

0- 790195

На правах рукописи



Евдокимов Александр Михайлович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ
РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
В ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
С ВОДОНЕФТЯНЫМИ ЗОНАМИ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Бугульма – 2011

Работа выполнена в технологическом управлении по разработке нефтяных и газовых месторождений исполнительного аппарата
Открытого акционерного общества «Татнефть» имени В.Д. Шашина

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Хисамов Раис Салихович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Корженевский Арнольд Геннадьевич
кандидат технических наук
Чепик Сергей Константинович

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное объединение
«Нефтегазтехнология» (г. Уфа)

Защита состоится 17 ноября 2011 года в 13 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти

Автореферат разослан «14» октября 2011 г.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000687871

Ученый секретарь диссертационного совета,
кандидат технических наук

И.В. Львова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Из недр Республики Татарстан (РТ) извлечено свыше 3-х млрд. тонн нефти. Уникальное Ромашкинское и другие крупные месторождения продолжают интенсивно вырабатываться, а залежи нефти с ухудшенными коллекторскими характеристиками продуктивных пластов и физико-химическими свойствами нефтей, приуроченные в основном к карбонатным коллекторам, разрабатываются низкими темпами отбора нефти.

Нефтеизвлечение из карбонатных трещинно-поровых пластов при традиционных способах их разработки остается весьма низким (10-20%).

Низкие значения извлечения нефти из трещинно-поровых карбонатных коллекторов обусловлены следующими основными факторами:

- высокой неоднородностью свойств матрицы коллекторов;
- наличием трещин, по которым преимущественно движется подошвенная или закачиваемая вода, слабо охватывая при этом матрицу породы;
- ухудшенными реологическими свойствами нефти.

Тема повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов является весьма актуальной для Республики Татарстан и других регионов Российской Федерации. Так, в настоящее время из залежей с карбонатными коллекторами по ОАО «Татнефть» добывается 15% годового объема, при этом доля нефти в остаточных запасах неуклонно растет и является основным резервом поддержания уровня добычи нефти в компании.

Проблема может быть решена не только за счет уплотнения сетки скважин, но и путем применения тепловых и химических методов воздействия на пласт, технологий водоизоляции и регулированием градиентов давления в процессе эксплуатации скважин.

Представленная работа посвящена поиску, созданию и опробованию новых и усовершенствованных технологий освоения и разработки карбонатных коллекторов.

В связи с этим, **целью диссертационной работы** является:

Повышение эффективности разработки залежей нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах серпуховско-башкирских отложений с водонефтяными зонами (ВНЗ) методами регулирования отбора продукции на примере Ромашкинского месторождения.

Основные задачи исследований.

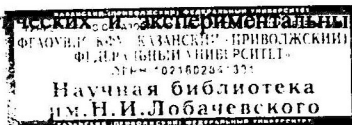
Для условий залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с ВНЗ:

1. Анализ динамики дебитов нефти и выявление причин преждевременного роста содержания воды в добываемой продукции скважин.
2. Создание геолого-технологической модели участка залежей нефти.
3. Исследование реологических свойств и процессов извлечения нефти с учетом предельных градиентов сдвига на основе математической модели.
4. Аprobация усовершенствованной технологии форсированного отбора жидкости (ФОЖ) и разработка рекомендаций по оптимизации режима работы скважин, управлению депрессией на пласт.
5. Разработка новых ресурсосберегающих технологий эксплуатации скважин при добыче нефти из карбонатных коллекторов.

Основные защищаемые положения:

1. Закономерности изменения реологических свойств нефти и фильтрационных параметров коллекторов в условиях разработки 302-303 залежей Ромашкинского месторождения.
2. Результаты анализа технологии ФОЖ.
3. Новые технические и технологические решения по регулированию разработки, позволяющие снизить содержание воды в продукции скважин и продлить срок рентабельной эксплуатации.

Методы решения задач. Решение поставленных задач основано на вычислительных экспериментах и моделировании процессов фильтрации из коллекторов с двойной пористостью с учетом реологических свойств пластовой нефти, обобщении теоретических и экспериментальных работ, результатах



проведенных лабораторных исследований и анализа показателей разработки залежей 302-303, данных промысловых испытаний новых технологий.

Научная новизна.

Для условий залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с ВНЗ:

1. Выявлено, что одной из причин интенсивного роста содержания воды в продукции скважин в процессе добычи нефти является проявление аномалий реологических свойств нефти. Наибольшая аномалия подвижности нефти выявлена в образцах матрицы породы с наименьшей проницаемостью.

2. Установлено, что изменение коэффициента подвижности нефти при движении в трещинно-поровых коллекторах обусловлено близостью величин пластовой температуры и температуры резкого изменения реологических свойств нефти.

3. Определены пределы изменения граничных градиентов давления и индексов аномалий подвижности для условий фильтрации нефти в коллекторах серпуховских отложений.

4. Установлена корреляция между динамикой относительного содержания воды и нефти в продукции скважин и динамикой отбора жидкости из пласта при кратном ступенчатом изменении депрессии на призабойную зону пласта для различных по длительности периодов приложения депрессий.

Практическая значимость работы.

Для залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения установлен диапазон снижения забойного давления от 0.56 до 0.76, относительно пластового, в котором наиболее существенно проявляется эффект прироста доли нефти в продукции.

Установлено, что при непрерывном дренировании чередование установившегося режима эксплуатации скважин и неустановившегося режима, вызванного кратковременно-циклическим кратным увеличением их дебита, приводит к снижению содержания воды в продукции скважин на период

времени больше, чем время выхода на установившийся режим эксплуатации (до 5 и более суток).

На основе результатов теоретических и экспериментальных исследований разработаны модели, технологии нефтедобычи и способ изоляции подошвенных вод, а также выработаны рекомендации для повышения эффективности регулирования выработки трудноизвлекаемых запасов из карбонатных отложений, осложненных ВНЗ и насыщенных высоковязкой нефтью.

Новизна предложенных технических и технологических решений подтверждена 6 патентами Российской Федерации на изобретения.

Основные результаты диссертационной работы использованы при составлении программы опытно-промышленных работ (ОПР) и «Технологической схемы разработки залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения».

Промысловые испытания и промышленное внедрение новых технологий позволили дополнительно добыть более 79 тыс. т. нефти, суммарный экономический эффект в ценах 2011 г. составил более 246 млн. руб.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-практической конференции, посвященной добыче 3-миллиардной тонны нефти Республики Татарстан (г. Лениногорск, 2007 г.), научно-практической конференции «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан», посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 2010 г.), X научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Геленджик, 2010 г.), семинарах главных инженеров и главных геологов ОАО «Татнефть» (2001-2011 гг).

Публикации. Основные положения и практические результаты внедрения освещены в 14 работах, в том числе в 6 патентах Российской Федерации. 6 работ опубликованы в изданиях, рекомендованных ВАК РФ. В

работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач, разработка основ новых технологий, анализ результатов испытаний и внедрения технологий.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, содержащего основные результаты и выводы, библиографического списка из 124 наименований, приложения и содержит 132 страницы машинописного текста, 50 рисунков и 24 таблицы.

Содержание работы

Во **введении** определены основные задачи исследования, актуальность и цель работы, научная новизна и современное состояние проблемы, практическая ценность энергосберегающих технологий эксплуатации скважин и способов разработки залежей, сведения об апробации результатов диссертационной работы.

В **первой главе** приводятся общие сведения о разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах, рассмотрены особенности фильтрации жидкости в трещинно-поровых коллекторах и влияние циклической работы скважин на снижение содержания воды в добываемой продукции.

Проблемам разработки залежей нефти с карбонатными коллекторами трещинно-порового типа посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей: Абдулмазитова Р.Г., Баренблатта Г.И., Викторина В.Д., Гавуры А.В., Дияшева Р.Н., Кудинова В.И., Желтова Ю.П., Ибатуллина Р.Р., Майдебора В.Н., Молоковича Ю.М., Муслимова Р.Х., Мухаметшина Р.З., Рыжика В.М., Сургучева М.Л., Фазлыева Р.Т., Хисамова Р.С., Хисамутдинова Н.И., Чекалина А.Н., Щелкачева В.Н., K.Aziz, Van Golf-Raht T.D. и др.

Разработка трещинно-поровых карбонатных коллекторов с ВНЗ характеризуется резким ростом содержания воды в добываемой продукции, малым отбором запасов при больших объемах попутно добываемой воды, отсутствием адекватных моделей для проектирования геолого-технических мероприятий и определения оптимальных режимов эксплуатации скважин.

В данной главе также рассматриваются особенности разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов с ВНЗ на примере залежей 302-303 Ромашкинского месторождения с высоковязкими нефтями. Малый период безводной эксплуатации вводимых из бурения скважин (не более 1-8 месяцев), быстрый рост содержания воды в добываемой продукции скважин и стабильное пластовое давление, фиксируемое в длительно эксплуатируемых скважинах, свидетельствует об активной водоносной области серпуховских отложений. Наличие субвертикальной и субгоризонтальной трещиноватости установлено по результатам проведенного анализа керна, поэтому отбор жидкости из скважин очень быстро восполняется подошвенной водой, не позволяя создать необходимую депрессию между блоками и трещинами карбонатной породы. Если учесть, что основные запасы нефти сосредоточены в матрице карбонатной породы, то становится ясным, насколько важно создание необходимой депрессии между блоками и трещинами. Данная проблема требует выработки новых подходов к регулированию разработки с целью снижения содержания воды в добываемой продукции скважин и продления рентабельной эксплуатации залежей нефти в целом. Исходя из состояния изученности основных проблем разработки залежей 302-303, сформулированы задачи исследований диссертационной работы, среди которых лабораторные исследования реологических свойств нефти с использованием ядерного материала скважин и разработка методов кратковременно повышающих депрессию на пласт.

Во второй главе, на основе проведенного анализа применяемых технологий, с целью повышения эффективности разработки залежей нефти, предложены новые способы разработки и усовершенствованные технологии эксплуатации скважин.

Разработка залежей нефти на естественных режимах в башкирских и серпуховских отложениях малоэффективна. С целью повышения рентабельности работы отдельных скважин и залежей, в целом, выполняется большой объем работ по ограничению водопритоков.

Разработана технология изоляции водопритоков в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Изоляция притока вод происходит путем последовательной закачки через скважину водной дисперсии глины и водного раствора полиакриламида со сшивателем и продавкой углеводородной жидкостью, способствующими образованию коллоидно-силикатной системы и обеспечению изоляции водопритока. Работы проведены на 125 скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 76,4 тыс. т. (611 тонн на 1 скважину), средний прирост на 1 скважину составил 1,8 т/сут. Успешность технологии по анализируемым залежам – 78% (РД 153-39.0-522-07).

Большая часть территории залежей нефти 302-303 расположена в санитарно-защитной зоне (СЗЗ), выработка запасов на таких участках предусмотрена горизонтальными технологиями.

Для снижения содержания воды в добываемой продукции и увеличения безводного периода эксплуатации скважин применяются различные конструкции скважин без вскрытия ВНК, такие как горизонтальные скважины (ГС), многозабойные скважины (МЗС) и вертикальные с открытым забоем. С 1992 года пробурено всего 111 ГС и 8 МЗС. С начала эксплуатации ГС добыто 1,2 млн. тонн нефти, МЗС – 69,1 тыс. тонн. С учетом скважин, переведенных на ФОЖ, текущий дебит нефти ГС варьируется в пределах от 0,1 до 55,9 т/сут, и составляет в среднем 4,2 т/сут, при среднем содержании воды в добываемой продукции скважин - 75,6%. Текущий дебит нефти МЗГС - 5,6 т/сут при содержании воды в продукции - 64%.

Исследованы результаты эксплуатации ГС. Подтверждено, что большие нефтеносные толщины обеспечивают достижение более высоких значений дебитов, а приближение ГС к водо-нефтяному контакту (ВНК) снижает дебит нефти. Наибольший дебит нефти достигнут в скважинах на расстояниях не ближе 12 м до ВНК. Наиболее продуктивными являются интервалы, находящиеся на отметке ниже 10 м от кровли башкирских отложений. Максимальный начальный дебит (13,1 т/сут) получен по скважине, пробуренной в нефтеносной толще, равной 50 м.

Выполненный анализ по наклонно-направленным скважинам показал, что только по единичным скважинам с увеличением расстояния от вскрываемого продуктивного пласта до ВНК, коэффициент продуктивности снижается, воды в добываемой продукции содержится меньше, дебит по нефти сохраняется высоким более длительное время.

При участии автора диссертационной работы проведены опытно-промышленные работы по ФОЖ.

Экспериментальными работами охвачены 67 добывающих скважин, в том числе, 40 ГС. Показано, что при реализации ФОЖ на скважинах залежи 302-303 увеличение дебита от 25 до 50 раз приводит сначала к крайне резкому снижению содержания воды в добываемой продукции, а затем – к плавному увеличению с последующей стабилизацией на уровне, превышающем содержание воды в продукции скважин до форсированного отбора жидкости (рис. 1).

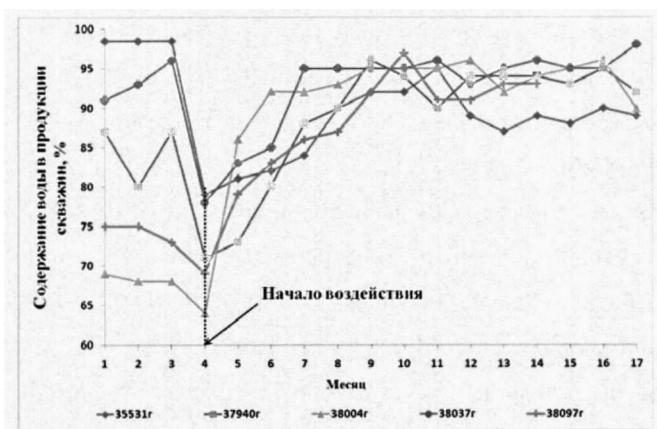


Рисунок 1 – Изменение содержания воды в продукции скважин в период проведения ФОЖ

Анализ опытно-промышленных работ по базовой технологии ФОЖ показал, что большие дебиты по нефти обеспечиваются отбором значительных объемов жидкости. Дополнительно добыто 341 тыс. т. нефти и отобрано 5,6 млн. т. жидкости. С одной тонной дополнительной нефти при ФОЖ

извлекается до 15 и более тонн попутной воды, что в 2,5 раза выше среднего значения по компании.

Для управления фильтрационными потоками разработан способ разработки нефтяной залежи и два способа эксплуатации скважин (пат. 2320860 РФ; пат. 2382181 РФ; пат. 2418942).

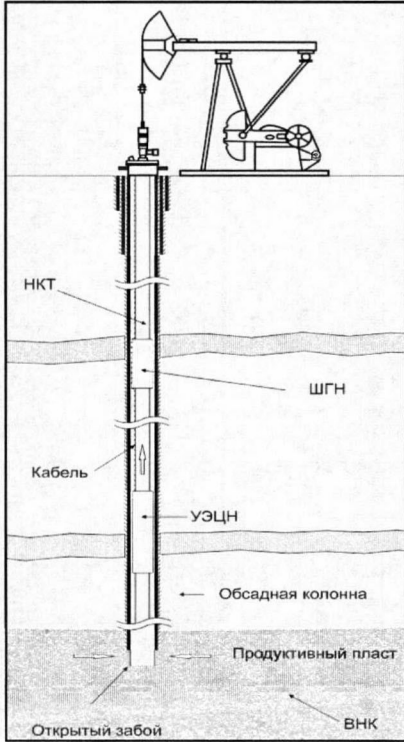


Рисунок 2
Способ разработки нефтяной залежи



Рисунок 5
Схема оборудования для создания депрессии

Согласно способу разработки добывающая скважина, снабженная одной колонной НКТ, оборудуется двумя насосами разной производительности (рис.2), что позволяет периодически изменять депрессию на пласт.

Режим депрессии обеспечивается запуском в работу нижнего высокопроизводительного насоса. Для обеспечения непрерывного

дренирования в скважине останавливается нижний и запускается верхний насос малой производительности. Циклы перехода от одного режима к другому и обратно периодически повторяют до прекращения эффекта по снижению содержания воды в добываемой продукции (пат. 2320860 РФ).



Рисунок 3 – Изменение содержания воды в продукции при кратковременной депрессии на пласт (скв. № 38098)

Например, по скважине №38098 достигнуто кратковременное 25 кратное увеличение дебита жидкости с 18 до 450 м³/сут (рис.3). Снижение динамического уровня на 312 м, что соответствует 2,6 МПа, удалось достичь за счет 17 минутам работы УЭЦН производительностью 400 м³/сут. В последующем, с целью обеспечения начального отбора жидкости (18 м³/сут), УЭЦН-400 был остановлен и запущен в работу штанговый насос (Н-44). При работающем насосе динамический уровень начал восстанавливаться и за один час достиг 199 метров. Последующий запуск установки ЭЦН-400 способствовал снижению динамического уровня до 445 метров и созданию кратковременной депрессии. Далее отбор жидкости продолжился штанговым насосом. Цикл снижения и восстановления динамического уровня повторялся трижды с конечным восстановлением отбора жидкости до 18 м³/сут на 5 суток.

Отбивка динамических уровней в процессе эксперимента сопровождалась отбором проб. На графике (рис.3) отражены значения забойного давления и результаты анализов проб.

На рисунке 4 в виде кривых представлены показатели работы скважины №35832, где перепад давлений в процессе кратковременного ФОЖ достиг 3,4 МПа. Эффект, в виде снижения содержания воды и соответствующего роста нефти в объеме добываемой продукции, продолжался 11 суток.

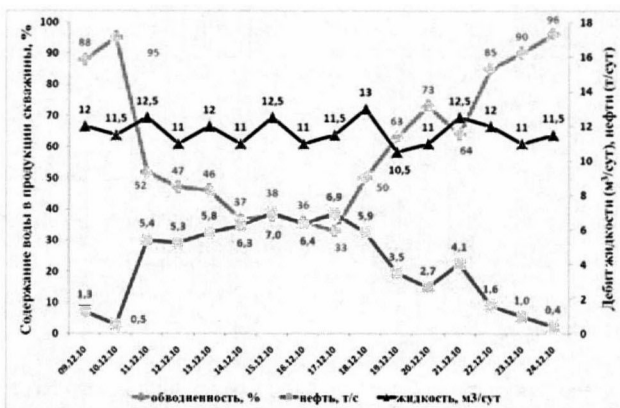


Рисунок 4 – Показатели работы скв.№35832 после кратковременного ФОЖ

Гидродинамические исследования в процессе кратковременного ФОЖ проведены по всем охваченным экспериментом скважинам. Отмечается, что по скважине №35832 скин-эффект изменялся от 8 до 12, при откачке с малыми дебитами - был близок к нулю. Различие в коэффициенте продуктивности при работе УЭЦН и УШСН определить не удалось в связи с отсутствием установившегося режима работы с большим дебитом. Однако, при анализе результатов ГДИ, до и во время форсированного режима откачки, отмечалось значительное снижение коэффициента продуктивности и гидропроводности, что обусловлено разрушением структуры нефти при увеличении скорости течения.

Таким образом, кратковременный ФОЖ приводит к снижению содержания воды в добываемой продукции скважин.

В развитие вышеизложенной технологии разработан усовершенствованный способ эксплуатации скважины с управляемой депрессией на пласт. Данная депрессия достигается с использованием традиционного насосного и дополнительного скважинного оборудования (рис.5). Установленный между интервалом перфорации и насосным оборудованием пакер позволяет останавливать поток жидкости из пласта и временно снижать уровень жидкости в скважине до предельно допустимых значений, обеспечивающих устойчивую работу УШГН, выравнивать давление в около скважинном пространстве и резко создавать депрессию. Заданный перепад давлений между трещинами и блоками способствует поступлению нефти из низкопроницаемых в высокопроницаемые зоны и выходу добываемой продукции в скважину (пат. 2418942).

Техника и технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин (ОРЭ). На рассматриваемых залежах, во избежание преждевременного прорыва подошвенной воды, отдельные нефтенасыщенные пропластки малой толщины, залегающие в непосредственной близости от ВНК, остаются не вскрытыми перфорацией. До настоящего времени техника и технологии ОРЭ на залежах 302-303 не применялись. В процессе исследований разработан способ эксплуатации скважин и способ разработки нефтяной залежи.

Способ эксплуатации скважин (пат. 2334084 РФ) предусматривает выработку верхнего, более мощного, продуктивного пласта до содержания воды в добываемой продукции, равной 75 – 90%, и последующий переход к одновременно раздельной эксплуатации с приобщением нижнего пласта малой толщины. Способ разработки нефтяной залежи предусматривает одновременно-раздельную добычу и одновременно-раздельную закачку (откачку) пластовой воды в нижезалегающий водоносный пласт (пат. 2290502 РФ).

В третьей главе проведены исследования реологических свойств и фильтрационных свойств нефти, описано построение геолого-технологической модели участка залежей и выполнение вычислительных экспериментов, разработаны рекомендации по режиму работы скважин с элементами кратковременного ФОЖ.

В результате лабораторных исследований реологических свойств нефтей отмечается, что смолы, асфальтены и парафины, находящиеся в дисперсном состоянии, вызывают неньютоновское поведение при понижении температуры. При этом, наличие смол (21%) придает нефти упругие свойства, а содержание парафинов (5%) приводит к нелинейно-вязким свойствам.

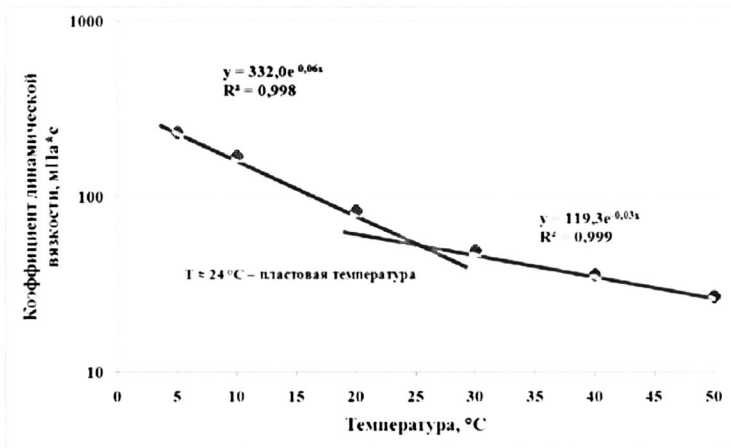


Рисунок 6 – Температурные зависимости вязкости нефти для пробы со скважины №37846 залежи 303 при скорости сдвига 48,3 1/с

Наличие точки пересечения на температурных зависимостях вязкости свидетельствует о наличии изменений связей в нефти (рис.6). Температура изменения связей в нефти близка пластовой температуре. В результате нефть в пластовых условиях может иметь вязкопластические свойства.

На рисунке 7 приведены тенденции изменения эффективной вязкости от скорости сдвига для пробы нефти со скважины №37846 залежи 303.

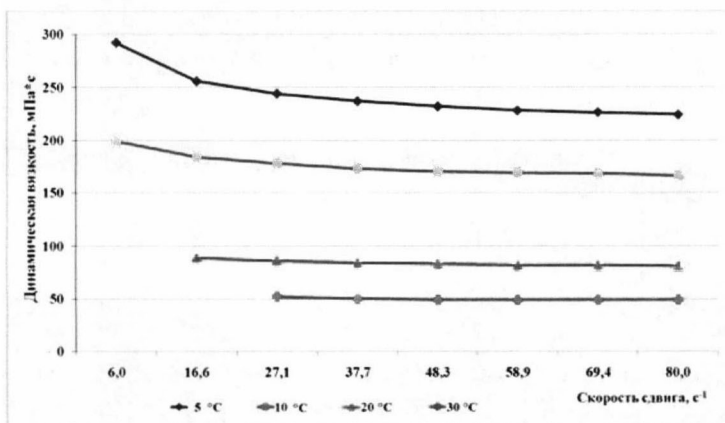


Рисунок 7 – Изменение динамической вязкости от скорости сдвига для пробы нефти со скважины №37846 залежи 303

Исследования проводились на ротационном вискозиметре при различных температурах. Отмечается падение вязкости на начальном участке и примерная стабилизация вязкости впоследствии при низких значениях температур.

Исследования реологических и фильтрационных свойств дегазированных нефтей сводились к получению экспериментальной зависимости между объемными расходами нефти через капилляр или образец породы и перепадами давления на их концах (Дияшев Р.Н. и др.). Для оценки интенсивности проявления аномально-вязких свойств нефтей опыты проводились как при последовательном увеличении («прямой ход»), так и при уменьшении («обратный ход») объемного расхода жидкости. По полученным экспериментальным данным строилась линия течения нефти через капилляр (реологическая линия) – зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига, или кривая фильтрации нефти через образец породы – зависимость градиента давления от скорости фильтрации.

С помощью реологических линий и кривых фильтрации определены основные реологические и фильтрационные параметры пластовых проб нефти.

Результаты экспериментов по изучению реологических свойств нефти представлены на рисунках 8 - 10.

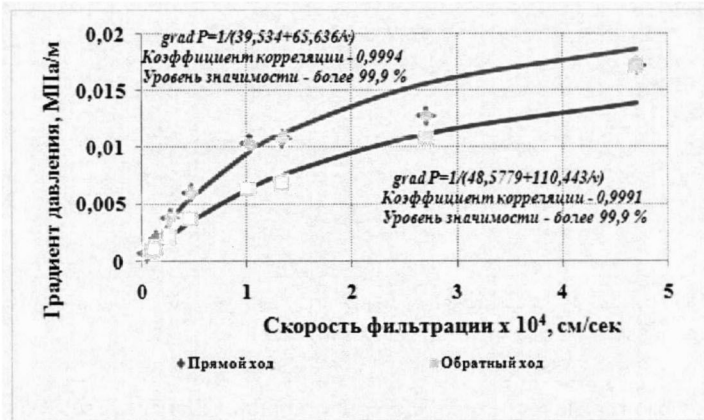


Рис.8 – Зависимости скорости фильтрации безводной нефти скв. 15209 залежи 302 от градиента давления при увеличении (уменьшении) объемного расхода через образец породы

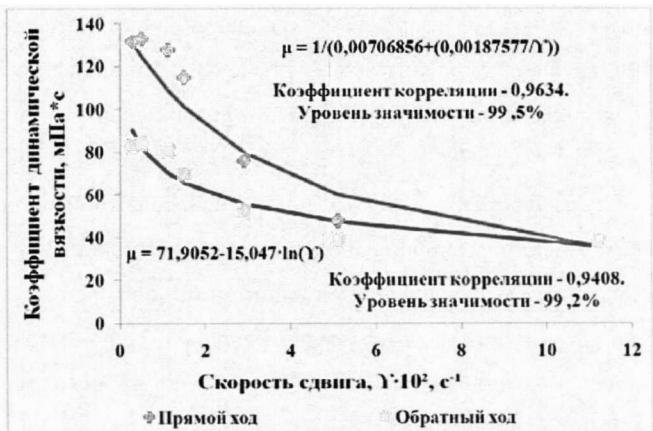


Рис.9 – Зависимости коэффициента динамической вязкости безводной нефти скв. 15209 залежи 302 от скорости сдвига при увеличении (уменьшении) объемного расхода через модель

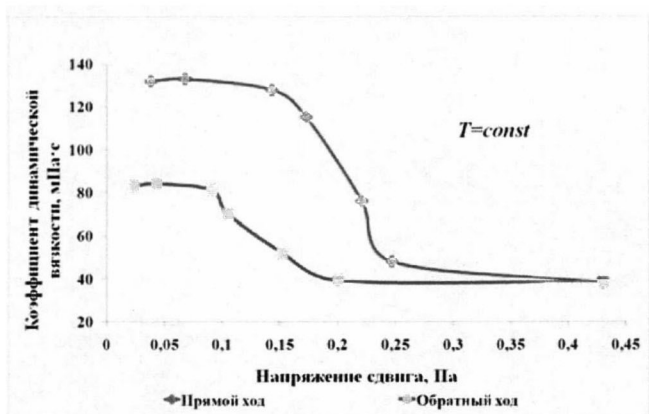


Рис.10 – Зависимости коэффициента динамической вязкости безводной нефти скв. № 15209 залежи 302 от напряжения сдвига

Исследования по определению фильтрационных параметров пластовых нефтей в различных по проницаемости породах проводились с пробами нефти скв. №17979. Особенности фильтрации пластовых нефтей изучали в образцах естественных кернов в диапазоне проницаемостей по воздуху 0,021 - 0,326 мкм².

Результаты этих экспериментов: градиент динамического давления сдвига (ГДДС); градиент давления сдвига предельного разрушения структуры (ГДПРС); индекс аномалий подвижности (ИАП) представлены на рисунках 11 и 12.

Эксперименты показали, что с увеличением абсолютной проницаемости образцов естественных пород происходит постепенное уменьшение граничных градиентов давления и увеличение подвижности нефтей с практически неразрушенной структурой из высокомолекулярных компонентов. Наиболее сильные изменения граничных градиентов давления происходят в области фильтрации нефтей через низко- и среднепроницаемые породы. Так, увеличение проницаемости с 0,013 до 0,037 мкм², т. е. в 2,8 раза, для пробы нефти скв.17979 привело к уменьшению ГДДС в 1,8 раза, а увеличение

проницаемости по нефти с 0,013 до 0,238 мкм², или в 18,3 раза, обеспечило уменьшение ГДДС этой же пробы нефти только в 5,2 раза.

При изучении особенностей фильтрации пластовой нефти в образце породы с наибольшей проницаемостью 0,238 мкм² аномалии подвижности нефти были подтверждены, то есть подвижность нефти в каналах фильтрации достигала минимальных значений при минимальных значениях действующих градиентов давления. По мере роста градиентов давления подвижность нефти увеличивалась и при градиентах больше ГДПРС достигала максимальных значений. Величина ИАП в таких условиях составила 6,8 ед., то есть подвижность нефти при малых значениях градиентов давления была в 6,8 раз меньше, чем в случаях фильтрации нефти с разрушенной пространственной структурой из асфальтенов и смол.

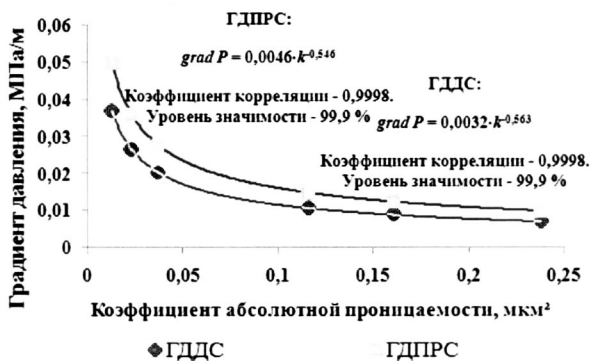


Рис.11 – Изменение градиента давления в зависимости от коэффициента абсолютной проницаемости при течении безводной нефти скв. №17979 залежи 303 в образцах естественных кернов

Пределы изменений граничных градиентов давления и ИАП для исследованных пластовых нефтей серпуховских отложений залежи 303 составили:

- ГДДС – от 0,0071 до 0,0402 МПа/м;
- ГДПРС – от 0,0101 до 0,0541 МПа/м;
- ИАП – от 4,8 до 13,1 ед.

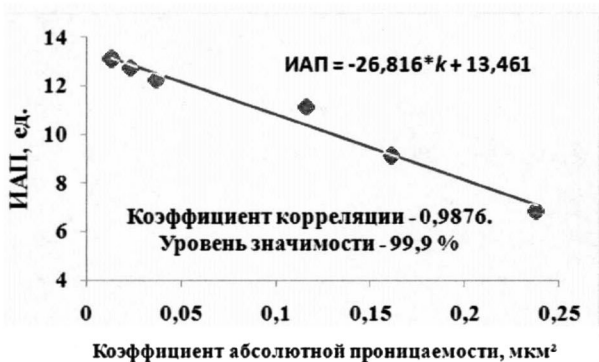


Рис.12 – Изменение индекса аномалий подвижности в зависимости от коэффициента абсолютной проницаемости при течении безводной нефти скв. №17979 залежи 303 в образцах естественных кернов

Для построения геологической модели участка залежей 302-303 использовался программный комплекс IRAP RMS 2010.1 компании ROXAR. Структурная сетка по стратиграфической кровле башкирского яруса представлена на рисунке 13.

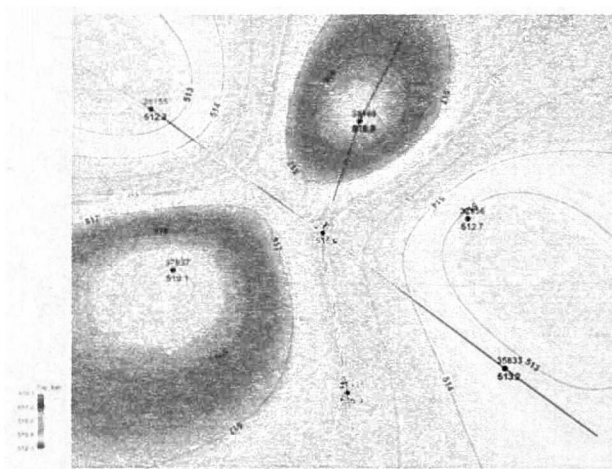


Рис. 13 – Карта по кровле продуктивных отложений башкирского яруса

Цифровая гидродинамическая модель построена в программном комплексе Tempest компании ROXAR. В расчетах использовался изотермический вариант трехфазной фильтрации модели «нелетучей» нефти (black oil) с использованием модулей как однородной, так и двойной пористости и проницаемости.

Гидродинамические расчеты проведены с учетом начального (предельного) градиента давления, перепады давлений (ΔP) по скважинам задавались равными 2.0, 3.0, 3.5 и 4.0 МПа. Анализ результатов расчетов показал, что режим работы ФОЖ с перепадом давления 4.0 МПа приводит к максимально эффективным показателям разработки как при работе всех скважин одновременно, так и при работе каждой скважины отдельно. При больших величинах перепада давления возможно достижение до величины давления насыщения, поэтому в качестве предельного перепада давления была выбрана величина $\Delta P=4.0$ МПа.

Численные эксперименты при $\Delta P=4.0$ МПа по определению продолжительности (в сутках) уменьшения содержания воды в продукции выявили, что поддержка перепада давления более чем на двое суток не приводит к эффективной работе режима ФОЖ.

Чем больше произведение проницаемости и эффективной толщины пласта kh в окрестности скважин, тем больше влияние режима работы ФОЖ на снижение содержания воды в продукции скважин №38168, 37956, 35833. Увеличение циклического режима работы ФОЖ не приводит к дополнительному уменьшению содержания воды в продукции скв. № 38155.

В таблице 1 приведены результаты, определяющие оптимальное время цикла режима ФОЖ. Знаком «+» обозначены дополнительные сутки (относительно варианта режима работы ФОЖ 1 сутки на всех скважинах, кроме №38155 и 37938), имеющие уменьшение содержания воды в продукции. Гидродинамические расчеты показывают целесообразность перевода скважин на режим работы ФОЖ не менее, чем через 5 суток.

Таблица 1 – Результаты режима работы ФОЖ

Мероприятия $\Delta P=4,0$, МПа	Продолжительность уменьшения обводненности продукции при ФОЖ по скважинам участка (в сутках)						
	37937	38155	38168	37956	35833	37938	35832
t= 1сут. ФОЖ на всех скв., кроме скв. 38155, 37938.	1	>1	6	2	3	2	1
Повтор ФОЖ через 1 сутки	+1	>1	0	+2	0	+1	0
Повтор ФОЖ через 2 суток	1	>1	+1	+3	+2	0	0
Повтор ФОЖ через 3 суток	1	>1	+1	+3	+2	+3	+2
Повтор ФОЖ через 5 суток	+5	>1	+5	+7	+5	+5	+3

В четвертой главе представлены расчеты технико-экономического эффекта от применения технологий.

Оценка экономического эффекта проведена в налоговых условиях 2010 года в соответствии с действующим Налоговым Кодексом РФ при фактических ценах и условиях добычи нефти в ОАО «Татнефть» в 2010 году.

Расчетная чистая прибыль от применения технологии в НГДУ «Ленингорскнефть» ОАО «Татнефть» с кратковременным режимом ФОЖ составила 7,5 млн. руб/год.

Фактическая чистая прибыль от применения технологии ВНГС (изоляция водопритока) составила 238,617 млн. руб.

Основные выводы и рекомендации

В результате обобщения накопленных знаний и дополнительно проведенных исследований по теме диссертационной работы для условий разработки залежей 302-303 получены следующие основные выводы и рекомендации:

1. Применение различных конструкций скважин и различных технологий вскрытия для залежей с ВНЗ и ухудшенными реологическими свойствами нефти не приводит к существенному снижению содержания воды в добываемой продукции и увеличению безводного периода эксплуатации скважин.

Аналогичные результаты дают технологии по ограничению водопритоков, улучшая показатели разработки и повышая рентабельность отдельных скважин и залежей, в целом, на период не более одного года.

2. Анализ опытно-промышленных работ по базовой технологии ФОЖ показал, что большие дебиты по нефти обеспечиваются отбором значительных объемов жидкости. С одной тонной дополнительной нефти при ФОЖ извлекается до 15 и более тонн попутной воды, что в 2,5 раза выше среднего значения по компании.

3. Для решения задач регулирования разработки залежей 302-303 с ухудшенными реологическими свойствами нефти в карбонатных трещинно-поровых коллекторах с ВНЗ разработана геолого-технологическая модель участка.

4. На основе численных экспериментов созданной модели и промысловых испытаний разработанной технологии установлены оптимальные технологические параметры эксплуатации скважин. Оптимальный режим ФОЖ достигается при перепаде давления не менее 4.0 МПа с продолжительностью не более двух суток и повторным переводом в режим ФОЖ не менее, чем через 5 суток.

5. Определены основные реологические и фильтрационные параметры пластовых проб нефти. Разработаны новые ресурсосберегающие технологии с режимами кратковременного ФОЖ, способствующие увеличению подвижности вязкопластичной нефти.

6. Новизна предложенных технических и технологических решений подтверждена 6 патентами Российской Федерации на изобретения.

7. Предложенные автором технические и технологические решения находят применение на залежах нефти во многих НГДУ ОАО «Татнефть», только изоляция водопритока (ВНГС) проведена на 249 скважинах. Экономический эффект от внедрения двух разработок в производство составил 246,117 млн. руб.

Основные положения диссертационной работы отражены в следующих публикациях

Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК:

1. Евдокимов, А. М. Новые технологии и совершенствование системы разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №9. – С. 15–19.

2. Евдокимов, А.М. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин месторождений ОАО «Татнефть» [Текст] / Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев, А.С. Султанов, А.М. Евдокимов, Р.Т. Фазлыев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №7. – С. 30–33.

3. Евдокимов, А.М. Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений с использованием оборудования для одновременно раздельной эксплуатации скважин [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, А.С. Султанов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №5. – С. 33–39.

4. Евдокимов, А.М. Гидродинамические исследования скважин с установками для одновременно-раздельной эксплуатации пластов или горизонтов [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, В.А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №1. – С. 83–85.

5. Евдокимов, А.М. Геолого-промысловое обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, Р.А. Мусин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №7. – С. 50–52.

6. Евдокимов, А.М. Выработка запасов и повышение нефтеотдачи пластов на участках с санитарно-защитными зонами [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, И.А. Нуриев, А.Н. Хамидуллина // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №11 – С. 100–102.

Кроме того:

7. Евдокимов, А.М. Повышение эффективности разработки залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения [Текст] / А.М. Евдокимов, А.В. Насыбуллин // Тезисы докладов X научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» - Москва: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2010. – С. 36.

8. Евдокимов, А.М. Поиск новых технологий, совершенствование системы разработки залежей 301-303 [Текст] / Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, И.А. Нуриев // Материалы научно-практической конференции «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти» / - Лениногорск 26 апреля 2007. – С. 142–149.

Патенты

9. Пат. 2290502 Российская Федерация, МПК E21B 43/20. Способ разработки нефтяной залежи [Текст] / Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Ахметов Н.З.; опубл. 27.12.06. – Бюл. № 36.

10. Пат. 2320860 Российская Федерация, МПК E21B 43/18. Способ разработки нефтяной залежи [Текст] / Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Габдрахманов Р.А., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н., Султанов А.С.; опубл. 27.03.08. – Бюл. № 9.

11. Пат. 2334084 Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Способ эксплуатации скважины многопластового нефтяного месторождения [Текст] / Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Файзуллин И.Н., Евдокимова Э.А., Галимов И.Ф., Сингатуллина Т.Г.; опубл. 20.09.08. – Бюл. № 26.

12. Пат. 2234590 Российская Федерация, МПК E21B 33/13. Способ изоляции водопритоков в скважину [Текст] / Насибуллин И.М., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф., Халитова Э.М., Евдокимов А.М., Юнусов Ш.М.; опубл. 20.08.04. – Бюл. № 23.

13. Пат. 2382181 Российская Федерация, МПК E21B 43/12. Способ эксплуатации скважины [Текст] / Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Файзуллин И.Н., Евдокимов С.А.; опубл. 20.02.10. – Бюл. № 5.

14. Пат. 2418942 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ эксплуатации скважины [Текст] / Хисамов Р.С., Ибрагимов Н.Г., Евдокимов А.М., Евдокимов С.А., Габдрахманов Р.А., Нуриев И.А.; опубл. 20.05.11. – Бюл. №14.

10 =

Отпечатано в типографии
ООО «ТатАвтоматизация»
На Dosi Color 12
тел. (8553) 31-47-83
Подписано в печать 10.10.2011 г.
Заказ № 9178 Тираж 100 экз.