ на основе ПЭПА и ЛТМ.

Таблица 2

Коррозионная активность обратных эмульсий в сравнении с водными растворами солей и кислот при 80 °С

Исследуемый состав	Скорость коррозии, г/м ² час
ОВНЭ	0,136
Водный раствор CaCl ₂ (30 %)	0,418
ОКНЭ	1,107
Водный раствор HCl (12%)	33,010

Для исследования влияния состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), на фильтрационные характеристики пород-коллекторов были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса «глушения-освоения» скважины в термобарических условиях с использованием естественного керна терригенных отложений.

Экспериментальные исследования подтвердили отрицательное влияние водного раствора CaCl_2 на фильтрационные характеристики ПЗП, что выразилось в снижении проницаемости образца керна по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости ($K_{ВП}$) после обработки составил 20-40 %) (рис. 1).

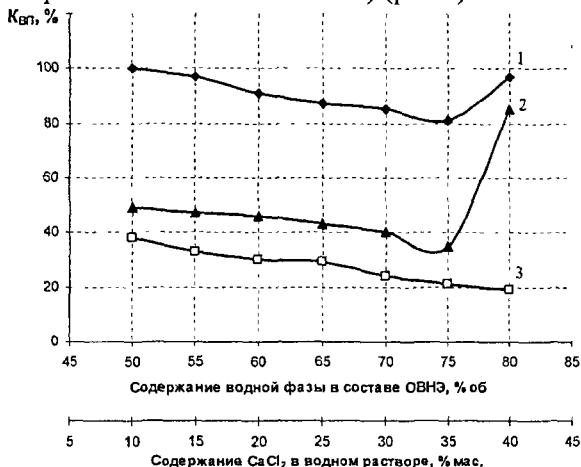


Рис. 1. Динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости при моделировании операции «глушения-освоения» скважины:

1 – влияние ОВНЭ на нефтенасыщенный керн, 2 – влияние ОВНЭ на водонасыщенный керн, 3 – влияние водного раствора CaCl_2 на нефтенасыщенный керн

Между тем состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), при попадании в пористую среду породы-коллектора проявил гидрофобизирующие свойства, что выразилось в сохранении проницаемости по углеводородной фазе ($K_{ВП}$ составил 80-100 %) и увеличении фильтрационных сопротивлений по отношению к водной фазе ($K_{ВП}$ при этом составил в среднем 50 %). При увеличении содержания дисперсной фазы в ОВНЭ до 80 % об. состав приобретает блокирующий характер и практически не фильтруется через образец горной породы, обеспечивая сохранность его фильтрационных свойств. Логично предположить, что использование данного эмульсионного состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом обеспечит сохранение дебитов скважин по нефти и снижение обводненности добываемой продукции.

Одним из основных факторов, сдерживающих применение ОВНЭ в условиях повышенных пластовых температур (до 80 °С),

в частности, на месторождениях Западной Сибири, является требование к агрегативной устойчивости и термостабильности таких составов. В связи с этим проблема сохранения фильтрационных характеристик ПЗП осложняется необходимостью применения составов ОВНЭ, способных выдерживать высокие пластовые температуры. Для решения данной проблемы проведены совместные с ООО «Синтез-ТНП» исследования по разработке нового, более эффективного эмульгатора ОВНЭ в сравнении с реагентом на основе ПЭПА и ЛТМ для условий повышенных пластовых температур. В экспериментальных исследованиях использовались образцы реагентов-эмульгаторов на основе: ЛТМ и аминов (рис. 2а); ПЭПА и аминов (рис. 2б); растительного масла (РМ) и аминов (рис. 2в); ЛТМ, ПЭПА и аминов (рис. 2г).

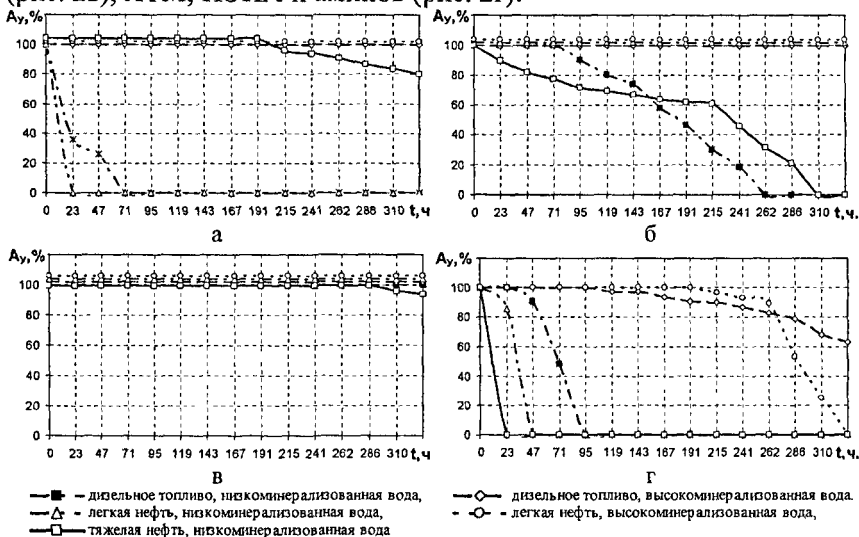


Рис. 2. Влияние плотности нефти и минерализации воды на агрегативную устойчивость ОВНЭ при 80 °С в зависимости от типа используемых реагентов-эмульгаторов:

а – продукт синтеза ЛТМ и аминов, б – продукт синтеза ПЭПА и аминов; в – продукт синтеза РМ и аминов; г – продукт синтеза ЛТМ, ПЭПА и аминов

Анализ результатов исследований показал, что составы ОВНЭ, стабилизированные реагентом-эмульгатором – продуктом синтеза РМ и аминов, обладают более высокой агрегативной устойчивостью и термостабильностью вне зависимости от используемых в составе типов нефтей и пластовых вод,

что позволило рекомендовать этот реагент для использования в качестве стабилизатора ОВНЭ в условиях повышенных пластовых температур (до 80 °С). В настоящее время данный реагент-эмульгатор под маркировкой ЯЛАН Э-1 («рецептура №2») внедрен в промышленное производство и поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири.

Влияние состава ОКНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, на пористую среду породы-коллектора оценивалось по результатам фильтрационных исследований при его взаимодействии с насыпной моделью карбонатной породы. Результаты исследований показали, что разработанный состав в сравнении с традиционно используемым водным раствором HCl способствует замедлению скоростей взаимодействия его дисперсной фазы (водный раствор HCl) с углеводородо- и водонасыщенными образцами пород-коллекторов в 2-3 раза (рис. 3).

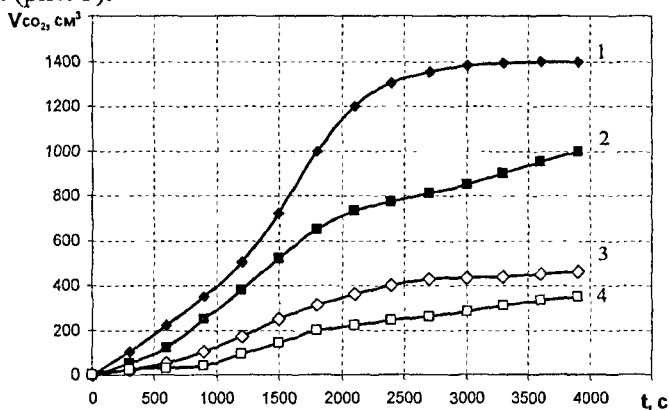


Рис. 3. Динамика изменения объема выделившегося CO₂ при взаимодействии кислотного состава с моделью карбонатной породы:

1, 2 – 20 %-ый водный раствор HCl при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой,

3, 4 – ОКНЭ (эмульгатор - 1 % об., дизельное топливо - 49 % об., 20 %-ый водный раствор HCl - 50 % об.) при взаимодействии с водо- и углеводородонасыщенной пористой средой

Необходимо также отметить выравнивание скоростей взаимодействия ОКНЭ с карбонатной породой при ее насыщении как водной, так и углеводородной фазой. Отмеченные свойства состава ОКНЭ объясняются его способностью оказывать гидрофобизирующее воздействие на породу-коллектор

углеводородной дисперсионной средой с растворенным в ней реагентом-эмульгатором. Таким образом, применение ОКНЭ в качестве интенсифицирующей технологической жидкости позволит увеличить глубину обработки ПЗП активной кислотой, обеспечивая равномерное проникновение эмульсионного состава в продуктивный коллектор.

Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, с высокой обводненностью скважинной продукции применение гидрофобно-эмульсионных составов нецелесообразно, так как в данном случае необходимо снизить обводненность и улучшить условия притока нефти к забою скважины, т.е. произвести восстановление фильтрационных характеристик ПЗП. Для решения данной задачи были проведены исследования по разработке гидрофобизирующего состава на водной основе (ВГС), представляющего собой водную дисперсию ПАВ (продукта реакции ТЭА с ЖКТМ). Лабораторные испытания показали, что оптимальная концентрация ПАВ в данном составе – 1% об. Исследование механизма влияния разработанного состава на пористую среду породы-коллектора производили путем измерения капиллярного давления в порах естественного зерна терригенных отложений (рис. 4).

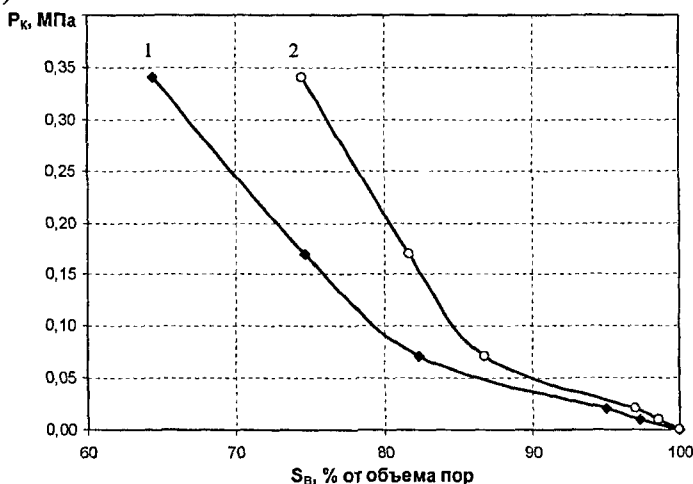


Рис. 4. Влияние гидрофобизирующего водного состава на капиллярное давление зерна в зависимости от его водонасыщенности:
1 – до обработки составом, 2 – после обработки составом

Согласно результатам исследований капиллярное давление водонасыщенного образца керна после обработки составом возросло в 1,5-2,0 раза, что свидетельствует об увеличении фильтрационного сопротивления по отношению к водной фазе. Полученный эффект объясняется процессом гидрофобизации коллектора, в частности, изменением характера смачиваемости пористой среды керна под действием реагента. Применение данного гидрофобизирующего состава в качестве ЖГС перед подземным ремонтом позволит снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебиты скважин по нефти.

Таким образом, с целью повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин рекомендованы новые составы технологических жидкостей для направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте. Разработанные составы обладают гидрофобизирующими свойствами, что выгодно отличает их от традиционно используемых систем на водной основе.

В четвертой главе приводится описание технологий глушения и стимуляции скважин с учетом условий эффективного применения разработанных гидрофобизирующих составов.

Учитывая высокую частоту проведения ПРС (в среднем 1 ремонт в 1-1,5 года), предложен новый подход к решению проблемы сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП, суть которого заключается в совмещении каждой операции глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП разработанными гидрофобизирующими составами технологических жидкостей. Сведения о технологиях и областях эффективного применения этих составов представлены в таблице 3.

Эффективность технологии блокирования ПЗП перед ПРС составом ОВНЭ, разработанным совместно с ООО «ОГО», подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на 290 скважинах месторождений Западной Сибири. Результаты испытаний показали высокую эффективность применения данной технологии в виде увеличения дебитов в среднем на 5-10 м³/сут, сокращения сроков вывода скважин на режим до 1-3 суток и снижения обводненности добываемой продукции на 20-30 %.

Таблица 3

Технологии применения разработанных составов технологических жидкостей

Показатели	Разработанный состав		
	ОВНЭ	ВГС	ОКНЭ
Характеристика состава	Обратная водонефтяная эмульсия – блокирующий гидрофобный состав	Водный гидрофобизирующий состав (1 %-ая водная дисперсия реагента-гидрофобизатора)	Обратная кислотонефтяная эмульсия – интенсифицирующий гидрофобный состав
Область эффективного применения	Низкопроницаемые коллектора с малой и средней обводненностью (до 60%)	Средне- и высокопроницаемые коллектора с высокой обводненностью (более 60%)	Средне- и высокопроницаемые коллектора
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный	Карбонатный
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации без продавливания в ПЗП	Продавливание в ПЗП из расчета 1,5-2,0 м ³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта	Продавливание в ПЗП из расчета 1,0-1,5 м ³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта

Реализация технологий направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП за счет применения разработанных гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин путем их использования перед подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

Основные выводы и рекомендации

1. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин может быть достигнуто путем направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП перед подземным ремонтом в различных геолого-физических и технологических условиях разработки месторождений за счет использования новых гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин.

2. Разработаны и рекомендованы к внедрению новые составы жидкостей глушения и стимуляции скважин, обеспечивающие сохранение, восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП:

- блокирующий состав ОВНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), для применения в скважинах с малой и средней обводненностью (до 60 %), вскрывших низкопроницаемые терригенные коллектора;

- гидрофобизирующий состав – 1 %-ая водная дисперсия реагента-гидрофобизатора (на основе ТЭА и ЖКТМ) для применения в скважинах с высокой обводненностью (более 60 %), вскрывших средне- и высокопроницаемые терригенные коллектора;
- интенсифицирующий состав ОКНЭ, стабилизированный реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), для применения в скважинах, вскрывших средне- и высокопроницаемые карбонатные коллектора.

3. В результате проведенных экспериментальных исследований установлено, что разработанные технологические жидкости, в состав которых входят ПАВ (продукты реакции ПЭПА с ЛТМ и ТЭА с ЖКТМ), оказывают гидрофобизирующее воздействие на пористую среду пород-коллекторов, что в итоге способствует сохранению, восстановлению и улучшению фильтрационных характеристик ПЗП.

4. Возможность совмещения операций глушения скважин перед подземным ремонтом с воздействием на ПЗП разработанными составами технологических жидкостей позволяет регулировать фильтрационные характеристики ПЗП с максимальной эффективностью и достаточной степенью охвата продуктивного коллектора. Учитывая достаточно высокую частоту проведения ПРС, перспективность использования такой технологии очевидна.

5. Результаты промысловых испытаний технологии блокирования ПЗП составом ОВНЭ при глушении скважин перед подземным ремонтом показали улучшение эффективности эксплуатации скважин в виде увеличения их дебитов в среднем на 5-10 м³/сут, снижения сроков вывода скважин на режим до 1-3 суток и уменьшения обводненности добываемой продукции на 20-30 %.

6. Разработан и внедрен в промышленное производство новый эмульгатор ОВНЭ, синтезированный на основе РМ и аминов. Составы ОВНЭ, приготовленные на основе данного эмульгатора, обладают высокой агрегативной устойчивостью (100 %) и термостабильностью (80 °С) при использовании любых типов нефтей и пластовых вод.

7. Разработан способ приготовления эмульсионных составов для глушения и стимуляции скважин, позволяющий улучшить стабильность данных систем и упростить процесс их приготовления путем увеличения интенсивности перемешивания.

Содержание диссертации отражено в следующих печатных работах:

1. Мардашов Д.В. Гидрофобно-эмульсионные составы для глушения и обработки призабойной зоны нефтяных скважин / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев // Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела: Материалы VII Международной научной конференции. Т. 1. – Уфа: изд-во «Реактив», 2006. – С.91-92.
2. Рогачев М.К. Выбор жидкостей для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, Ю.В. Зейгман // Актуальные проблемы нефтегазового дела: Сб. науч. тр. в 4 т. – Уфа: УГНТУ, 2006. – Т.2. – С.123-126.
3. Рогачев М.К. Рациональное использование нефтяного сырья при разработке месторождений аномальных нефтей / М.К. Рогачев, И.В. Валиуллин, Д.В. Мардашов, Н.К. Кондрашева // Перспективы развития химической переработки горючих ископаемых: Материалы конференции. – СПб: СПГТИ (ТУ), 2006. – С.292.
4. Рогачев М.К. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, К.В. Стрижнев, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т.5. – № 2. – С.55-58.
5. Мардашов Д.В. Применение гидрофобных эмульсий в технологиях глушения нефтяных и газовых скважин / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, Р.Р. Рафиков // Новые технологии в газовой промышленности: Сб. тезисов докладов VII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России. – М.: РГУНГ, 2007. – С.39.
6. Мардашов Д.В. Разработка технологий применения обратных эмульсий при подземном ремонте нефтяных скважин / Д.В. Мардашов, М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев // Записки Горного института. – 2007. – Т.173. – С.20-22.

РИЦ СПГИ 22 10 2008 3.477 Т 100 экз
199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, д 2