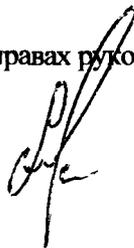


На правах рукописи

ГАРАЕВ ЛЕНАР АЗГАРОВИЧ



**ПРЯМЫЕ И ОБРАТНЫЕ ЭМУЛЬСИИ НА ОСНОВЕ
НЕОНОЛОВ И СИНТАНОЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

02.00.11 - Коллоидная химия и физико-химическая
механика

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Казань – 2005

Работа выполнена в Казанском государственном технологическом университете

Научные руководители: доктор технических наук, профессор
Козин Виктор Георгиевич

кандидат технических наук, доцент
Башкирцева Наталья Юрьевна

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Хащринов Алексей Ильич

доктор технических наук,
Газизов Айдар Алмазович
(г. Казань)

Ведущая организация: ОАО Научно-исследовательский
институт нефтепромышленной химии
(г. Казань)

Защита состоится « 16 » июня 2005 г. в « 14 » часов на заседании диссертационного совета Д 212.080.05. в Казанском государственном технологическом университете (420015 г. Казань, ул. К. Маркса, 68, зал заседаний ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Казанского государственного технологического университета.

Автореферат разослан « 13 » мая 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат химических наук



Потапова М.В.

2006-4
8442

215 4310

Актуальность темы. В настоящее время большая часть разведанных нефтяных месторождений Урало-Поволжья вступила в позднюю стадию разработки и применение заводнения нефтяных месторождений не обеспечивает желаемого темпа отбора нефти, коэффициент нефтеотдачи в этом случае составляет не более 30-35 %. Поэтому в настоящее время миллиарды тонн нефти находятся в рассредоточенном, рассеянном виде (остаточная нефть) в заводненных или полностью завершенных разработкой пластах, а так же в залежах, эксплуатируемых с низкой текущей нефтеотдачей.

Первый тип остаточной нефти представляет собой нефть, оставшуюся в промьтых зонах – пленочная нефть. Основной причиной образования такого типа нефтей является высокое межфазное натяжение на границе раздела фаз вода – нефть – порода. Другой, представляет собой нефть, не вовлеченную в процесс фильтрации и сосредоточенную в застойных и недреннируемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов, и обусловлен, в первую очередь, неоднородностью по проницаемости пласта и низким охватом его заводнением.

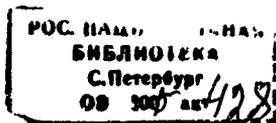
Использование эмульсионных систем на основе современных оксигетилированных ПАВ позволяет объединить в одной технологии комплексное воздействие на пласт: отмыв пленочной нефти за счет поверхностно-активных свойств и выравнивание фронта вытеснения, исключаящее быстрый прорыв гннетаемой воды к забою добывающей скважины за счет повышенных вязкостных характеристик эмульсионной системы. За последние 35 лет отечественная промышленность освоила достаточно широкий ассортимент неионогенных ПАВ, основной объем производства которых размещен на территории республики Татарстан. Поэтому в настоящее время вновь открылась перспектива разработки эмульсий с применением современных промышленных неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ), а увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в общем балансе добычи делает эту задачу особенно актуальной.

Работа выполняется в соответствии с планом Программы развития приоритетных направлений науки в РТ на 2001-2005 годы по направлению “Топливо-энергетические и сырьевые ресурсы, энергосберегающие технологии их освоения” подраздел “Повышение эффективности выработки запасов действующих нефтяных месторождений” утвержденной постановлением №63 кабинета министров РТ от 06.02.01.

Цель работы. Установление зависимостей коллоидно-химических свойств промышленно-выпускаемых НПАВ на эмульгирующую способность при формировании прямых и обратных эмульсий. Определение факторов, влияющих на стабильность эмульсий. Разработка составов прямых и обратных эмульсий и технологии повышения нефтеотдачи пластов.

Научная новизна.

- В результате изучения взаимосвязи коллоидно-химических свойств оксигетилированных первичных высших спиртов и оксигетилированных алкилфенолов и эмульгирующей способности при формировании прямых и обратных эмульсий установлено, что в поверхностно-активных веществах, используемых в качестве эмульгаторов в эмульсионных системах полиалкилбензолная смола-вода, увеличение гидрофильной оксигетильной цепочки и замена гидрофобного алкиларильного радикала на n-алкильный радикал приводит к повышению стабильности эмульсий;
- установлено, что у оксигетилированных первичных высших спиртов (синтанолов) по сравнению с неанолами при одинаковой степени оксигетилирования область ККМ лежит в интервале концентраций $1 \cdot 10^{-2}$ %мас. и они образуют стабильные эмульсии, за счет формирования более конденсированного адсорбционного слоя;



- в результате синергетического эффекта водорастворимого ПАВ – синтанола АЛМ-10 и масло-растворимого ПАВ – синтанола ЭС-3 происходит дополнительная стабилизация эмульсии отработанное масло «Orites» – вода (эмульсия обратного типа) при снижении концентрации основного эмульгатора ЭС-3 с 5 % мас. до 3%мас., термостабильность эмульсии возрастает с 40 °С до 70 °С;
- установлено, что введение в состав эмульсии отработанное масло «Orites» – вода, солей кальция в составе водной дисперсной фазы, за счет высаливающего действия катиона кальция по отношению к молекулам ПАВ повышает термостабильность эмульсии.

Практическая значимость. Исследован широкий ассортимент НПВ, выпускаемых на предприятиях РТ. Разработан способ регулирования термостабильности и устойчивости эмульсионных систем, позволяющий применять эмульсионные системы на пластах, характеризующихся высокими температурами. Разработан состав прямой эмульсии “ТатНО-2004”, с применением отходов производства алкилбензолов, воздействующий на все виды остаточной нефти.

ООО «Гео-Пласт» проведены промысловые испытания на объектах ОАО «Татнефтепром». В общем, дебит по нефти увеличился в 2,2 раза, обводненность добываемой продукции по скважинам в среднем снизилась с 93,8 % до 65,1 %. Получен акт о проведении испытаний.

Разработан состав концентрата «МКЭС» для приготовления обратной эмульсии с применением отхода производства полиэтилена высокого давления – отработанного масла «Orites» (ТУ 2458-006-33855053-2004), получены санитарно-эпидемиологическое заключение и сертификат соответствия в «Системе сертификации топливно-энергетического комплекса».

Разработаны технологический регламент на приготовление концентрата эмульсии «МНКТ-10» и технология интенсификации нефтедобычи с применением эмульсионной системы (Временная инструкция по технологии интенсификации нефтедобычи на основе концентрата эмульсии «МНКТ-10»).

Апробация работы. Материалы диссертации были представлены на научных сессиях КГТУ 2002-2005 гг., на 2-ой Международной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы современной науки» (Самара, 2001г.), на Молодежно-практической конференции «Молодые силы - производству», (Нижнекамск, 2004 г.), на конференции “50 лет НГДУ “Альметьевнефть” (Альметьевск, 2002), на Международном Менделеевском съезде по общей и прикладной химии (Казань, 2003).

Публикации работы. По результатам исследований, вошедших в диссертацию, опубликовано 4 статьи, 7 тезисов докладов, получен 1 патент РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, трех глав (аналитический обзор, экспериментальная часть, обсуждение результатов), выводов, списка литературы из 211 наименований. Объем работы 172 страницы машинописного текста, 44 таблицы и 34 рисунка.

Работа выполнена на кафедре Химической технологии переработки нефти и газа Казанского Государственного Технологического Университета.

Выражаю искреннюю признательность и глубокую благодарность доценту кафедры ТООНС, к.х.н. Рахматуллину Рафаэлю Рафхатовичу и к.ф.-м.н., ведущему научному сотруднику Захарченко Тамаре Алексеевне за всемерную поддержку и помощь в выполнении данной диссертационной работы.

Во введении обоснована актуальность и новизна работы, определена цель и сформулированы задачи исследований.

В первой главе изложен литературный обзор по теме работы. Приведена классификация эмульсий, рассмотрены физико-химические условия получения и стабилизации эмульсий, критерии выбора индивидуальных ПАВ и композиций ПАВ для их стабилизации. Про-

веден анализ влияния различных технологических факторов на свойства эмульсий. Рассмотрены осложнения, возникающие при обычном заводнении на поздних стадиях разработки, приведены основные технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием эмульсионных систем.

Во второй главе представлена экспериментальная часть: Приведены методы исследований, применявшиеся в работе.

В третьей главе изложено обсуждение экспериментальных данных.

Диссертационная работа завершается выводами.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Для эффективного вытеснения нефти из пласта необходимо использование технологии, обладающей комплексом свойств. Анализ литературных данных показывает, что такими свойствами обладают мицеллярные растворы и эмульсионные системы, которые позволяют отмывать пленочную и капиллярно-удерживаемую нефть, за счет снижения межфазного натяжения на границе раздела фаз до минимальных значений.

Эмульсионные системы, разрабатывавшиеся в 70-е годы, не нашли широкомасштабного внедрения ввиду того, что в качестве эмульгаторов применялись ионогенные ПАВ, при использовании которых возникал ряд осложнений, главным из которых является потеря поверхностно-активных свойств при взаимодействии с двухвалентными катионами кальция и магния, содержащимися в пластовой воде. При этом концентрация ПАВ, необходимая для стабилизации эмульсий, достигала 20-30 % мас., что так же ограничивало применение данной технологии с экономической точки зрения.

Использование в качестве стабилизаторов в эмульсионных системах НПАВ позволит снизить их содержание на порядок по сравнению с ионогенными ПАВ, что связано с меньшей чувствительностью к солям и меньшей адсорбцией их на поверхности породы.

Эмульсии - термодинамически неустойчивые системы и для стабилизации которых необходимо образование на границе раздела бронирующих адсорбционно-солевых слоев, препятствующих слианию глобул дисперсной фазы.

В качестве стабилизаторов эмульсий были исследованы НПАВ, выпускаемые предприятиями республики Татарстан, в частности, алкилфенолы с различной степенью оксигетилирования, производства ОАО «Нижнекамскнефтехим», такие как оксигетилированные изонилфенолы $АФ_{9,4} - АФ_{9,12}$ (общей формулой $АФ_{9,x}$), оксигетилированные додецилфенолы $АФ_{12,6} - АФ_{12,14}$ (общей формулой $АФ_{12,x}$) и оксигетилированные первичные высшие спирты - ОАО «Казаньоргсинтез», общей формулой $RO(CH_2CH_2O)_xH$, где $R=C_{12-14}$, x - степень оксигетилирования: 3 - для ЭС-3, 10 - для АЛМ-10, 20 - для Преперата ОС-20.

Было исследовано влияние ПАВ и степени оксигетилирования на поверхностное и межфазное натяжение на границе раздела фаз водный раствор ПАВ - воздух и водный раствор ПАВ - нефть Бурейкинского месторождения. Исследования показали, что в гомологическом ряду увеличение степени оксигетилирования приводит к снижению критической концентрации мицеллообразования (ККМ), однако значение поверхностного натяжения при ККМ возрастает. Так у $АФ_{9,4}$ ККМ достигается в пределах концентрации $10^{-3}-10^{-2}$ % мас., тогда как у $АФ_{9,12}$ ККМ достигается уже при концентрациях 10^{-4} % мас. рисунок 1, 2.

Молекулы ПАВ, содержащие линейные парафиновые радикалы, в отличие от ароматических обладают меньшей поверхностной активностью. Установлено, что у оксигетилированных первичных высших спиртов (сигтанолов), по сравнению с неололами при одинаковой степени оксигетилирования, область ККМ лежит в интервале более высоких концентраций. Это обусловлено дисперсионным взаимодействием прямоцепочных углеводородных

радикалов. Поэтому синтанолы по сравнению с неололами при одинаковой степени окисзти-лирования будут формировать более конденсированный адсорбционный слой и образовывать более стабильные эмульсии, но при более высоких концентрациях ПАВ. Для их приготовления потребуются большая энергия диспергирования внутренней фазы, что показано дальнейшими исследованиями.

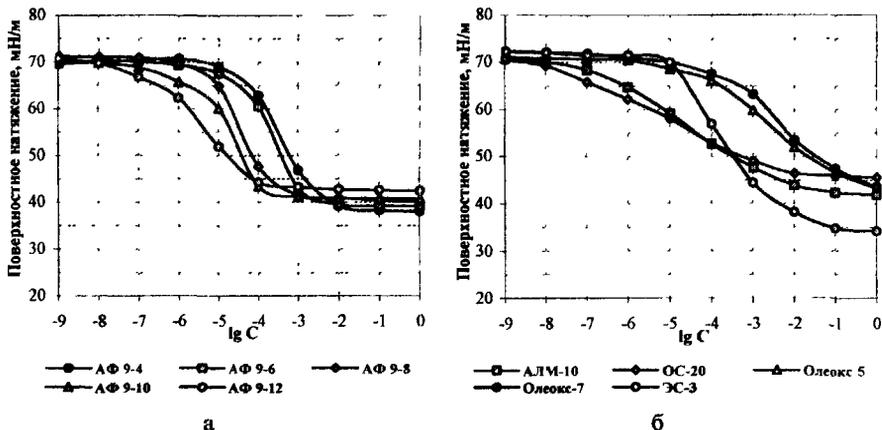


Рисунок 1 - Изотермы поверхностного натяжения на границе раздела фаз водный раствор ПАВ - Воздух

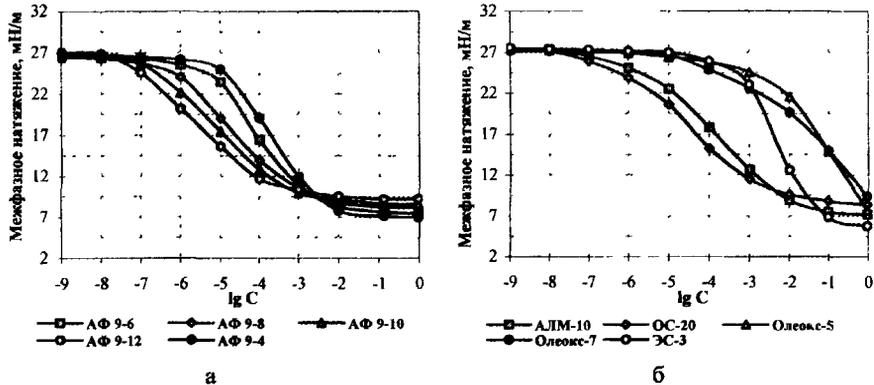


Рисунок 2 - Изотермы межфазного натяжения на границе раздела фаз водный раствор ПАВ – нефть Бурейкинского месторождения

При длительной разработке нефтяных месторождений, вследствие так называемого эффекта «гидродинамической хроматографии» - разделения нефти на легкие и тяжелые компоненты, происходит первоначально вытеснение легких компонентов нефти, а уже на заключительных стадиях разработки извлекаемая нефть, в основном, состоит из тяжелых компонентов. Асфальто-смолистые вещества (АСВ), адсорбируясь на поверхности поровых каналов, приводят к гидрофобизации поверхности. Применение же ПАВ позволит изменять смачи-

ваемость поверхности поровых каналов, тем самым способствовать десорбции нефти с поверхности и вовлечению ее в разработку.

Для исследования влияния ПАВ на смачивающую способность поверхностей раздела фаз, возможных в пластовых условиях были выбраны следующие поверхности:

- кварц – гидрофильная поверхность, моделирующая промьгтый участок;
- парафин – гидрофобная поверхность, моделирующая нефтенасыщенный участок;
- АСВ – поверхность из тяжелых компонентов нефти, моделирующая остаточную нефтенасыщенность.

Было выявлено, что при смачивании водными растворами ПАВ гидрофильной поверхности с увеличением степени окисэтилирования в молекуле ПАВ в одном гомологическом ряду наблюдается более ранний гидрофобизирующий эффект при одинаковой концентрации ПАВ в растворе. Однако в диапазоне концентраций 1-10 %мас., с увеличением степени окисэтилирования абсолютное значение краевого угла смачивания снижается. Так у АФ₉₋₁₂ гидрофобизирующий эффект начинает прослеживаться уже при концентрации $1 \cdot 10^{-5}$ % мас., тогда как у АФ₉₋₄ только при $1 \cdot 10^{-3}$ % мас. Однако при концентрации 10 % мас. у АФ₉₋₄ угол смачивания достигает 43 градуса, тогда как у АФ₉₋₁₂ только 37,5 градуса, рисунок 3, 4.

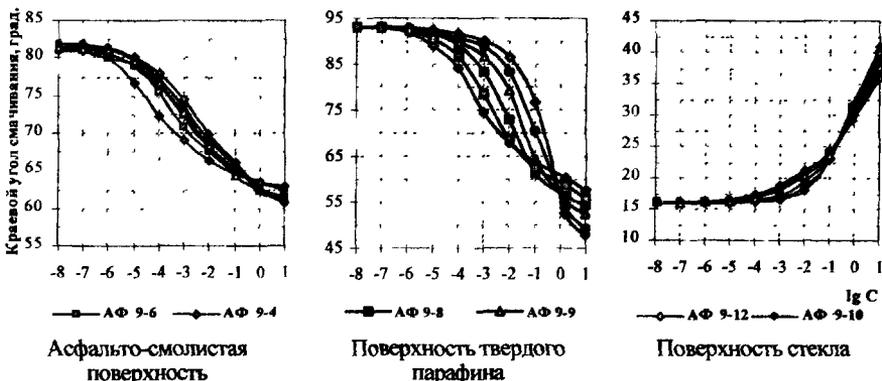


Рисунок 3 – Краевой угол смачивания растворов ПАВ различных поверхностей

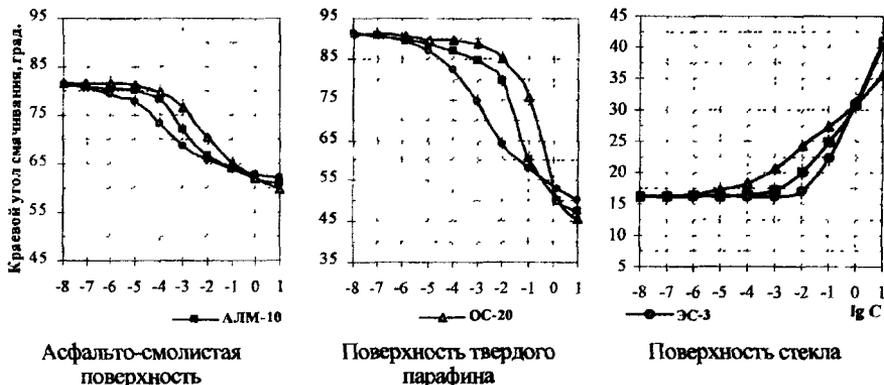


Рисунок 4 – Краевой угол смачивания растворов ПАВ различных поверхностей

Поэтому можно заключить, что зависимость краевого угла смачивания от концентрации ПАВ можно разделить на два этапа:

- 1) в области концентраций от 0 до ККМ ход кривых полностью согласуется с классическими теориями смачивания;
- 2) при концентрации ККМ и выше значительное влияние на смачивающую способность начинает оказывать ориентация и плотность упаковки молекул ПАВ в адсорбционном слое. В этот момент наблюдается пересечение зависимостей краевого угла смачивания для ПАВ одного гомологического ряда с ростом степени окисэтилирования.

Поэтому, использование ПАВ в процессе разработки обводненных коллекторов, характеризующихся остаточной нефтенасыщенностью, позволит интенсифицировать процесс извлечения нефти за счет отмыва пленочной нефти, состоящей в основном из тяжелых компонентов нефти.

В зависимости от строения ПАВ и соотношения гидрофобной и гидрофильной частей (ГЛБ), возможно образование прямых или обратных эмульсий. При использовании в качестве стабилизаторов эмульсий водорастворимых ПАВ, происходит образование прямых эмульсий, типа масло в воде. При закачке данной эмульсионной системы в пласт происходит смешивающееся нефтевытеснение, со снижением вязкости вытесняемого потока (эффект солубилизации). При использовании же масло-растворимых ПАВ, наблюдается образование обратной эмульсионной системы с повышенной вязкостью.

В работе для приготовления прямых эмульсий были опробованы неонолы АФ₉₋₁₀ и АФ₉₋₁₂ и синтанолы ОС-20 и АЛМ-10, а для обратных эмульсий – неонолы со степенью окисэтилирования менее 9 и синтанол ЭС-3.

В качестве углеводородной фазы в эмульсиях возможно использование широкого ассортимента нефтепродуктов, таких как бензин, керосин, дизельное топливо, а так же некондиционные продукты нефтепереработки и нефтехимии, такие как полиалкилбензолная смола, которая является отходом производства изопропилбензола, пути утилизации которой в настоящее время так же является актуальной задачей.

Полученные в работе прямые эмульсии (ПАБС - вода) на основе синтанолов АЛМ-10 и Препарата ОС-20, при температуре 20⁰С обладают высокой устойчивостью во времени (более 1500 часов), в отличие от них эмульсии, стабилизированные окисэтилированными алкилфенолами, обладают меньшей стабильностью. При этом оптимальная концентрация эмульгатора лежит в диапазоне от 2 до 5 % мас. в зависимости от выбранного ПАВ (таблица 1).

Таблица 1 – Устойчивость составов в зависимости от вида и концентрации ПАВ

Концентрация компонентов в эмульсии, % мас.			Устойчивость, ч			
ПАВ	ПАБС	Вода	АЛМ-10	ОС-20	АФ ₉₋₁₀	АФ ₉₋₁₂
1,5	10,0	88,5	48	72	1	6
2,0	10,0	88,0	1500	>1500	6	12
3,0	10,0	87,0	>1500	>1500	48	72
4,0	10,0	86,0	>1500	>1500	284	404
5,0	10,0	85,0	>1500	>1500	332	1164

Для приготовления эмульсионных систем на промыслах желателен использование воды аналогичной по солевому составу закачиваемой воде, применяемой для поддержания пластового давления. Было выявлено, что хлориды металлов отрицательно влияют на устой-

чивость получаемых эмульсий и располагаются в ряд: $\text{NaCl} < \text{CaCl}_2 < \text{MgCl}_2$; увеличение минерализации воды, используемой для приготовления эмульсии прямого типа, приводит к резкому снижению устойчивости. Поэтому использование прямых эмульсий в технологиях повышения нефтеотдачи, где минерализация пластовых вод достигает 200-300 г/л, требует дополнительных мероприятий по нейтрализации солей.

Исследования нефтевытесняющей способности полученных прямых эмульсий, где в качестве дисперсной фазы использовался ПАБС, стабилизированных синтанолом АЛМ-10, проводились на вертикальных моделях пласта, характеризующихся высокой проницаемостью и низкой остаточной нефтенасыщенностью. При закачке одного порового объема оторочки эмульсии отмыв нефти наблюдался только на первых участках модели пласта, но по мере продвижения эмульсии происходит нарушение целостности оторочки и прорыв нагнетаемой вслед за эмульсией воды. Из всех приготовленных эмульсионных составов, отвечающих высокой стабильности, максимальную отмывающую способность при моделировании процесса нефтевытеснения показал состав со следующим содержанием компонентов: содержание стабилизатора АЛМ-10 – 2,0-3,0 % мас., углеводородной фазы (ПАБС) – 8,0-10,0 % мас. Эффективность данного состава около 80 % на остаточную нефтенасыщенность.

Для предотвращения нарушения целостности оторочки при движении эмульсии в пласте в промысловых условиях можно использовать буфер подвижности - загущенная (полиакриламидом, жидким стеклом) вода.

Для оценки эффективности разработанного состава (промышленное название «ТатНО-2004») проводились опытно-промышленные испытания на месторождениях ОАО «Татнефтьпром» ООО «Гео-Пласт» была обработана нагнетательная скважина № 1623. Отклик в виде пророста добычи нефти получен со всех добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательной. В общем, дебит по нефти увеличился в 2,2 раза, обводненность добываемой продукции по скважинам в среднем снизилась с 93,8 % до 65,1 %.

Чувствительность к повышенной минерализации и низкая вязкость прямых эмульсий предполагает их ограниченное применение для извлечения остаточной нефти. Однако, солубилизирующий эффект данных составов позволит эффективно применять прямые эмульсии при очистке призабойных зон нагнетательных скважин от углеводородных загрязнений для увеличения приемистости, а так же в процессах удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) из призабойной зоны добывающих скважин и со стенок промыслового и технологического оборудования.

Анализ литературных данных показывает, что обратные эмульсии являются более технологичными из-за возможности регулирования вязкости, что позволит более эффективно использовать их в процессах нефтеизвлечения. Известны технологии закачки мицеллярных растворов на площадях Ромашкинского месторождения. Возникшие осложнения при закачке мицеллярного раствора позволили сделать вывод об ограниченной приемистости некоторых классов ПАВ для приготовления эмульсионных систем (в частности ионогенных ПАВ), поэтому работа была направлена на поиск неионогенных поверхностно-активных веществ.

Для получения обратных эмульсий были использованы неионогенные ПАВ: окситетилированные изононилфенолы ($\text{АФ}_{9,Х}$), окситетилированные додецилфенолы ($\text{АФ}_{12,Х}$) со степенью окситетилирования $X = 2, 4, 6$ и синтанол ЭС-3. Эмульсии, стабилизированные неололами $\text{АФ}_{12,Х}$, по сравнению с $\text{АФ}_{9,Х}$, обладают большей устойчивостью, но не обладают удовлетворяющей стабильностью во времени, так как через 288 часов происходит расслоение на отдельные фазы. Использование же синтанола ЭС-3 позволяет повысить устойчивость эмульсии при тех же концентрациях компонентов до 1500 часов. Это связано с увеличением плотности упаковки молекул в адсорбционном слое, обусловленной меньшей площадью

полярной части, а так же дисперсионным взаимодействием прямоцепочных гидрофобных углеводородных радикалов молекулы синтанола ЭС-3. Максимальная конденсация ПАВ в адсорбционном слое в случае синтанола ЭС-3 приводит к получению более стабильных эмульсий.

В качестве дисперсионной среды в эмульсии использовалось отработанное масло «Orites» с установки получения полиэтилена высокого давления ОАО «Казаньоргсинтез», в количестве 10 % мас.

Для различных месторождений с различными пластовыми температурами интересным является исследование термостабильности эмульсий. С увеличением концентрации синтанола ЭС-3 термостабильность состава немного возрастает, но до определенного значения. При дальнейшем увеличении концентрации ПАВ не происходит увеличения термостабильности (таблица 2), в то время как дополнительное введение небольшого количества водорастворимого ПАВ – синтанола АЛМ-10 в смеси с ЭС-3, приводит к увеличению термостабильности.

Таблица 2 – Влияние концентрации ПАВ на термостабильность составов

Концентрация компонентов, % мас.				Температура, °С					
ЭС-3	«Orites»	АЛМ-10	Вода	20-45	50	55	60	65	70
2,00	10,00	--	88,00	--	--	--	--	--	--
3,00	10,00	--	87,00	+	+	+	10 мин	--	--
4,00	10,00	--	86,00	+	+	+	20 мин	--	--
5,00	10,00	--	85,00	+	+	+	50 мин	--	--
6,00	10,00	--	84,00	+	+	+	50 мин	--	--
2,00	10,00	0,05	87,95	+	+	+	10 мин	--	--
2,00	10,00	0,07	87,93	+	+	+	25 мин	--	--
2,00	10,00	0,09	87,91	+	+	+	+	10 мин	--
2,00	10,00	0,10	87,90	+	+	+	+	17 мин	--

Если эмульсии с содержанием синтанола ЭС-3 – 3 %мас. и выше сохраняют свою устойчивость при температуре 50-55°С, то дополнительное введение в эмульсионный состав, с содержанием основного ПАВ-стабилизатора синтанола ЭС-3 – 2,0 %мас., синтанола АЛМ-10 в количестве 0,1 % мас. приводит к увеличению термостабильности до 60-65°С. Механизм этого процесса заключается в частичном замещении молекул маслорастворимого ПАВ, стабилизирующих глобулы водной фазы, на молекулы более поверхностно-активного водорастворимого ПАВ с созданием на глобулах гидрофильных участков и ростом коагуляционной структуры в обратной эмульсии.

Следует так же отметить, что устойчивость получаемых эмульсий напрямую зависит от состава и вязкости дисперсионной среды. Как уже отмечалось выше, в качестве дисперсионной среды могут использоваться различные углеводороды, в частности, бензиновая, керосиновая, дизельная фракции, а также побочные продукты переработки нефти. Поэтому был проведен сравнительный анализ использования различных углеводородов в качестве внешней фазы эмульсий. Для сравнения были взяты, наиболее широко используемые на промыслах, бензиновая и дизельная фракции, а так же отработанное масло «Orites» с содержанием фракции низкомолекулярного полиэтилена (НМП) - некондиционного продукта переработки углеводородного сырья с ОАО «Казаньоргсинтез». Результаты представленные в таблице 3 свидетельствуют, что при использовании отработанного масла «Orites» по сравнению с легкими фракциями нефти, в качестве дисперсионной среды, процент отделившейся из состава эмульсии фазы имеет тенденцию к снижению. Это объясняется увеличением вязкости дисперсионной составляющей эмульсии. На это значение так же влияет и водосодержание. По

мере заполнения системы водной фазой все более интенсивно структурируются прослойки углеводородной среды молекулами эмульгатора, и усиливается дисперсионное взаимодействие между глобулами водной фазы с созданием в объеме эмульсии коагуляционной структуры.

Таблица 3 – Зависимость стабильности эмульсии от состава и содержания углеводородной составляющей в присутствии 3,0 %мас. синтанола ЭС-3

Состав эмульсии		Количество отделившейся фазы, % об.		
Дисперсная фаза (вода), % мас.	Дисперсионная среда, % мас.	Бензиновая фракция	Дизельная фракция	Отработанное масло «Orites»
90	10	Не образуется	Не образуется	0
80	20	Не образуется	1,0	0
70	30	2,0	1,0	0
60	40	2,0	1,0	1,0
50	50	3,0	2,0	1,0
40	60	4,0	3,0	1,0
30	70	6,0	3,0	4,0
20	80	7,0	5,0	4,0
10	90	7,0	5,0	5,0

Масло «Orites» представляет собой сополимер оксидов этилена и пропилена. Ранее проведенные исследования показали, что по своему строению и составу масло «Orites» идентично «Лапролу». Единственным отличительным свойством является то, что в масле «Orites» молекулы оксида этилена и оксида пропилена располагаются более упорядочено. Оценка термостабильности приготовленных составов с различным соотношением «Orites»: НМП (таблица 4) показала, что введение в состав эмульсии отработанного масла «Orites» отрицательно влияет на данную характеристику. Это объясняется тем, что «Orites» обладает поверхностно-активными свойствами и происходит дополнительное снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз и при определенном его содержании в составе эмульсии, происходит инверсия фаз. Таким образом, наибольшей устойчивостью обладают эмульсии на основе НМП с содержанием 10–40 % «Orites».

Таблица 4 - Термостабильность эмульсий приготовленных при различном соотношении чистого масла «Orites» и НМП

№ п/п	Соотношение «Orites» : НМП	Температура расслоения эмульсии при различном содержании углеводородной фазы, °С				
		10 % мас.	20 % мас.	30 % мас.	40 % мас.	50 % мас.
1	0 : 100	85	95	95	90	88
2	10 : 90	73	78	75	70	66
3	20 : 80	65	70	70	63	59
4	30 : 70	67	64	65	67	53
5	40 : 60	60	58	59	59	43
6	50 : 50	66	55	50	54	36
7	60 : 40	58	48	48	51	24
8	70 : 30	<20	<20	<20	<20	<20

Поэтому, при приготовлении эмульсий с применением отработанного масла «Orites», отделение низкомолекулярного полиэтилена от отработанного масла «Orites» из системы сбора с установки производства полиэтилена высокого давления (ПВД) нежелательно.

В работе также было определено влияние водосодержания на реологические характеристики эмульсий. Результаты исследований приведенные на рисунке 5а, 5б, свидетельствуют о том, что увеличение содержания воды до 70%мас. несущественно влияет на вязкость системы. Однако, при дальнейшем увеличении

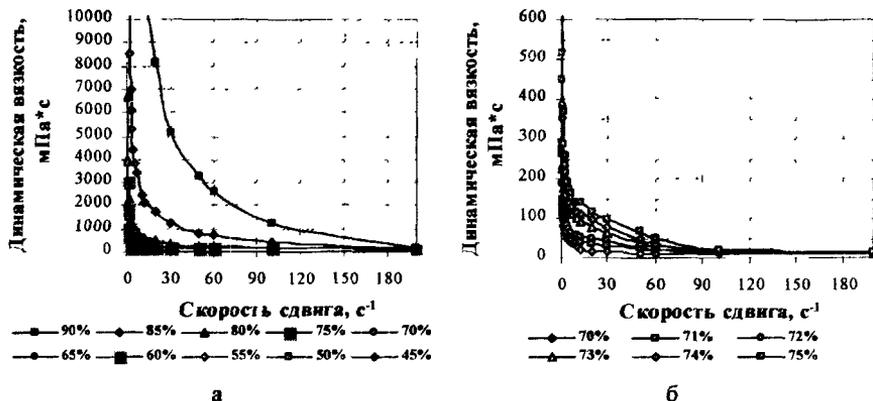


Рисунок 5 - Динамическая вязкость эмульсионной системы при 20⁰С в зависимости от скорости сдвига при различном водосодержании
водосодержания в эмульсии наблюдается резкое увеличение вязкости, вплоть до образования мазеобразной массы.

Влияние минерализации на вязкостные свойства эмульсии было проверено с использованием пластовой воды с общим содержанием солей 240 г/л. Методом разбавления дистиллированной водой были построены зависимости изменения вязкости при увеличении содержания солей от 0 до 240 г/л.

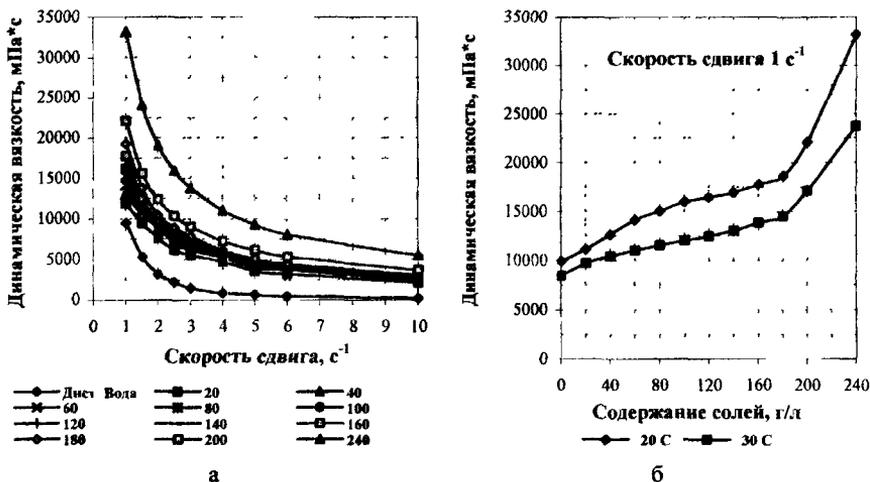


Рисунок 6 - Изменение динамической вязкости эмульсии от скорости сдвига при различной минерализации водной фазы

Результаты свидетельствуют, что с увеличением содержания солей в водной фазе эмульсии происходит увеличение вязкости и достигает максимального значения при 240 г/л (рисунок ба). Так же замечено, что при увеличении минерализации до 160 г/л вязкость эмульсии увеличивается незначительно, а при превышении концентрации солей свыше 180 г/л происходит резкое увеличение вязкости (рисунок бб). Поэтому использование минерализованной пластовой воды в процессе приготовления или при контакте в пласте не только не окажет отрицательного действия на устойчивость и технологические характеристики эмульсии, но и в определенной степени их улучшит, что является очень важным преимуществом разработанного состава.

Для оценки поведения эмульсионной системы в различных гидродинамических условиях была смоделирована установка по определению отмывающих свойств составов нефтенасыщенного коллектора с различной проницаемостью и нефтенасыщенностью пропластков. Давление в системе нагнетания поддерживалось постоянным – 1 атм. Трубки соединялись параллельно к общей напорной емкости, таким образом, вытеснение нефти водой из порового пространства модели нефтяного пласта производилось от одного источника. Полученные характеристики исследуемых моделей представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Параметры исследуемых моделей нефтяного пласта насыщенных нефтью Бурейкинского месторождения

Пропластки	До ввода эмульсии					После ввода эмульсии		
	$V_{пор}$ (см ³)	k/μ , (мкм ²)	S_n (%)	$S_{ост}$ (%)	k_{np} (по воде)	$S_{ост}$ (%)	k_{np} (по нф)	k_{np} (присос)
Одинокная модель нефтяного пласта								
1	26,9	0,94	78,1	32,7	0,581	32,0	0,591	0,01
Модель нефтяного пласта из трех пропластков								
1	27,0	0,69	74,8	54,8	0,27	32,6	0,56	0,29
2	29,6	2,0	78,4	36,1	0,54	18,2	0,77	0,23
3	32,1	4,87	89,7	31,5	0,65	10,0	0,89	0,24
Σ по пласту	88,9	-	81,4	40,1	0,51	19,6	0,76	0,25

$V_{пор}$ – поровый объем;

k/μ – величина проницаемости, отнесенная к вязкости насыщающей воды;

S_n – нефтенасыщенность модели пласта;

$S_{ост}$ – остаточная нефтенасыщенность после вытеснения водой;

k_{np} – коэффициент извлечения нефти.

Результаты гидродинамических исследований показывают, что слабопроницаемые коллектора характеризуются высоким коэффициентом остаточной нефтенасыщенности, что связано с тем, что фильтрация воды через модель пласта преимущественно идет по высокопроницаемым зонам.

На рисунке 7 показаны характеристики вытеснения нефти из модели пласта, составленного из трех пропластков. Первоначально, при вытеснении водой в разработку включаются высокопроницаемые участки модели пласта, а слабопроницаемые участки отличаются очень низкой нефтеотдачей.

Введение эмульсионной системы в поровое пространство модели пласта привело к увеличению количества вытесненной нефти. Причем, увеличение количества вытесненных углеводородов характерно для всех трех пропластков. Объем оторочки по всем моделям составил в среднем 0,1-0,2 $V_{пор}$. Перегиб (участок 0,9-9,0 $V_{ж}/V_{пор}$) на кривой вытеснения свидетельствует о том, что ввод эмульсионной системы привел к интенсификации нефтевытеснения.

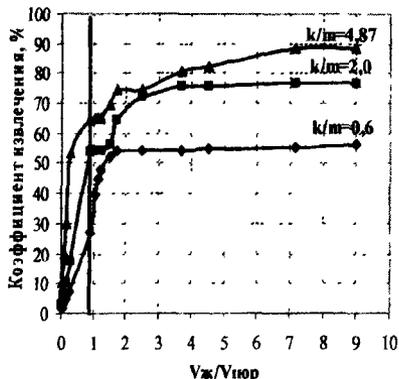


Рисунок 7 - Характеристики вытеснения нефти из модели нефтяного пласта, составленного из трех пропластков

поровом пространстве, зависит от размера поровых каналов и числа парамагнитных центров, адсорбированных на поверхности пор, и может изменяться от единиц миллисекунд до 2 секунд. Водонасыщенные насыпные пористые среды, каковыми являются подготовленные для исследования пропластки, характеризуются, как правило, двумя временами спин-решеточной релаксации, которые соответствуют двум фазам воды в порах. С более коротким временем спин-решеточной релаксации - «связанная» вода, которая находится в более мелких порах и при данных условиях вытеснения не участвует в фильтрации и фаза воды с более длинным временем спин-решеточной релаксации - «свободная» вода. Она образована молекулами воды в более крупных порах, которая участвует в фильтрации при обычных условиях вытеснения. Замеры релаксационных параметров проводились для каждого трех сантиметров длины пропластка на каждом этапе насыщения модели флюидами.

Для высокопроницаемого пропластка, представленного на рисунке 8а, 89,0 % порового пространства занято фазой «свободной» воды, что соответствует эффективной части пористости. При нефтенасыщении модели эта фаза воды была заменена нефтью (нефтенасыщенность для данного пропластка составила 89,7 %). Часть воды, оставшаяся в поровом пространстве и не замещенной на нефть, соответствует фазе «связанной» воды и для этого пропластка составляет 11,0 %. После вытеснения нефти водой, то есть после получения остаточной нефтенасыщенности, жидкость в поровом пространстве разделена на три фазы. Кроме того, наблюдается увеличение количества связанной воды на начальном участке (примерно 9,0 %), что обусловлено защемлением части эмульсии в поровых каналах. Из-за разных величин вязкости нефти и воды при вытеснении наблюдается быстрый прорыв воды по крупным порам, при этом часть нефти, находящаяся в порах со средним радиусом поровых каналов, осталась неизменной, образуя фазу остаточной нефти (рисунок 8б).

При введении эмульсии в количестве $0,21 V_{нор}$ в модель пласта (рисунок 8в) наблюдается полное вытеснение нефти, перед фронтом эмульсионной оторочки происходит образование нефтяного вала, который при дальнейшем нагнетании продвигается по модели. Из рисунка 8г видно, что эмульсионная система полностью вытесняет нефть из большей части модели, небольшое количество нефти (10,0 %) остается только на последних участках модели.

Анализируя данные, полученные на модели пласта из трех пропластков, можно заключить, что введение эмульсионной системы в пласт, представленный неоднородными по проницаемости включениями, позволит выравнять фронт вытеснения и включить в разработку слабопроницаемые обойденные участки коллектора. В среднем по пласту прирост нефтеизвлечения составил 25 %.

Кроме гидродинамических параметров пласта так же проводилось исследование состояния и свойств флюидов в поровом пространстве методом импульсной ЯМР - спектроскопии. Применение ЯМР - бесконтактного метода исследования свойств жидкости в порах различных веществ, позволяет исследовать вещество в его естественном состоянии. Необходимо отметить, что время релаксации для воды, находящейся в

Аналогичное распределение компонентов флюида в поровом пространстве характерно и для остальных пропластков. Но чем меньше величина проницаемости пропластка, тем больше заселенность протонов фазы, соответствующей «связанной» воде (22,0% для второго пропластка и 26 % слабопроницаемого пропластка). Выявлено, что в связи со снижением проницаемости пропластков, количество эмульсионной оторочки вошедшей в модель пласта

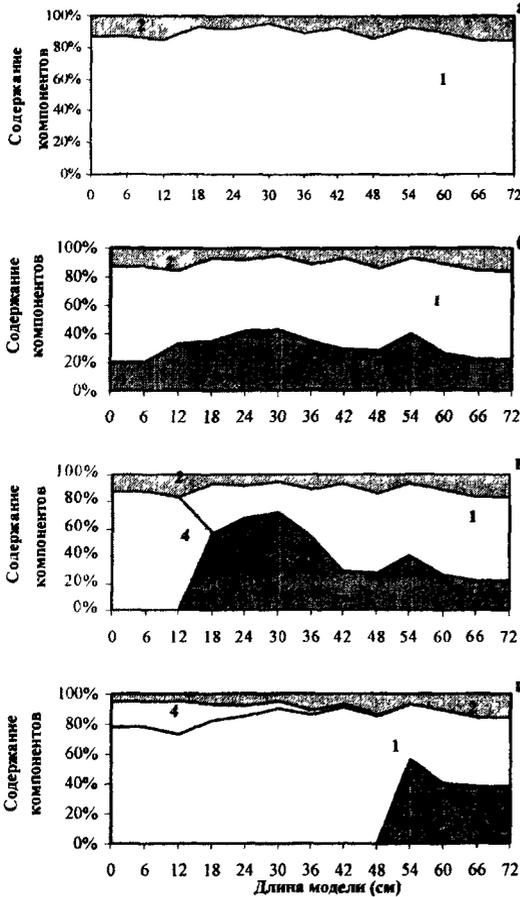


Рисунок 8 - Распределение фаз жидкости в поровом пространстве высокопроницаемого пропластка

а – водонасыщенная модель, б – модель характеризующая остаточную нефтенасыщенность, в – модель в начальный период ввода эмульсии, г – модель после размыва эмульсии. 1 – «свободная» вода, 2 – «связанная» вода, 3 – нефть, 4 – эмульсия.

снижается, и для среднепроницаемого пропластка составило $0,17 V_{\text{пор}}$ для слабопроницаемого пропластка – $0,1 V_{\text{пор}}$. Этим объясняется более низкий коэффициент вытеснения остаточной нефти из этих пропластков.

Анализ ЯМР-параметров оторочки эмульсионной системы в порах низкопроницаемого пропластка показал, что величины времен спин-решеточной релаксации эмульсии в два раза меньше, чем соответствующие времена релаксации в свободном объеме и в порах второго и третьего пропластков. Поскольку величины времен релаксации обратно пропорциональны вязкости, то уменьшение времен релаксации соответствует увеличению вязкости эмульсии в порах низкопроницаемого участка. Затухание фильтрации по низкопроницаемым пропласткам можно связать со средним размером поровых каналов, по которым происходит фильтрация эмульсии. Средний размер поровых каналов первого пропластка равен 4,54 мкм, а для второго и третьего 7,4 мкм и 11,1 мкм, соответственно. Вероятно, размер частиц эмульсии сравним со средним радиусом поровых каналов первого пропластка, что вызывает затруднение фильтрации эмульсии по этим поровым каналам. В то же время эмульсия хорошо фильтруется по более крупным порам второго и третьего пропластков. Следовательно,

действие эмульсии наиболее эффективно в пористых средах со средним радиусом поровых каналов более 7 мкм. Для низкопроницаемых коллекторов необходимо использовать эмульсию с меньшим объемным водосодержанием, что приведет к увеличению дисперсности глобул воды в составе эмульсии. Распределение размеров частиц дисперсной фазы в зависимости от ее содержания в обратной эмульсии при различном времени диспергирования представлено таблице 6.

Для низкопроницаемых коллекторов предлагается состав с содержанием водной фазы в эмульсии не более 67 % мас. Использование эмульсионного состава позволит вовлечь в процесс вытеснения капиллярно-защемленную (сконцентрированную в основном в мелких порах) и пленочную нефть, тем самым интенсифицировать разработку месторождений находящихся на поздней стадии эксплуатации.

Таблица 6 – Распределение размеров частиц дисперсной фазы в зависимости от ее содержания в обратной эмульсии при различном времени диспергирования

Состав, % мас.	Размер глобул $d_{\text{ф}}$, мкм	Распределение глобул д/ф в объеме Q, % при времени перемешивания			
		15 минут	10 минут	5 минут	2 минуты
МКЭС – 18,01 в т.ч. НМП – 10 «Оrites» - 5 ЭС-3 – 3 АЛМ-10 – 0,01 Вода пласт. – 81,99	2	12	3	0	0
	5	35	31	24	0
	10	53	66	74	96
	20	0	0	2	4
МКЭС – 33,01 в т.ч.: НМП – 20 «Orites» - 10 ЭС-3 – 3 АЛМ-10 – 0,01 Вода пласт. – 66,99	2	72	42	6	0
	5	25	46	67	64
	10	3	12	27	35
	20	0	0	0	1

Исследования проводились на различных нефтях, физико-химические характеристики которых приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Физико-химические свойства нефтей

Наименование показателей	Месторождение			
	Бурейкинское	Степноозерское	Демкинское	
Разработка	НГДУ «Нурлатнефть»	"Татнефте-отдача"	"Татех"	
Скважина	№ 4124	№ 4121	№ 655	№ 962
Горизонт	Бобриковский	Турнейский	Турнейский	Турнейский
Коллектор	Терригенный	Карбонатный	Карбонатный	Карбонатный
Плотность ρ_4^{20}	0,923	0,924	0,935	0,924
Условная вязкость при				
$t=10^\circ\text{C}$	114,2	102,9	316,2	172,07
$t=20^\circ\text{C}$	27,8	26,09	103,13	49,98
$t=50^\circ\text{C}$	5,96	5,64	19,01	9,02
Содержание серы, % мас.	3,796	3,828	4,628	3,840
Температура застывания, $^\circ\text{C}$	-6	-10	-19	-16
Содержание АСВ, % мас.	36,77	41,03	45,99	43,03

Анализ результатов нефтewытеснения показывает, что с увеличением содержания АСВ в нефти, при вытеснении водой наблюдается увеличение остаточной нефтенасыщенности. Использование эмульсий как нефтewытесняющего агента позволяет почти во всех случаях повысить извлечение нефти. Остаточная нефтенасыщенность в среднем по всем нефтям составляет 10-15 % (таблица 8).

Таблица 8 – Нефтewытесняющая способность эмульсионных составов

Коэффициент нефтewотдачи		Бурейкинская Скви. № 4124	Бурейкинская Скви. № 4121	Степноозерская Скви. № 655	Демкинская Скви. № 962
Дизельное топливо 10 % мас. + Нефтенол НЗ 5 % мас. + 0,6 % водный раствор CaCl₂ 85 % мас.					
k_n (по воде)	на дис. воде	0,73	0,68	0,59	0,59
	на пл. воде	0,69	0,70	0,59	0,60
k_n (при росте)	на дис. воде	0,20	0,23	0,27	0,25
	на пл. воде	0,17	0,22	0,26	0,24
k_n (паши)	на дис. воде	0,93	0,91	0,86	0,84
	на пл. воде	0,86	0,92	0,85	0,84
Отработанное масло «Orites» 10 % мас. + Неонол АФ_{0,6} 5 % мас. + 1,8 % водный раствор CaCl₂ 85 % мас.					
k_n (по воде)	на дис. воде	0,62	0,61	0,50	0,57
	на пл. воде	Эмульсия не стабильна			
k_n (при росте)	на дис. воде	0,23	0,27	0,34	0,30
	на пл. воде	Эмульсия не стабильна			
k_n (паши)	на дис. воде	0,85	0,88	0,84	0,87
	на пл. воде	Эмульсия не стабильна			
Отработанное масло «Orites» 10 % мас. + смесь ПАВ 3,05 % мас. + вода пластовая 86,95 % мас.					
k_n (по воде)	на дис. воде	0,69	0,69	0,59	0,62
	на пл. воде	0,67	0,70	0,60	0,60
k_n (при росте)	на дис. воде	0,24	0,25	0,25	0,24
	на пл. воде	0,23	0,24	0,25	0,24
k_n (паши)	на дис. воде	0,93	0,94	0,84	0,86
	на пл. воде	0,90	0,94	0,85	0,84
Отработанное масло «Orites» 20 % мас. + смесь ПАВ 5,2 % мас. + вода пластовая 74,8 % мас.					
k_n (по воде)	на дис. воде	0,69	0,69	0,59	0,60
	на пл. воде	0,70	0,69	0,60	0,59
k_n (при росте)	на дис. воде	0,30	0,31	0,40	0,40
	на пл. воде	0,30	0,31	0,38	0,39
k_n (паши)	на дис. воде	0,99	1,00	0,99	1,00
	на пл. воде	1,00	1,00	0,98	0,98

Эмульсии, стабилизированные эмульгатором нефтенолом НЗ, характеризуются низкой стабильностью в минерализованных средах, и нижний порог концентрации ПАВ в составе находится в пределах 5,0 % мас. Так же эффективность данного состава в основном достигается в результате использования в качестве дисперсионной среды дизельного топлива. При использовании в качестве эмульгатора АФ_{0,6} в составе, где дисперсионной средой выступает отработанное масло «Orites» приводит к снижению его стабильности. Введение CaCl₂ в количестве 1,5 % мас. позволяет стабилизировать систему только при концентрации

эмульгатора 5,0 % мас. Составы же стабилизированные ЭС-3 отличает большая стабильность к повышенной минерализации при концентрации эмульгатора 2,0 % мас. Введение дополнительного водорастворимого ПАВ - синтанола АЛМ-10 позволяет увеличить нефтеотмывающую способность. Использование ЭС-3 в количестве 3,0 % мас. в эмульсии, позволяет не только повысить термостабильность эмульсии, но и сохранить целостность оторочки при движении по модели пласта, что не характерно для эмульсий стабилизированных нефтенолом НЗ и АФ_{9,6}. При этом наблюдается почти полный отмыв и извлечение нефти из модели. Визуальное наблюдение процесса вытеснения показывает, что неполный отмыв модели пласта фиксируется на последних участках модели, что объясняется нарушением целостности оторочки ввиду адсорбции эмульгатора на поверхности порового пространства. Полученные результаты позволяют утверждать, что данный состав при использовании в качестве стабилизатора синтанола ЭС-3 будет сохранять свою стабильность при повышенных температурных условиях пласта и при использовании в качестве дисперсной фазы пластовой воды.

В результате проделанной работы был разработан состав на основе отработанного масла «Orites» и композиции ПАВ-эмульгаторов синтанола ЭС-3 и АЛМ-10, отвечающий повышенным требованиям по устойчивости к минерализации и термостабильности. На базе этого состава была разработана технология по интенсификации нефтедобычи на основе концентрата эмульсии «МНКТ-10», представляющего собой углеводородный концентрат «МКЭС» (ТУ 2458-006-33855053-2004) с содержанием воды 10 %. Приготовление концентрата эмульсии «МНКТ-10» производится на специальной установке УСП-30Э, производства ЗАО НПАК "Ранко" или с использованием стандартного диспергатора производства ТатНИПИнефть, которые необходимы для достижения высокой степени дисперсности 10 %-ной эмульсии, так называемой «затравки».

Технология включает в себя несколько этапов:

- Приготовление рабочей эмульсии с заданной вязкостью. Вязкость состава подбирается из необходимого условия - вязкость вытесняющего агента должна быть не меньше вязкости вытесняемой жидкости.
- Закачка рабочей эмульсии в ПЗП обрабатываемой нагнетательной скважины.
- Подключение скважины под нагнетание к системе ППД.

Для приготовления и закачки рабочей эмульсии используется стандартное оборудование. Особенность приготовления эмульсионной системы (рабочей эмульсии) заключается в том, что необходимо создать такие условия, когда в концентрате эмульсии при интенсивном перемешивании будет диспергироваться дополнительно вводимая вода. Для этого разработана специальная обвязка оборудования, которая представлена на рисунке 9.

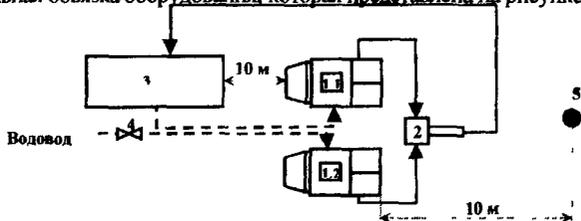


Рисунок 9 - Схема обвязки спецтехники для приготовления рабочей эмульсии непосредственно на скважине

1.1, 1.2 – агрегаты, 2 – диспергатор, 3 – емкость или автоцистерна, 4 – вентиль, 5 – устье скважины.

Из емкости агрегата 1.1 (рисунок 9), насосом в диспергатор 2 подается расчетное количество концентрата эмульсии «МНКТ-10. Агрегатом 1.2 через диспергатор 2 вводится расчетное количество воды (пресной или пластовой) в концентрат эмульсии «МНКТ-10». Смесь концентрата эмульсии и воды далее поступает в емкость 3. Процесс проводят до полного введения расчетного количества воды в концентрат. Количество воды, вводимое в концентрат рассчитывается из необходимой вязкости эмульсии и проницаемости коллектора. Производительность агрегата (1.1), перекачивающего концентрат эмульсии «МНКТ-10», должна быть в 2-3 раза выше производительности агрегата (1.2), подающего в диспергатор воду. При наличии дозатора можно подключить непосредственно к водоводу, исключив агрегат 1.2. после введения в концентрат эмульсии расчетного количества воды, переходят к стадии приготовления рабочей эмульсии.

Для получения однородной массы в емкости 3 производится циркуляция рабочей эмульсии с помощью агрегатов 1.1 и 1.2. Для этого оба агрегата переключаются на работу по схеме: емкость 3 (верхний слой смеси) – агрегат 1.1 – диспергатор 2 – емкость 3 и параллельно: емкость 3 (нижний слой) – агрегат 1.2 – диспергатор 2 – емкость 3. Агрегаты работают с одинаковой производительностью.

Закачка готовой рабочей эмульсии производится через трубное пространство скважины.

На основании протокола испытаний № 145/1 от 28.07.2004 г. ГЦСС «Нефтепромхим» и № 289 от 18.10.2004 г. ИЦ «Нефтепродукты» выдан сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти № 153.39RU.245810.00783.10.04 от 19 октября 2004 г. на химпродукт концентрат «МКЭС» ТУ 2458-006-33855053-2004 в том, что он допущен к применению на территории Российской Федерации в качестве реагента для повышения нефтеотдачи пластов, внесен в отраслевой РЕЕСТР «Перечень химпродуктов, согласованных и допущенных к применению в нефтяной отрасли» и сертифицирован в Системе «ТЭКСЕРТ» № ТЭК RU.XП06.H00912.

На концентрат «МКЭС» выдано санитарно-эпидемиологическое заключение № 16.11.03.391.П.000001.10.02 от 08.10.2002. (ФГУ «Центр госсанэпиднадзора в Республике Татарстан», г. Казань). Получено положительное решение по заявке № 2004122065/03(024113) на выдачу патента «Эмульсия для обработки нефтяных пластов».

Выводы

1. В поверхностно-активных веществах, используемых в качестве эмульгаторов в эмульсионных системах ПАБС-вода, увеличение гидрофильной оксигильной цепочки и замена гидрофобного алкиларильного радикала на n-алкильный радикал приводит к повышению стабильности получаемой эмульсии до 1500 часов и более.

2. Разработаны эмульсии, содержащие до 90 % водной фазы, позволяющие использовать в качестве дисперсионной среды отработанное масло «Orites».

3. Наличие в составе эмульсии масла «Orites» увеличивает нефтеотмывающую способность состава ввиду его хорошей смачивающей способности на границе с породой. При содержании в составе эмульсии 80 % мас. воды (соотношение «Orites»): НМП – 20:80) термостабильность составляет 70⁰С, вытесняющая способность достигает 40 % на остаточную нефтенасыщенность. Вязкость эмульсионного состава соизмерима с вязкостью вытесняемой нефти.

4. Отработанный состав эмульсии отработанное масло «Orites»-вода, сохраняющий технологические эксплуатационные характеристики в сильноминерализованной воде (до 240 г/л).

5. Методом ЯМР-спектроскопии определено распределение флюидов в различных пропластках при движении эмульсионной системы, приготовленной на базе концентрата «МКЭС». При использовании эмульсионного состава в пластах с различной пористостью и

N/10683

2006-4

8442

проницаемостью полнота охвата пласта будет регулироваться объемным водосодержанием и дисперсностью эмульсии.

6. Показано, что эмульсионные системы обратного типа обладают высокой эффективностью при вытеснении нефтей с повышенным содержанием АСВ из различных типов коллекторов и коэффициент нефтеизвлечения на остаточную нефтенасыщенность составляет 90-95 %.

7. На площадях ОАО «Татнефтепром» ООО «Гео-Пласт» было проведено опытно-промышленное испытание по повышению нефтеотдачи высокообводнённых пластов с использованием эмульсионной системы, основанной на применении состава «ТатНО-2004». Дебит по нефти увеличился в 2,2 раза, обводненность добываемой продукции по скважинам в среднем снизилась с 93,8 % до 65,1 %. Продолжительность эффекта составила 13 месяцев.

Основное содержание диссертации изложено в следующих работах:

1. Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Методы увеличения производительности скважин // В материалах 2-ой международной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы современной науки».- Самара - 2001, ч.1, с.195.

2. А.Н. Шакиров, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Водные мицеллярные растворы в технологии повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство - 2002, № 4 с 79-81.

3. В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Исследование коллоидно-химических свойств ПАВ используемых в эмульсионных методах повышения нефтеотдачи пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений - 2003, № 11 с.39-42.

4. А.Н. Шакиров, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Влияние загущающих добавок на устойчивость и нефтевытесняющую способность мицеллярного раствора // В материалах конференции "50 лет в НГДУ "Альметьевнефть"- Альметьевск.- 2002. с. 19-22.

5. А.Н. Шакиров, О.З. Исмагилов, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Разработка мицеллярных растворов для повышения нефтеотдачи пластов на основе немоногенных поверхностно-активных веществ // В материалах XVII Менделеевского съезда по общей и прикладной химии, - Казань.- 2003.- т.4.- с.499.

6. А.Н. Шакиров, О.З. Исмагилов, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Технология применения эмульсионных систем // Вестник Казанского технологического университета, 2003, с. 236-240.

7. В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев. Оценка термостабильности инвертной эмульсии для повышения нефтеотдачи пластов // В материалах конференции «Интенсификация химических процессов переработки нефтяных компонентов». Нижнекамск – 2004, №6, с. 101.

8. А.Н. Шакиров, О.З. Исмагилов, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева Л.А. Гараев. Инвертные эмульсии в технологиях повышения нефтеотдачи пластов // В материалах молодежно-практической конференции ОАО «НКНХ» «Интенсификация химических процессов переработки нефтяных компонентов», Нижнекамск.- 2004, №8, с. 98.

9. Р.Х. Муслимов, А.Н. Шакиров, О.З. Исмагилов, В.Г. Козин, Н.Ю. Башкирцева, Л.А. Гараев, Ю.В. Гусев, В.Н. Кудряшов, Р.И. Габидуллин, Р.Р. Рахматуллин, М.Г. Хуснуллин, Р.Н. Гарипов // Патент РФ № 2236574. Состав для повышения нефтеотдачи пластов, Бюл. № 26, 2004.

Тираж 80 экз.

Заказ 190

Офсетная лаборатория Казанского государственного технологического университета

420015, г. Казань, ул. Карал Маркса, 68