

На правах рукописи
УДК 22.276.4+622.276.1/4.001.57+
622.276.5:556.343

КОЖАБЕРГЕНОВ МУРАТ МОКАНОВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ
ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ ОБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ
НА ПРИМЕРЕ XIII ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ**

Специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2006

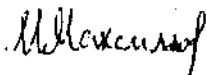
Работа выполнена в Российском Государственном Университете
нефти и газа имени И.М.Губкина

Научный руководитель	кандидат технических наук, доцент В.М. Зайцев
Официальные оппоненты	доктор технических наук, главный научный сотрудник ВНИИнефть Малофеев Г.Е. кандидат технических наук, директор департамента ОАО «Русснефть» Кузьмичев Н.Д.
Ведущая организация	Институт проблем нефти и газа РАН и Министерства образования РФ (ИПНГ РАН)

Защита диссертации состоится «6» октября 2006 г. в 10 часов на заседании диссертационного Совета Д.222.006.01 при ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова» по адресу: 125422. Москва, Дмитровский пр-д, 10.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО «ВНИИнефть».
Автореферат разослан «24» июля 2006 г.

Ученый секретарь диссертационного
совета, к.г.-м.н.



Максимов М.М.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы.

В течение последних десятилетий наблюдалось непрерывное ухудшение качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Казахстана. Постоянно увеличивалась доля трудноизвлекаемых запасов нефти вследствие значительной выработки высокопродуктивных залежей, находящихся в длительной эксплуатации. Большую часть в их структуре занимают остаточные запасы нефти в пластах после заводнения, а также запасы в низкопроницаемых коллекторах, в залежах высоковязкой нефти, с аномальными свойствами и др.

Очевидно, доля трудноизвлекаемых запасов со временем будет возрастать и для рентабельной их разработки необходимо создание и применение современных методов и технологий увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Актуальной задачей является поиск и обоснование новых технологий доизвлечения остаточной нефти крупного Узеньского нефтегазового месторождения. За 40-летний период разработки все его площади вступили в позднюю и завершающую стадии. Значительные запасы по ним уже отобраны, снижается среднесуточная добыча нефти по всему фонду скважин при высокой обводненности добываемой продукции. В то же время в его недрах осталось еще более 70% балансовых запасов нефти.

В последние годы, на месторождениях Казахстана для доизвлечения остаточной нефти достаточно широкое развитие получил ряд современных высокоэффективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и повышения продуктивности скважин. В том числе современные потокоотклоняющие технологии с применением осадкогелеобразующих реагентов, направленные на изменение фильтрационных потоков в пласте с целью увеличения коэффициента охвата.

Однако значительная часть остаточной нефти сосредоточена в промытых водой продуктивных пластах и зонах залежей. При этом важнейшей задачей

является увеличение нефтеотдачи разрабатываемых пластов не только за счет вовлечения в разработку остаточной нефти на макроуровне, но и за счет повышения эффективности доизвлечения остаточной нефти на микроуровне. При этом ставится задача сокращения объемов добываемой воды с применением эффективных для конкретных залежей методов воздействия на пласт.

Цель диссертационной работы.

Экспериментальное и геолого-промысловое обоснование технологий доизвлечения остаточной нефти и повышения производительности скважин на поздней и завершающей стадиях разработки нефтяных месторождений с терригенными полимиктовыми коллекторами.

Основные задачи исследований.

1. Выбор реагентов и экспериментальные исследования эффективности их воздействия на продуктивные пласты месторождения Узень как для увеличения нефтеотдачи, так и для повышения продуктивности и приемистости скважин.
2. Экспериментальные исследования вытеснения сырой нефти (скв. 2352 XIII горизонта) водой из насыпных моделей коллектора, приготовленных из кварцевого песка и молотого керна (скв. 6602 XIII горизонта).
3. Экспериментальные исследования возможности доизвлечения микро-остаточной нефти после заводнения продуктивных пластов с применением эффективных реагентов.
4. Лабораторные исследования изменения фильтрационно-емкостных свойств модели коллектора при воздействии кислотной композицией «ХИМЕКО ТК-2».
5. Анализ динамики основных показателей разработки и работы скважин XIII горизонта месторождения Узень по промысловым данным.
6. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты Узеньского месторождения по результатам промысловых испытаний.

Методы решения поставленных задач.

Для решения перечисленных задач использовались методы лабораторных экспериментальных исследований с использованием насыпных моделей, в т.ч. из молотого не экстрагированного керна, геолого-промыслового анализа данных разработки и работы отдельных скважин.

Научная новизна работы.

1. Предложена рецептура реагента и обоснована технология для увеличения коэффициента вытеснения для обводненных низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (XIII горизонт месторождения Узень).

2. Обоснована технология для тампонирования обводненных низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (XIII горизонт месторождения Узень) с применением предложенного в работе реагента.

3. Обоснована технология для обработки скважин с целью увеличения продуктивности скважин на основе применения кислотной композиции «ХИМЕКО ТК-2».

4. Впервые использовался молотый не экстрагированный керн из скважины 6602 XIII горизонта для создания насыпной модели частично гидрофобизованного коллектора.

5. Впервые использовалась сырая нефть (скважина 2352 XIII горизонта) в качестве модели, которая по своему составу близка пластовой нефти в заводненных зонах пласта.

6. Исследовано влияние увеличения скорости прокачки воды, через промытую водой насыпную модель из молотого не экстрагированного керна. Установлено что увеличение скорости прокачки воды приводит к росту коэффициента вытеснения нефти, что соответствует проявлению свойств частично гидрофобизованного коллектора.

7. Установлена возможность идентификации проявлений свойств смачиваемости коллектора насыпной модели по динамике выхода нефти и воды из модели.

8. Установлена возможность идентификации проявлений свойств смачиваемости пласта-коллектора по динамике изменения добычи нефти и обводенности продукции скважин.

Практическая значимость.

Результаты лабораторных исследований и проведенного геолого-промышленного анализа разработки XIII горизонта позволили рекомендовать эффективные реагенты как для доизвлечения остаточной нефти в промытых пластах, так и для повышения продуктивности и приемистости скважин для практического использования на месторождении Узень.

Апробация работы.

Результаты диссертационной работы и её основные положения докладывались на 6-ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», посвященной 75-летию Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (26-27 января 2005 г.), а также на научных семинарах кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 5 статей и тезисы доклада на 6-ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», посвященной 75-летию Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (26-27 января 2005 г.).

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов и результатов работы. Объем диссертационной работы составляет 144 страниц, в том числе 25 рисунков и 14 таблиц. Список литературы включает 77 источников.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю к.т.н., доценту Зайцеву В.М., к.т.н., доц. Магадовой Л.А., к.т.н. доц. Губанову В.Б., Чекалиной Г. за ряд ценных идей использованных в работе. А также

благодарит сотрудников кафедры РиЭНМ за помощь и поддержку, оказанные в процессе подготовки диссертационной работы. Выражаю глубокую благодарность заведующему кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проф. Мищенко И.Т., Президенту АО «НК Казмунайгаз» господину Карабалину У.С., генеральному директору АО «Разведка Добыча Казмунайгаз» господину Марабаеву Ж.Н., директору ПФ «Узеньмунайгаз» господину Курбанбаеву М.И. за неоценимую помощь и поддержку.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, указаны методы решения поставленных задач и научная новизна, приведены основные выводы и результаты работы.

В первой главе дан анализ литературных источников по теме диссертационной работы, проанализированы современные представления о видах и свойствах остаточной нефти после заводнения продуктивных пластов.

На современном этапе многие крупные месторождения вступают в завершающую стадию разработки, и вопрос о повышении нефтеотдачи выработанных пластов приобретает исключительно важное значение.

Выделяют два основных класса остаточной нефти по Н.Н. Михайлову: остаточные нефти (ОН) макроуровня и ОН микроуровня. ОН макроуровня – это целики, различного рода непромытые пропластки, застойные зоны, линзы. Остаточная нефть, содержащаяся в них, сохраняет свои исходные свойства.

В промытых пластах и участках разрабатываемых залежей можно выделить следующие основные виды остаточной нефти микроуровня: *капиллярно-защемленную, адсорбированную, пленочную, ОН тупиковых пор и микронеоднородностей*. В реальных разрабатываемых пластах присутствует,

как правило, несколько видов остаточной нефти, которые в совокупности формируют суммарный объем остаточной нефти разрабатываемых пластов.

В гидрофильной пористой среде вода занимает мелкие, субкапиллярные поры и каналы, а также покрывает поверхность пород в виде пленок. Вода представляет непрерывную фазу. Нефть в виде капель занимает крупные и средние поры. При вытеснении нефти водой достаточно прокачать 0,5 – 1,5 поровых объемов воды, чтобы обводненность достигла предельных значений. При этом остаточная нефтенасыщенность представлена в основном капиллярно-защемленной нефтью.

В гидрофобной пористой среде, напротив, вода сосредоточена в центре крупных пор, а нефть образует пленку на поверхности породы. Процесс вытеснения для гидрофобных коллекторов характеризуется коротким безводным периодом и продолжительным водным периодом. Для достижения предельной обводненности требуется закачать огромные количества воды в пласт. Остаточная нефть сосредоточена в мелких порах и каналах и в виде пленки на поверхности породы.

Очень важно отметить следующие признаки проявления гидрофильных и гидрофобных свойств коллектора:

- разработка однородного по толщине преимущественно гидрофильного коллектора характеризуется длительным, безводным периодом, после которого обводненность растет быстро до предельных значений 85 – 95%, дальнейшая закачка воды не приводит к росту добычи нефти.

- разработка однородного по толщине преимущественно гидрофобного коллектора характеризуется коротким или отсутствием безводного периода, обводнение нарастает медленно, увеличение темпа закачки воды приводит к росту доли нефти в добываемой жидкости, но на поведение обводненности не оказывает заметного влияния. Текущие показатели разработки заметно отстают во времени по сравнению с гидрофильным коллектором.

Во второй главе приведены результаты лабораторных исследований эффективности воздействия реагентов на насыпные модели коллектора с целью доизвлечения остаточной нефти из обводненных пластов.

Эмульсии представляют собой термодинамические неустойчивые дисперсные системы, образованные двумя (или более) взаимно нерастворимыми или слаборастворимыми друг в друге жидкостями.

Если дисперсионная среда в эмульсии представлена полярной жидкостью, то такую эмульсию называют **прямой** или эмульсией первого рода - масло в воде (м/в). Если же дисперсионная среда представлена неполярной или малополярной жидкостью, то такую эмульсию называют **обратной** или эмульсией второго рода - вода в масле (в/м).

При дополнительном введении в эмульсию мелкодисперсных твердых наполнителей, полностью не растворяющихся ни в одной из фаз, но сохраняющих ее агрегативную стабильность, образуется **эмульсионно-суспензионная система**.

Многочисленные лабораторные и промышленные испытания подтвердили высокую эффективность обратных эмульсий и композиций. В диссертационной работе экспериментальные исследования возможности доизвлечения остаточной нефти микроуровня и тампонирующих свойств обратных эмульсий в пористой среде при термобарических условиях XIII горизонта проводились в учебно-научной лаборатории моделирования пластовых процессов при кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на фильтрационной установке НР-CFS.

Оригинальная конструкция фильтрационной установки высокого давления НР-CFS позволяет проводить эксперименты с использованием как образцов кернов, так и насыпных моделей пласта.

В результате, удалось подобрать рецептуру **обратной нефтяной эмульсии для условий Узеньского месторождения: - нефть - 20 мл, -**

нефтенол НЗ с добавкой алкилфосфата химеко – 6 мл, - дизельное топливо – 4 мл, - попутная вода – 70 мл.

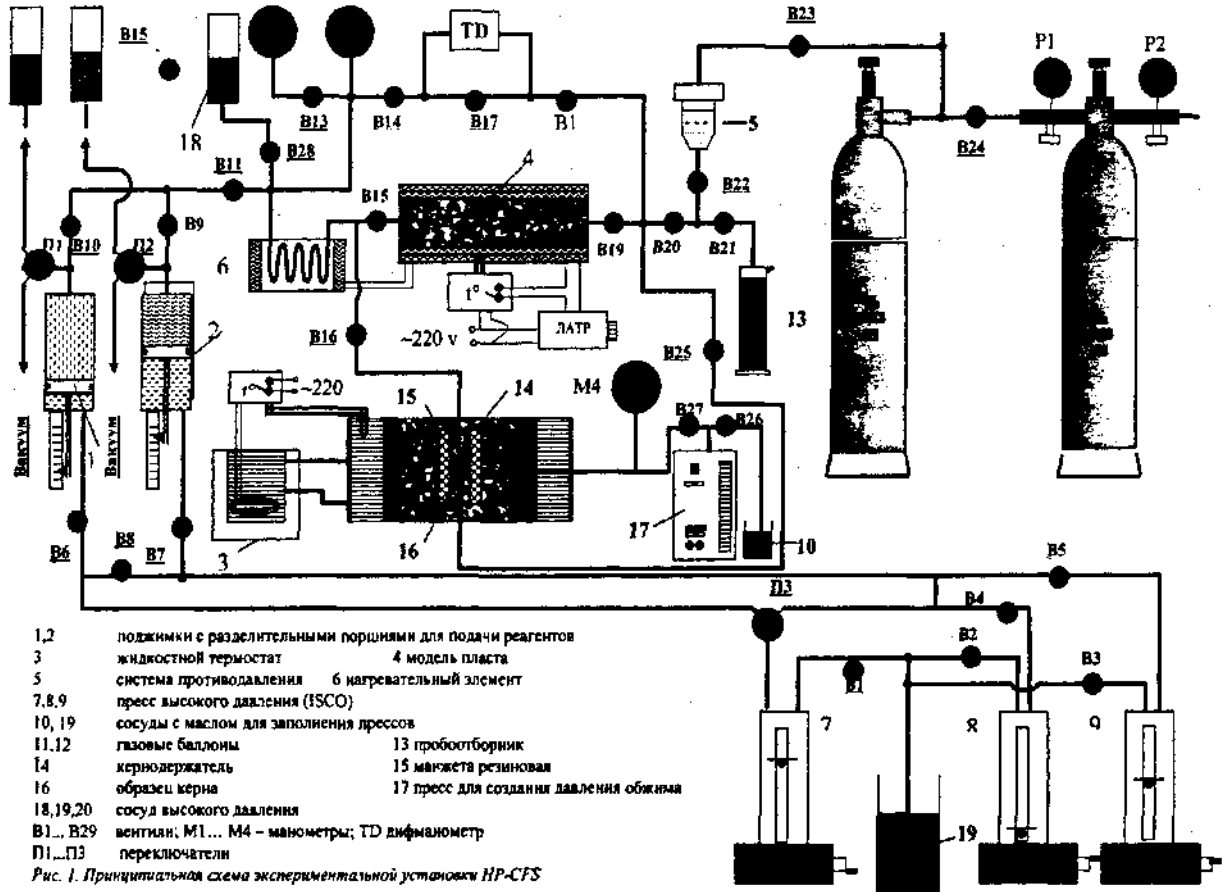
Этот состав не изменял своих свойств и фазовую структуру даже при температуре 70 °С, т.е. обладал термостабильностью.

Поставленные перед лабораторными исследованиями задачи предполагали:

- определение коэффициента вытеснения нефти водой в т.ч. и после воздействия;
- выявление влияния смачиваемости горных пород на характер вытеснения нефти водой;
- установление вида и степени влияния набухания глинистых составляющих коллектора на проницаемость.

Для решения задач были проведены две серии экспериментов на имеющейся на кафедре РИЭНМ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина лабораторной установке высокого давления НР-CFS. Принципиальная схема установки представлена на рис.1. Установка НР-CFS обеспечивает проведение фильтрационных экспериментов на насыпных моделях пористых сред и образцах кернов при температурах до 150°С и давлении до 20,0 МПа.

В первой серии опытов использовалась насыпная модель коллектора, приготовленная из очищенного и просеянного кварцевого песка. На рис. 2 представлен график изменения коэффициента вытеснения модели нефти (сырая нефть из скв.2352 XIII горизонта с добавлением гептана до достижения вязкости пластовой нефти) водой, в зависимости от относительной закачки воды в модель.



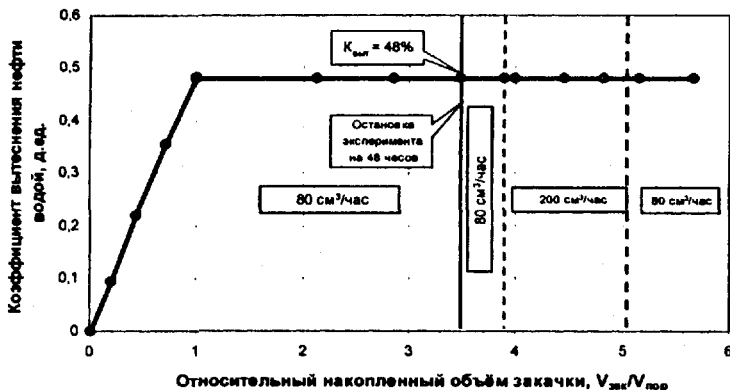


Рис. 2. Изменение коэффициента вытеснения нефти водой из насыпной модели из кварцевого песка, в зависимости от объема закачанной воды

Как видно из рисунка коэффициент вытеснения нефти водой с пластовой минерализацией растет линейно и достигает максимальной величины 48% при закачке в модель одного объема пор воды. Ни остановка эксперимента на 48 часов, ни увеличение скорости закачки воды с 80 см³/час до 200 см³/час не повлияли на поведение коэффициента вытеснения. Также не повлияла закачка оторочки обратной эмульсии на основе сырой нефти из скважины 2352 XIII горизонта в объеме 0,2 объема пор.

Затем были проведены лабораторные эксперименты по вытеснению сырой нефти в качестве модели пластовой нефти из насыпной модели коллектора, приготовленной из того же кварцевого песка. После закачки одного объема пор воды был достигнут максимальный коэффициент вытеснения 50%, который не изменялся при дальнейшей закачке воды и изменении скорости закачки.

Поскольку кварцевый песок обладает, видимо, преимущественно гидрофильными свойствами, то во второй серии опытов использовали модель из не экстрагированного зерна, отобранного из скважины 6602 XIII горизонта.

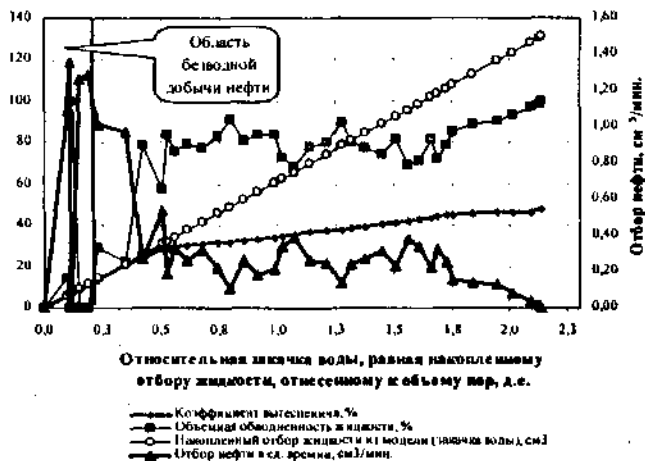


Рис. 2. Изменение коэффициента вытеснения, обводненности жидкости и др. показателей в зависимости от относительной закачки воды в модель

На рисунке 2 приведены результаты экспериментов по вытеснению сырой нефти водой. Отличительной особенностью поведения показателей вытеснения является существенные их колебания особенно в начальный период, когда обводненность и соответственно выход нефти из модели изменялись от нуля до 100%. Другой отличительной особенностью является формирование «полок» стабилизации на фоне колебательного изменения показателей. На кривой обводненности в среднем на уровне 80% и отбора нефти на уровне 20 см³/мин. Затем обводненность линейно увеличивается до 100%, а отбор нефти соответственно падает до нуля.

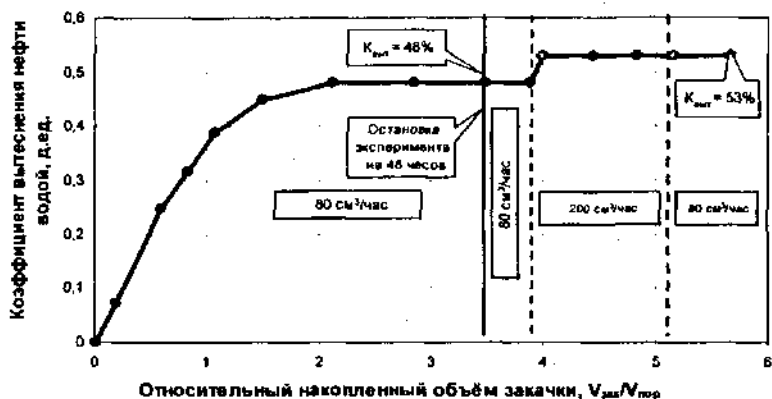


Рис. 3. Изменение коэффициента вытеснения нефти водой из насыпной модели из не экстрагированного керна в зависимости от объема закачанной воды

На рис.3 приведен график изменения коэффициента вытеснения в зависимости от относительной закачки воды. Максимальный коэффициент вытеснения нефти водой 48% наступил после закачки в модель 2,1 объема пор, а затем он оставался постоянным до остановки. После выдержки модели при комнатной температуре в течение 48 часов закачка воды была возобновлена с прежней скоростью $80 \text{ см}^3/\text{час}$, но из модели выходила вода с признаками нефти. Затем увеличили скорость закачки до $200 \text{ см}^3/\text{час}$. При этом коэффициент вытеснения нефти увеличился на 5% и достиг 53%. Коэффициент пористости 28,7 остаточная водонасыщенность 28,4%, коэффициент проницаемости по воде при остаточной нефти $0,03 \text{ мкм}^2$.

Затем провели несколько этапов исследования воздействия на ФЕС модели различными реагентами. На первом этапе в модель закачали гель в объеме 0,5 объема пор, разработанную ЗАО «ХИМЕКО ГАНГ» для ГРП. Как видно из графика 4 вытеснение геля водой привело к росту коэффициента вытеснения до

55%. Наибольший рост этого показателя наблюдался после прокачки через модель эмульсии со скоростью $80 \text{ см}^3/\text{час}$. Коэффициент вытеснения нефти водой увеличился до 65,9%.

После перехода на закачку воды со скоростью $200 \text{ см}^3/\text{час}$ коэффициент вытеснения увеличился до 66,9%. Возрастание доли нефти в потоке при увеличении скорости фильтрации характерно для гидрофобного коллектора.

Состав эмульсии % об:

*Дизельное топливо – 20,
нефтенол НЗ – 4,
32% раствор CaCl_2 – 3,
модель пластовой воды (6 г/л NaCl + 2 г/л CaCl_2) – 73.*

Этот реагент рекомендуется в качестве основы технологии увеличения добычи нефти из обводненных скважин, которая предполагает последовательную закачку в добывающую скважину эмульсии данного состава так, чтобы увеличивать область воздействия вокруг скважины с последующей добычей остатков реагента с отмытой нефтью.

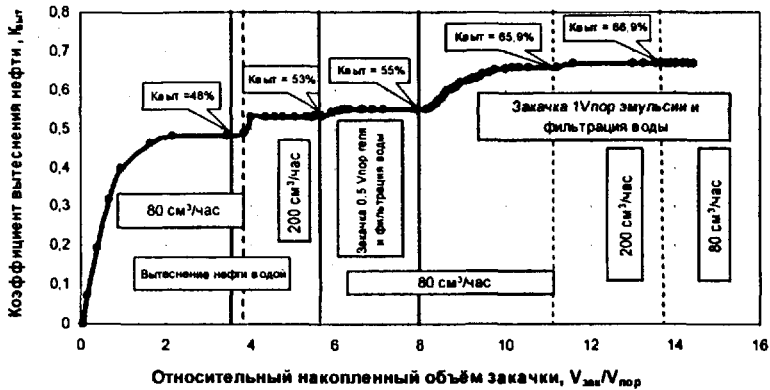


Рис.4. Изменение коэффициента вытеснения нефти из насыщенной модели пласта в результате воздействия различными реагентами

Наилучший результат тампонирования модели после промывки водой получен с использованием эмульсии следующего компонентного состава, % об:

**дизельное топливо – 20,
нефтенол НЗ6 – 4,
32% раствор CaCl_2 – 3,
модель пластовой воды – 73.**

Сразу после начала закачки воды фактор сопротивления составлял 27,2, но затем резко снизился до 7,89, а затем при скорости закачки $80 \text{ см}^3/\text{час}$ медленно уменьшился до 7,29. При переходе на скорость $200 \text{ см}^3/\text{час}$ он снова снизился и оставался постоянным на уровне 4,03, а при переходе на скорость $80 \text{ см}^3/\text{час}$ увеличился и оставался практически постоянным до конца эксперимента на уровне 6,1.

Этот реагент рекомендуется в качестве основы технологии тампонирования обводненных слоев после доизвлечения из них остаточной нефти. По этой технологии предполагается закачивать в добывающую скважину оторочку эмульсии данного состава.

В третьей главе приведены результаты лабораторных исследований эффективности воздействия кислотной композиции ХИМЕКО ТК-2 производства ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ» на ПЗП с целью увеличения продуктивности как добывающих, так и приемистости нагнетательных скважин, вскрывших терригенные коллектора с большим содержанием глин.

При закачке кислотной композиции в пласт происходят физико-химические реакции с компонентами горной породы-коллектора, в результате которых в разы увеличивается проницаемость даже в присутствии остаточной нефти. Композиция представляет собой водно-спиртовой раствор солей с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Примером высокой эффективности применения кислотной композиции ХИМЕКО ТК-2 является обработка призабойной зоны пласта скважины № 528 куст 56 Южно-Харампурского месторождения. На рис. 5 представлена

динамика среднесуточного дебита скважины по нефти и жидкости в течение года после обработки.

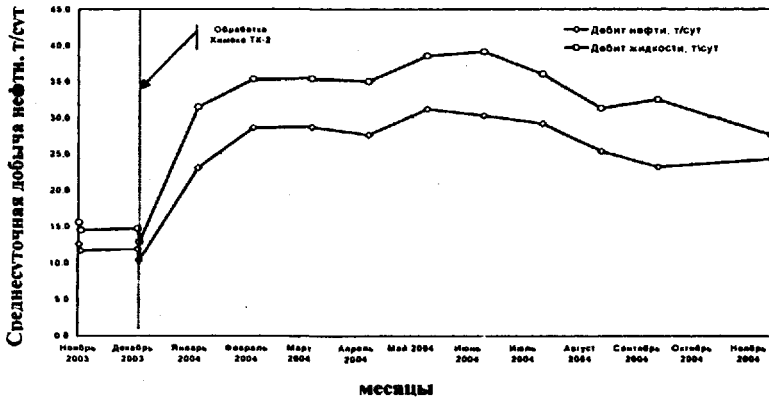


Рис. 5 Динамика среднесуточной добычи нефти по скважине 528 Южно-Харамурского месторождения

Из рисунка видно, что сразу после проведения обработки дебиты резко увеличились. Так среднесуточный дебит по нефти увеличился с 12 т/сут до 28 т/сут, а по жидкости с 14 до 35 т/сут к концу февраля, т.е. через 2 месяца после обработки. Затем дебиты к концу периода наблюдений немного снизились соответственно по нефти до 24 т/сут, по жидкости до 28 т/сут.

Ниже приведены результаты лабораторного исследования влияния воздействия кислотной композиции «ХИМЕКО ТК-2» на фильтрационно-емкостные свойства коллектора XIII горизонта месторождения Узень. Эксперименты также проводились на фильтрационной установке высокого давления НР-CFS с использованием насыпных моделей пласта. Пористая среда представляла собой не экстрагированный молотый керн из скважин 2352 XIII горизонта Узеньского месторождения. После насыщения модели пластовой водой определяли коэффициент проницаемости. Затем после выдержки модели при комнатной температуре в течение 48 часов возобновили закачку воды.

После стабилизации показателей, снова определили коэффициент проницаемости, который оказался в 2 раза меньше первоначального. Падение коэффициента проницаемости свидетельствует о влиянии набухания глинистой составляющей пористой среды на ее фильтрационно-ёмкостные свойства. Для создания связанной воды через модель под давлением 2,0 МПа закачивалась сырая нефть месторождения Узень.

При последующем вытеснении нефти водой при пластовой температуре 60°C первые капли воды в выходящей из модели нефти появились после выхода 0,1 Vпор. Окончательное значение коэффициента вытеснения было зафиксировано на уровне 54%. После выдержки модели при комнатной температуре в течение 15 часов закачка воды была возобновлена, что привело к дополнительному отбору нефти. При этом коэффициент вытеснения нефти увеличился на 2% и достиг 56%.

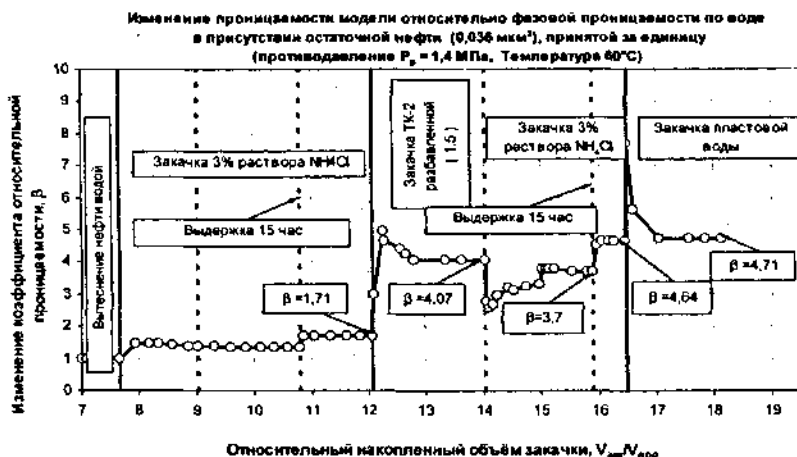


Рис. 6 Изменение относительной проницаемости модели в процессе закачки буферной жидкости и после воздействия раствором кислотной композиции «ХИМЕКО ТК-2».

После вытеснения нефти водой закачали буферный раствор хлористого аммония (NH_4Cl). Затем после выдержки модели в течение 15 часов при комнатной температуре определили коэффициент фазовой проницаемости по раствору. Коэффициент проницаемости увеличился относительно начальной величины $0,036 \text{ мкм}^2$, принятой за единицу, в 1,71 раза. Как видно из приведенного рисунка последующая закачка композиции «ХИМЕКО ТК-2», разбавленной пресной водой в отношении 1:5, привела к резкому росту проницаемости. Затем снова закачали 3% раствор NH_4Cl и после выдержки модели в течение 15 часов, пластовую воду. Коэффициент увеличения проницаемости составил 4,71.

Таким образом, экспериментально была установлена высокая эффективность кислотной композиции «ХИМЕКО ТК-2» для применения в качестве основного реагента в технологии увеличения производительности добывающих и нагнетательных скважин XIII горизонта.

В четвертой главе приведена краткая геолого-физическая характеристика месторождения Узень и результаты анализа разработки XIII горизонта и изменения обводненности и дебита по отдельным скважинам, целью которого было выявление особенностей динамики показателей разработки и работы скважин, отражающих влияние свойств смачиваемости коллектора.

Самое крупное нефтяное месторождение Узень расположено на юго-западе страны, открыто в 1961г., разрабатывается с 1965г.

Коллекторы XIII горизонта характеризуются следующими средними значениями: эффективная толщина 9,9, м нефтенасыщенная толщина 7,8м. начальная нефтенасыщенность 63%, пористость 0,27% и проницаемость $0,193 \text{ мкм}^2$, плотность пластовой нефти 777 кг/м^3 , вязкость пластовой нефти 4,2 мПас., газосодержание нефти $56 \text{ м}^3/\text{т}$, начальное пластовое давление 10,4 МПа, температура $57,2 \text{ }^\circ\text{C}$,

Анализ графиков разработки XIII горизонта показывает, что закачка воды является определяющим фактором в изменении основных показателей. Увеличение или уменьшение закачки приводит к соответствующему увеличению или уменьшению годовой добычи нефти и жидкости, пластового давления. Безводный период очень короткий, обводненность в начале водного периода растет, а затем, колеблется длительное время на уровне примерно 60%, образуя «полку». Изменение годовой добычи нефти не всегда согласуется с обводненностью, в основном, в периоды резкого увеличения закачки воды. Газовый фактор первые 5 – 8 лет увеличивался на фоне снижения пластового давления, а затем после начала закачки воды снижался и с 1985 года оставался постоянным, когда пластовое давление увеличилось и оставалось примерно постоянным. Заметим, что подобное поведение основных показателей разработки наблюдается и остальным горизонтам.

Были также проанализировано поведение показателей работы скважин по некоторым скважинам XIII горизонта. Сравнение графиков изменения обводненности и годовой добычи нефти по скважинам позволило выявить несколько особенностей. Первая особенность заключается в колебательности их значений в очень широких пределах, причем эти колебания в основном происходят в противофазе. Вторая особенность заключается в том, что несмотря на сильные колебания на графиках формируются «полки» при обводненности от 45 до 75%. Третья особенность заключается в том, что добыча нефти может увеличиться в разы, независимо от поведения обводненности.

Для сравнения были рассмотрены графики изменения обводненности по скважинам Северо-Салымского месторождения, продуктивный пласт которого отличается однородным строением по слоям. Характер изменения резко отличается от рассмотренных графиков по скважинам Узени. Так наблюдаются длительные безводные периоды эксплуатации скважин, после которых обводненность растет быстро - скачком. После скачка обводненность остается

постоянной некоторое время, а затем также скачками растет. Причем количество скачков разное по скважинам. Такое поведение обводненности можно объяснить, если принять модель слоистого пласта с различной проницаемостью. Тогда при подходе вертикальных фронтов вытеснения нефти водой по слоям будут наблюдаться скачки обводненности при вытеснении нефти водой по поршневой схеме.

Сравнивая указанные отличительные особенности изменения обводненности по скважинам Узеньского и Северо-Салымского месторождений с представлениями об особенностях разработки пластов с преимущественно гидрофильными и гидрофобными свойствами и результатами проведенных экспериментов можно, видимо, предположить о влиянии свойств смачиваемости коллекторов на изменение показателей работы скважин этих месторождений.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Доизвлечение остаточной нефти из обводненных пластов XIII горизонта месторождения Узень и увеличение продуктивности скважин возможно при использовании обоснованных в диссертации технологий.

2. Предложена рецептура реагента и обоснована технология для увеличения коэффициента вытеснения для обводненных низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (XIII горизонт месторождения Узень).

3. Обоснована технология для тампонирования обводненных низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (XIII горизонт месторождения Узень) с применением предложенного в работе реагента – обратной эмульсии.

4. Обоснована технология увеличения производительности скважин на основе кислотной композиции «ХИМЕКО ТК-2».

5. Впервые использовался молотый не экстрагированный керн из скважины 6602 XIII горизонта для создания насыпной модели частично гидрофобизованного коллектора и использовалась сырая нефть (скважина 2352 XIII горизонта) в качестве модели, которая по своему составу близка пластовой нефти в заводненных зонах пласта.

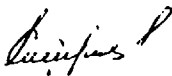
6. Установлено что увеличение скорости прокачки воды приводит к росту коэффициента вытеснения нефти, что соответствует проявлению свойств частично гидрофобизованного коллектора.

7. Сравнивая указанные отличительные особенности изменения обводненности по скважинам Узеньского и Северо-Салымского месторождений с представлениями об особенностях разработки пластов с преимущественно гидрофильными и гидрофобными свойствами и результатами проведенных экспериментов можно, видимо, предположить о влиянии свойств смачиваемости коллекторов на изменение показателей работы скважин этих месторождений.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Зайцев В.М., Кожабергенов М.М. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты Узеньского месторождения //Тезисы доклада на 6-ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», посвященной 75-летию Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина (26-27 января 2005 г.). - М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 2005г. – с.89.
2. Зайцев В.М., Кожабергенов М.М. Анализ эффективности методов воздействия на продуктивные пласты Узеньского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005г. №5. – с.12 - 16.
3. Магадова Л.А., Зайцев В.М., Кожабергенов М.М. Лабораторные исследования и подбор рецептуры эффективного реагента для воздействия на продуктивные горизонты Узеньского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 2005г. №10. – с. 26 - 30.
4. Зайцев В.М., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Кожабергенов М.М. Лабораторные исследования вытеснения сырой нефти водой и анализ разработки XIII горизонта Узеньского месторождения. – М.: «Нефть, газ и бизнес», 2006г. №5. – с. 64-68.
5. Зайцев В.М., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Кожабергенов М.М.. Лабораторные исследования возможности доизвлечения микро остаточной нефти после заводнения пластов XIII горизонта месторождения Узень. – М.: «Нефть, газ и бизнес», 2006г. №9.
6. Магадов Р.С., Магадова Л. А., Зайцев В.М., Губанов В.Б., Кожабергенов М.М. Кислотная композиция «ХИМЕКО ТК-2» для увеличения продуктивности скважин низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождения Узень. – М.: ВНИИОЭНГ, 2006г. №9.

Соискатель:



Кожабергенов М.М.

Подписано в печать *7.07.06*

Объем

Заказ *520*

Формат 60x90/16

Тираж *100*

119991, Москва, Ленинский просп. ,65

Отдел оперативной полиграфии

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

