

На правах рукописи

ГАЛЕЕВ ФИРДАУС ХУСНУТДИНОВИЧ

**СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДОРАЗРАБОТКИ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(на примере пластов БВ₁₀ и ЮВ₁)**

Специальность 25.00.17 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Тюмень 2004

Работа выполнена на кафедре «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» Государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» Министерства образования и науки Российской Федерации.

- Научный руководитель - доктор технических наук, профессор,
Заслуженный работник Высшей школы РФ,
Заслуженный деятель науки Республики
Башкортостан Кучумов Рашит Ямгитдинович
- Официальные
оппоненты - доктор физико-математических наук, профессор
Федоров Константин Михайлович
- кандидат геолого-минералогических наук,
профессор Шешуков Николай Леонтьевич
- Ведущая организация - Научно-исследовательский институт по
повышению нефтеотдачи пластов
Академии наук Республики Башкортостан,
г. Уфа

Защита состоится _____ 2004 г. в __.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Тюменского государственного нефтегазового университета по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан _____ 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Практика реализации проектных решений по разработке нефтяных месторождений Самотлора уже в начальный период эксплуатации показала, что принятая схема требует создания и использования принципиально новых систем геолого-технологического контроля и проектирования. Особое значение эти проблемы приобретают на современном этапе, когда Самотлорское месторождение находится на завершающей стадии. Залежи таких месторождений содержат еще большое количество остаточной нефти. Так как бурение в них в основном закончено, а система заводнения сформирована, единственным путем увеличения полноты выработки запасов является вовлечение в разработку недренируемых запасов нефти с помощью технологий физико-химического и гидродинамического воздействия на нефтяные пласты.

Низкопроницаемые коллектора БВ₁₀ и ЮВ₁ характеризуются широким спектром геолого-промысловых условий, разной степенью выработки запасов нефти и эффективностью применения методов воздействия на пласт. Поэтому для того, чтобы правильно определить пути наиболее полного извлечения нефти, необходимо проведение специальных исследований на основе применения системного анализа и математических методов обработки статистической информации.

Значительный резерв повышения эффективности заключается в выборе правильной стратегии планирования применения методов воздействия на пласт, которое должно осуществляться поэтапно, отдельно для залежи в целом (с выделением участков) и конкретных скважин. Для того чтобы снизить риск неэффективного применения технологий и повысить удельную технологическую эффективность, необходимо существенно поднять требования к планированию применения технологий и обоснованию объектов воздействия, приблизив их к существующим требованиям проектирования разработки.

Цель работы. Исследование и обоснование эффективности технологий доработки низкопроницаемых коллекторов БВ₁₀ и ЮВ₁ на поздней стадии их разработки.

Основные задачи исследований:

- Анализ особенностей геологического строения пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ Самотлорского нефтяного месторождения.
- Исследование балансовых запасов, остаточной нефтенасыщенности пластов при заводнении и фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых пород.

- Анализ текущего состояния разработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ и обоснование базовой добычи нефти.
- Научное обоснование технологий доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ и оценка их ожидаемой эффективности.
- Оценка эффективности геолого-технических мероприятий по доработке низкопроницаемых пластов БВ₁₀ и ЮВ₁.

Методы решения задач. Задачи решены на основе сбора, обобщения и обработки геолого-промысловых данных корректным применением методов математической статистики и ПЭВМ, а также технико-экономического анализа результатов реализации рекомендованных вариантов разработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁.

Научная новизна.

1. Уточнено распределение линейных запасов нефти пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ и их начальных балансовых запасов.
2. Предложена эмпирическая формула для оценки остаточной нефтенасыщенности коллекторов БВ₁₀ и ЮВ₁ в зависимости от линейной скорости фильтрации воды и начальной нефтенасыщенности.
3. Предложена формула для оценки уменьшения проницаемости коллекторов при падении пластового давления в залежи по величине уменьшения пористости.
4. Методика обоснования технологий доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ и базовой добычи нефти и воды на поздней стадии их разработки.

Практическая ценность работы заключается в повышении эффективности эксплуатации фонда добывающих и нагнетательных скважин, увеличении дополнительной добычи нефти за счет реализации рекомендованных автором технологий доработки низкопроницаемых пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ и темпов отбора текущих извлекаемых запасов на завершающей стадии их разработки.

Реализация результатов исследования. За счет применения рекомендованных технологий доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ Самотлорского нефтяного месторождения в ОАО «Самотлорнефтегаз» за 1995-2002 годы дополнительно добыто 1,2 млн.т. нефти.

Апробация работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались: на второй Азербайджанской международной Каспийской конференции по нефти и газу, г. Баку, 1996 г., третьем конгрессе нефтепромышленников России, г. Уфа, 2001 г., научно-технической

конференции «Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли, посвященной 70-летию башкирской нефти, г. Уфа, 2002, первом инженерном форуме «Конкурентоспособность как путь к эффективной экономике Тюменской области», г. Тюмень 2003 г, научно-технических советах ОАО «Нижневартовскнефтегаз», г. Нижневартовск, 1995-2000 гг., ОАО «Самотлорнефтегаз» - 2001 – 2002 гг. и на научно-методических семинарах кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2000-2003 гг.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 18 печатных работ, в том числе 14 статей и 4 тезиса докладов на всероссийских и региональных конференциях. В работе представлены результаты исследований, выполненных лично автором и в соавторстве. В работах, написанных в соавторстве, соискателю принадлежит постановка задач, методы исследований и обобщения данных, апробация методик и авторский надзор за их внедрением.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованной литературы, включающего 123 наименований и приложения. Работа изложена на 226 страницах машинописного текста, содержит 72 рисунка, 49 таблиц и приложение 43 стр.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении кратко охарактеризованы актуальность темы диссертации, цель работы, основные задачи исследований, научная новизна, практическая ценность, внедрение результатов исследования и их апробация.

В *первом разделе* проведено исследование особенностей геологического строения пластов БВ₁₀ и ЮВ₁.

Отложения горизонта БВ₁₀ Самотлорского месторождения формировались в условиях прибрежной зоны морского мелководья в три этапа. Для всех трех пластов (БВ₁₀¹, БВ₁₀² и БВ₁₀³) обломочная часть песчано-алевритовых пород на 75-90% представлена кварцевыми и полево-шпатовыми минералами от алевритовой до среднезернистой размерности. При этом снизу вверх происходит погрубение материала и в пласте БВ₁₀¹ содержание средне- и крупнозернистой фракции уже составляет в среднем около 12%.

Коллекторские свойства песчано-алевритовых пород горизонта БВ₁₀ колеблются в широких пределах. Их пористость изменяется от 18 до 25% и в среднем по данным исследования керна и интерпретации материалов ГИС

составляет 24.0%. Средние значения пористости коллекторов пласта БВ₁₀¹ - 24.2%, пласта БВ₁₀² - 23.0% и пласта БВ₁₀³ - 22.8%.

Проницаемость коллекторов горизонта БВ₁₀ изменяется еще в больших пределах: от практически непроницаемых разностей до 0.5-0.6 мкм². Наибольшей проницаемостью обладают коллектора пласта БВ₁₀¹, которая в среднем составляет около 0.21 мкм². Проницаемость коллекторов пласта БВ₁₀² значительно ниже и в среднем составляет около 0.06 мкм², а для пласта БВ₁₀³ - 0.03 мкм². Продуктивные пласты, особенно БВ₁₀² и БВ₁₀³, характеризуются высокой неоднородностью по проницаемости.

Нефтенасыщенность коллекторов горизонта БВ₁₀ определялась по данным интерпретации материалов ГИС с использованием стандартных петрофизических связей $P_n(K_n)$ и $P_{п}(K_{п})$. Средние значения нефтенасыщенности в целом по горизонту БВ₁₀ составляют 60%. По пласту БВ₁₀¹ нефтенасыщенность коллекторов составляет в среднем 61%, по БВ₁₀² нефтенасыщенность значительно ниже и составляет 51.3%, а по БВ₁₀³ - 50.2%. Пласты БВ₁₀² и БВ₁₀³ отличаются высокой неоднородностью по нефтенасыщенности порового пространства коллекторов. Выделяются зоны с высоким нефтенасыщением, близким к предельному, и в то же время зоны с нефтенасыщением, близким к остаточному.

За нижний предел нефтенасыщенности принималось значение, равное остаточному нефтенасыщению коллекторов при промывке их водой и которое составляет 32%. Нижний предел проницаемости определялся по зависимости нефтенасыщенности от проницаемости с дифференциацией по критическому водонасыщению и остаточной нефтенасыщенности.

Результаты выделения эффективных мощностей по скважинам пластов показали, что среднее значение эффективной мощности горизонта БВ₁₀ составляет 13.6 м, пласта БВ₁₀¹ - 8.05 м, пласта БВ₁₀² - 5.26 м и пласта БВ₁₀³ - 3.8 м.

Для определения полноты выработки запасов нефти на площади опытного участка и выбора направления воздействия на пласты необходимо определить распределение запасов нефти по пластам. Алгоритм математической обработки статистических данных и программа расчетов приведены в приложении диссертации.

Установлено, что запасы нефти распределены на площади опытного участка неравномерно. Это необходимо учитывать при применении методов повышения нефтеотдачи пластов, где одним из основных принципов является вытеснение нефти из наименее нефтенасыщенных (с низкими линейными запасами нефти) зон в более нефтенасыщенные.

Аналогичные исследования проведены по пласту ЮВ₁. В частности показано, что линейные запасы нефти пласта по скважинам изменяются от 0.1 до 2.86 т/м² и в среднем по пласту составляют 1.3 т/м². Распределены по площади залежи довольно равномерно с их концентрацией в центральной части залежи.

Расчет балансовых запасов нефти опытного участка пласта БВ₁₀ проводился двумя способами: общепринятым объемным и с использованием карт линейных запасов нефти. Балансовые запасы нефти, определенные с использованием карт линейных запасов нефти, отличаются в меньшую сторону на 8% от балансовых запасов, определенных объемным методом. В связи с незначительным расхождением полученных значений балансовых запасов двумя методами балансовые запасы нефти горизонта БВ₁₀ принимаем по объемному методу и составляют по горизонту БВ₁₀ - 57287 тыс.т, по пласту БВ₁₀¹ - 34160 тыс.т, по пласту БВ₁₀² - 15798 тыс.т и по пласту БВ₁₀² - 6729 тыс.т.

Уточненные балансовые запасы нефти пласта ЮВ₁ составляют 14095 тыс.т. Полученные уточненные значения начальных балансовых запасов нефти на 1236 тыс. т или на 9.6% выше утвержденных в ГКЗ. В связи с незначительным различием запасов начальные балансовые запасы залежи принимаются равными 12859 тыс. т.

Для выявления влияния линейной скорости движения воды на содержание остаточной нефти опыты проводились при различных скоростях. Скорости устанавливались дискретно в пределах 0.10-70.9 м/сут. Испытания на отдельных моделях пласта проводились при 2-3 режимах подачи воды, охватывающих диапазон возможного изменения скорости движения закачиваемой воды в пласте и в прискважинной зоне. При этом на каждой скорости вытеснения вода фильтровалась до стабилизации остаточной нефтенасыщенности в модели пласта, но не менее трех поровых объемов. Нефтенасыщенность в процессе вытеснения определялась по изменению удельного электрического сопротивления образцов. Конечные значения остаточной нефтенасыщенности в образцах после разгрузки кернодержателя контролировались путем ретортной дистилляции.

Влияние линейной скорости фильтрации вытесняющей воды в основном сказывается при скоростях до 2-4 м/сут. При дальнейшем увеличении скорости фильтрации воды снижение содержания остаточной нефти столь незначительно, что практически не влияет на величину конечных результатов исследований.

Объем профильтрованной воды через модель пласта не оказывает определяющего влияния на содержание остаточной нефти в поровом пространстве коллектора. Как правило, для гидрофильных коллекторов уже после фильтрации через модель пласта 1.5-2.0 поровых объемов воды содержание остаточной нефти стабилизируется и практически при последующей фильтрации воды не изменяется. Для гидрофобных коллекторов объем закачиваемой воды до стабилизации содержания остаточной нефти существенно увеличивается и может составлять 4-6 поровых объемов модели пласта.

Исследования, где содержания остаточной нефтенасыщенности от начального нефтенасыщения моделей пласта при фиксированных значениях линейной скорости фильтрации воды имеют четкую тенденцию увеличения содержания остаточной нефти с ростом начальной нефтенасыщенности. Данный вывод указывает, что для коллекторов пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ Самотлорского месторождения в зонах их повышенного нефтенасыщения при заводнении пластов в промытых водой интервалах будет наблюдаться высокое содержание остаточной нефти, резко понижающее конечную нефтеотдачу пласта.

Из-за недостаточного объема исследований (отсутствие керна) для определения содержания остаточной нефти в коллекторах горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁ предлагается использовать весь накопленный материал по исследованию керна данных пластов месторождений Западной Сибири. Построена зависимость содержания остаточной нефти коллекторов от начального их нефтенасыщения с дифференциацией поля точек (значений) по линейной скорости фильтрации вытесняющей воды. Данная зависимость для пластов ЮВ₁ может быть описана следующим выражением:

$$K_{\text{он}} = 19 + (K_{\text{н}} - 30) \cdot (0.244 - 0.286 \cdot \lg V_{\text{лин}}),$$

где: $K_{\text{н}}$ - начальная нефтенасыщенность порового пространства коллекторов, %; $V_{\text{лин}}$ - линейная скорость фильтрации воды, м/сут.

Для пластов горизонта БВ₁₀ зависимость также описывается аналогичным выражением:

$$K_{\text{он}} = 26 + (K_{\text{н}} - 30) \cdot (0.211 - 0.153 \cdot \lg V_{\text{лин}}).$$

Полученные зависимости содержания остаточной нефти от линейной скорости фильтрации воды и начальной нефтенасыщенности коллекторов, а также перераспределение нефти (донасыщение нефтью недонасыщенных пород) в приконтурных зонах пласта и возможное ее недовытеснение в относительно высоконфтенасыщенных коллекторах при заводнении требуют пересмотра существующей системы воздействия на продуктивный пласт.

Для понимания общего процесса уплотнения песчано-алевролитовых пород при их естественном погружении был проведен анализ изменения коллекторских свойств от глубины залегания для узких литологических разностей осадков. Все образцы были разделены на три литологические группы:

1. Крупно- и среднезернистые песчаники с содержанием глинистого цемента менее 10%.
2. Средне- и мелкозернистые песчаники с содержанием глинистого цемента 10-20% и алевролиты с содержанием глинистого цемента менее 10%.
3. Мелкозернистые песчаники и алевролиты с содержанием глинистого цемента 10-20%.

Установлено, что изменение пористости пород-коллекторов с глубиной аналогично ее изменению, наблюдаемому при нагружении однотипных образцов избыточным давлением. При этом зависимость пористости от эффективного давления аппроксимируется многочленом второй степени:

$$K_{п} = a - v \cdot P_{эф} + c \cdot P_{эф}^2,$$

где $P_{эф}$ - эффективное давление для определенной глубины залегания пород, МПа.

Численные значения постоянных величин для литологических групп осадков составляют:

I группа $a=44.4$; $v=0.907$; $c=0.00464$;

II группа $a=41.6$; $v=0.977$; $c=0.0046$;

III группа $a=36.0$; $v=0.855$; $c=0.0032$.

Построены зависимости изменения проницаемости от величины изменения пористости для всех трех литологических групп коллектора, которые могут быть использованы при глубине залегания пластов 1750-2800 м.

Проведена оценка влияния необратимой деформации коллекторов при снижении пластового давления на дебит и продуктивность скважин пластов БВ₁₀ и ЮВ₁. Показано, что высокие депрессии на пласт с низкопроницаемыми коллекторами необратимо понижают продуктивность скважин. Особенно нежелательным является снижение пластового давления в обширных зонах пластов, представленных низкопроницаемыми коллекторами.

Во *втором разделе* проведен анализ текущего состояния разработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁.

В настоящее время пласт БВ₁₀ эксплуатируется 86 добывающими и 84 нагнетательными скважинами. Остальные простаивают из-за высокой обводненности продукции, низких нерентабельных дебитов по нефти,

аварийного состояния скважин и скважинного оборудования или переведены на вышележащие продуктивные горизонты.

Накопленная добыча нефти из залежи составляет около 61 млн.т. Текущая нефтеотдача пласта - около 30% при обводненности продукции 87%. Дебит нефти по скважинам колеблется от практически бесприточных до 52 т/сут при среднем дебите около 9 т/сут. Более 40% всего фонда скважин залежи имеет дебит менее 3 т/сут, эксплуатация которых является экономически нерентабельной. За последние годы среднегодовой процент падения добычи нефти составляет около 20%. При существующей системе разработки конечная нефтеотдача горизонта не превысит 33%. Количество добывающих скважин, эксплуатация которых рентабельна при проведении только текущего ремонта, составляет 13% от всех добывающих скважин. В 30% скважин затраты на проведение капитального ремонта скважин окупятся в течение 1-1,5 лет их эксплуатации.

Обводненность продукции скважин изменяется в пределах от 0 до 100%. В 2.5% добывающих скважин извлекается безводная нефть. В 34% скважин обводненность продукции превышает 97%, что делает эксплуатацию этих скважин нерентабельной при любых их дебитах по нефти.

Накопленная добыча нефти на скважину изменяется на опытном участке от десятков тонн до 250 тыс.т. Однако при этом добыча нефти в 40% скважин не компенсировала затраты на бурение и строительство скважин.

Из-за различного геологического строения пластов и их структуры запасов выработка пластов происходит неравномерно. Согласно балансовым запасам нефти и накопленному ее отбору, текущая нефтеотдача пласта БВ₁₀¹ составляет 36.8%, пласта БВ₁₀² - 25,6%, а пласта БВ₁₀³ - 10.0%. При этом в среднем по горизонту БВ₁₀ на опытном участке нефтеотдача равна 30.6%.

Согласно приведенным показателям разработки пластов, наибольший потенциал эффективного применения методов оптимизации разработки имеют пласты БВ₁₀² и БВ₁₀³. В настоящее время текущая нефтенасыщенность коллекторов в этих пластах существенно выше, чем в пласте БВ₁₀¹, что является основным показателем дополнительной добычи нефти.

Низкая текущая нефтеотдача пластов БВ₁₀² и особенно пласта БВ₁₀³ обусловлены высокой неоднородностью их строения и расчлененностью разрезов. Однако, на наш взгляд, определяющим фактором является отсутствие сформированной, согласно их геологическому строению, системы воздействия на пласты. Основная закачка воды ведется часто совместно с пластом БВ₁₀¹, что резко понижает охват пластов БВ₁₀² и БВ₁₀³ заводнением. В связи с этим необходимо сформировать отдельную, более жесткую систему

заводнения пластов БВ₁₀² и БВ₁₀³ с переводом под закачку ряда добывающих скважин.

Аналогичные исследования проведены по пласту ЮВ₁. Из-за ограниченности объема автореферата они не приведены.

Коэффициент использования нефтедобывающих скважин участка составляет 0.8. В длительном бездействии скважины находятся в связи с ожиданием и проведением тяжелых ловильных работ. В простое (в среднем 25 суток) скважины ожидают ремонт из-за дефицита мощности и оборудования.

Расчеты базовой добычи нефти проводились двумя способами: с использованием характеристик вытеснения; по зависимости накопленной добычи нефти от времени разработки с предварительной оценкой извлекаемых запасов и ожидаемого темпа падения добычи нефти по мере обводнения продукции. После проведенных расчетов и взаимной корректировки полученных двумя способами результатов составлялась базовая добыча нефти по объектам.

Извлекаемые запасы нефти пласта БВ₁₀ составили 18753 тыс. т., а конечная нефтеотдача пласта оценивается около 32.2%. Исходя из существующих темпов падения добычи нефти, была проведена оценка активного (добыча нефти более 5 тыс. т) срока разработки опытного участка, который составил около 18 лет. К 2005 году горизонт будет эксплуатироваться в условиях высокой обводненности, составляющей около 95.4%. Нефтеотдача пласта составит 32.4%, а накопленная добыча нефти достигнет 18480 тыс. т при добыче накопленной воды 28250 тыс.м³.

При расчете базовой динамики добычи нефти по пласту ЮВ₁ также использовалась зависимость накопленной добычи нефти от времени разработки с учетом показателей падения добычи нефти, построенная по результатам работы каждой скважины. При этом падение добычи нефти отдельно по каждой скважине определялось за последние 3-4 года. В том случае, когда падение годовой добычи нефти превышало 50% от предыдущего года или было отрицательным, бралось среднее значение за 2-3 года работы скважины.

Обводненность продукции скважин к 2005 г. составит около 97% со средним дебитом нефти 4.1 т/сут. Нефтеотдача пласта составит около 32.4%, а накопленная добыча нефти - 4153.8 тыс. т при добыче накопленной воды 5215.5 тыс.м³.

В третьем разделе дано научное обоснование технологии доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁.

Применение технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов является в настоящее время важнейшей задачей. В

особенности это относится к пластам БВ₁₀ и ЮВ₁, находящимся в осложненных геолого-физических условиях, в которых сосредоточено свыше 50% текущих балансовых запасов нефти.

На основании анализа особенностей геологического строения пластов БВ₁₀ и ЮВ₁, физико-химических свойств их флюидов, текущих показателей разработки продуктивных пластов, а также имеющегося промышленного опыта применения технологий повышения нефтеотдачи как на Самотлорском месторождении, так и в целом в Западной Сибири, предложено восемь технологий повышения нефтеотдачи пластов и объемы их применения в рамках системной технологии воздействия на пласт, в том числе химическое, виброволновое, гидровакуумное воздействия, перфорационные работы, ГРП, изоляционные работы, комплексное воздействие и бурение вторых стволов.

Сущность технологии применения кислотосодержащих составов заключается в чередующейся закачке в продуктивные пласты через нагнетательные скважины, в зависимости от геологического строения и состояния разработки, различных по составу и свойствам оторочек растворов и суспензий химреагентов и материалов. Подвижность оторочек способствует перемещению нефти в эти слои и интервалы из низкопроницаемых и не охваченных заводнением. Оторочками растворов и суспензий химреагентов являются: раствор высококонцентрированной глинокислоты; ПАВ - солянокислотный раствор; раствор высококонцентрированной соляной кислоты; раствор высококонцентрированной глинокислоты с ПАВ и борной кислотой; глинистая суспензия в растворе КМЦ; глинистая суспензия в растворе ПАВ; торфяная суспензия в концентрированном растворе соляной кислоты; водный раствор ПАВ с лигносульфонатом; раствор высококонцентрированной соляной кислоты с лигносульфонатом и ПАВ; раствор ПАВ, эмульгала, ГКЖ-11, органического растворителя и воды; глинистая суспензия КМЦ и ПАВ; раствор КМЦ, лигносульфоната и бихромата; раствор полиакриламида, лигносульфоната и бихромата.

Использование технологии основано на способности химреагентов активно, а при чередующейся закачке оторочек селективно воздействовать на прослой и интервалы пласта, на породообразующие минералы и насыщающие поровое пространство пород флюиды, образовывать вязкие и стойкие эмульсии, создавать разность электрических потенциалов между промытыми и непромытыми кислотосодержащими составами интервалами продуктивного пласта, увеличивать проницаемость низкопроницаемых прослоев пласта и другое.

На основании геолого-физических критериев на опытном участке горизонта БВ₁₀ подобрано 11 участков с нагнетательными скважинами, имеющих высокий потенциал по увеличению нефтеотдачи пласта за счет закачки кислотосодержащих составов. Для пласта ЮВ₁ подобрано 5 участков с нагнетательными скважинами, отвечающих всем необходимым требованиям для успешного применения технологии.

Показано, что за счет применения в 1995-1996 гг. кислотосодержащих составов в 16 скважинах горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁ за 10 лет эксплуатации скважин участков воздействия дополнительно будет добыто около 239 тыс. т нефти. При этом по скважинам 11 участков воздействия горизонта БВ₁₀ дополнительная добыча нефти на конец 2004 г. оценивается в пределах 175.6 тыс. т, а по скважинам 5 участков воздействия пласта ЮВ₁ – в 63,4 тыс. т.

Из зарубежного опыта эксплуатации низкопродуктивных скважин наибольший эффект достигается при использовании гидроразрыва пласта (ГРП). На Самотлорском месторождении в 1993 г. в 9 низкопродуктивных скважинах пластов БС₈⁰, БС₁₀ и ЮВ₁ был проведен массивированный гидроразрыв пласта. Эффективность проведенных работ составила около 78 %, принимая скважины 12216 и 12447 как неэффективные с дополнительной добычей нефти 0,28-0,67 тыс. т.

Оценка экономической эффективности применения ГРП на Самотлорском месторождении показала, что за 1-1.5 года эксплуатации скважин после ГРП в 56% скважин наблюдается экономический эффект, который на дату оценки составил 1015 млн. руб. До конца эксплуатации окупаемость затрат на проведение ГРП произойдет в 67% скважин и общий экономический эффект оценивается в 4194 млн. руб.

Анализ особенностей геологического строения и истории разработки залежей на участках проведения ГРП показал, что их эффективность определяется степенью обводненности продукции, начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала ГРП, неоднородностью строения пласта и расчлененностью его разреза, изолированностью интервала ГРП мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта на участке воздействия. Все сказанное позволило рекомендовать геолого-физические критерии при выборе низкообводненных добывающих скважин для ГРП.

По данным критериям на опытном участке горизонта БВ₁₀ можно проводить ГРП в 10 скважинах. Средние параметры пласта в этих скважинах, определяющие эффективность ГРП, значительно выше граничных значений,

приведенных выше, и согласно статистическим данным, дополнительная добыча нефти в среднем на одну скважину до конца ее эксплуатации составит около 15 тыс. т.

Для пласта ЮВ₁ предложенные критерии выбора скважин удовлетворяют для пяти скважин. Согласно значениям параметров пласта в этих скважинах, дополнительная добыча нефти после проведения в них ГРП оценивается в 12,6 тыс. т.

Таким образом, за счет проведения ГРП в 15 скважинах горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁ за 10 лет эксплуатации дополнительная добыча нефти этих скважин оценивается в пределах 219,5 тыс. т. При этом по 10 скважинам горизонта БВ₁₀ дополнительная добыча нефти на конец 2004 г. оценивается в 157,4 тыс. т, а по пласту ЮВ₁ - в 62,1 тыс. т.

На значительной площади опытного участка из-за отсутствия скважин или их низкой продуктивности пласты БВ₁₀² и БВ₁₀³ практически не затронуты разработкой. Предлагается невыработанные участки пластов БВ₁₀² и БВ₁₀³ эксплуатировать за счет бурения вторых, отклоняющихся стволов в высокообводненных скважинах пласта БВ₁₀¹. Для бурения второго ствола в отобраны пять высокообводненных и не перспективных для повышения добычи нефти скважин пластов БВ₁₀² и БВ₁₀³. Ожидаемая добыча нефти из этих пластов вторым стволом оценивается в 22-24 тыс. т. Такая конечная добыча нефти определяется степенью выработки пласта на намеченных участках, эксплуатирующих пласты БВ₁₀² и БВ₁₀³, а также средней добычей нефти на скважину, которая составляет около 4 2 тыс. т.

Высокие линейные запасы нефти пласта ЮВ₁ в слабо выработанных зонах позволяют оценить добычу нефти из них вторыми стволами в пределах 20-22 тыс. т. Предполагается бурение вторых стволов в трех скважинах пласта ЮВ₁. При получении ожидаемых результатов в последующие годы проводку вторых стволов за конус обводнения можно провести еще в семи скважинах.

Добыча нефти из горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁ за счет бурения вторых стволов в 26 скважинах оценивается в пределах 556.2 тыс. т до 2004 года. При этом из горизонта БВ₁₀ будет добыто около 343.9 тыс. т нефти, а из пласта ЮВ₁ - 212.3 тыс. т.

В работе рекомендуется применять комбинированный вариант изоляции водопритоков в нагнетательных и добывающих скважинах путем применения осадков гелеобразующих композиций в пласте. Предварительно в пласт закачиваются чередующимися оторочками раствор силиката натрия и бишофита, а затем в пласт закачивается гелеобразующая композиция на основе силиката натрия.

В течение последних семи лет, на опытных участках проведены работы по изоляции водопритоков осадко- и гелеобразующими композициями в 66 скважинах горизонта БВ₁₀ и в 27 скважинах пласта ЮВ₁. За счет ее применения дополнительно будет добыто 382 тыс. т нефти по скважинам горизонта БВ₁₀ и 165 тыс. т - по скважинам пласта ЮВ₁, а в сумме по обоим участкам – 547 тыс. т.

С учетом изложенного выше для участка ОПР рассматриваются два возможных варианта его доработки:

- вариант 1 (базовый) - реализация существующей системы разработки без каких-либо ее изменений во времени;
- вариант 2 - реализация на участке ОПР рассмотренных в предыдущем разделе восьми технологий воздействия на пласты и призабойные зоны скважин.

С учетом экспериментального характера работ на участке, продолжительности проявления эффекта от различных технологий, желания получить результаты в кратчайшие сроки и в полном масштабе выбран проектный срок разработки по вариантам - 11 лет.

В работе рассмотрены также варианты 3 и 4, отличающиеся от вариантов 1 и 2 масштабами внедрения технологий практически на всей территории деятельности:

- вариант 3 (базовый) - реализация существующих систем разработки горизонта БВ₁₀ Самотлорского, пластов ЮВ₁ Мыхпайского и Самотлорского месторождений без каких-либо их изменений во времени (расширенный участок ОПР);
- вариант 4 - реализация на расширенном участке тех же восьми технологий воздействия на пласты и призабойные зоны скважин, рассматриваемых в варианте 2.

Варианты 3 и 4 предложены на случай оперативного расширения ОПР при условии быстрого подтверждения их эффективности на экспериментальном участке. Проектный срок оставлен без изменения - 11 лет.

Сопоставление рассматриваемых вариантов разработки как по пластам, так и в целом по участкам показало, что за счет применения технологий максимальный годовой прирост добычи нефти составит 1.0 млн. т (в 1997 году), коэффициент нефтеизвлечения за 10 лет возрастет на 3 - 4 пункта. За рассматриваемый период разработки на экспериментальном участке добывается дополнительно к базовому варианту 2.516 млн. т нефти, на расширенном участке - 6.291 млн. т.

Для прогнозирования эффективности применяемых технологий доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ предложен последовательный анализ Вальда. Составлены таблицы диагностических коэффициентов, позволяющие провести раннюю диагностику эффективности методов СКО, СКО+ГФ, ГКО, ГКО+ГФ, ГКС, ГРП и ВВ (виброволновое воздействие).

Для принятия решения – проводить или не проводить ОПЗ в той или иной скважине, определены основные соотношения диагностической процедуры. Для химических методов увеличения нефтеотдачи пластов основное

соотношение имеет вид: $-3,01 < \sum_n^m ДК(X_i^j) < 0,23$, для ГРП: $-0,2 < \sum_n^m ДК(X_i^j) < -0,1$

для пластов ЮВ₁ и $-0,4 < \sum_n^m ДК(X_i^j) < -0,3$ для пластов БВ, а также

$2 < \sum_n^{mь} ДК(X_i^j) < 6$ для ВВ, которые приведены в приложении.

Четвертый раздел посвящен анализу результатов внедрения технологии доработки на рассматриваемых пластах.

Для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти на Самотлорском месторождении широко применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, различные методы обработки призабойной зоны пластов, ограничение водопритоков и т.д. Совокупный объем работ по увеличению дополнительной добычи нефти с применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов из года в год растет. Объем добычи нефти на Самотлорском месторождении в 1993 г. составил 26499 тыс. т, в 1994 г. – 23152 тыс. т, 1996 г. – 19615 тыс. т, 1998 г. – 18108 тыс. т, а в 2000 г. – 18950 тыс. т. При этом дополнительная добыча нефти за счет применения различных методов интенсификации добычи в 1993 г. составила 5,1 % от общей добычи, в 1994 г. – 7,7 %, 1996 г. – 19%, 1998 г. – 25,1 %, а в 2000 г. – 31,7 %. Эти данные наглядно показывают роль методов увеличения нефтеотдачи пластов на Самотлорском месторождении.

До 1994 года на Самотлорском месторождении были проведены 259 скважино-операций по гидравлическому разрыву пластов. При этом эффективность на 1 скв.-операцию составила 4,79 тыс. тонн. В 1994 году эффективность составила 11,4 тыс. тонн на 1 скв.-операцию, в 1996 – 5,8 тыс. т, в 1998 г. – 14,5 тыс. тонн, а в 2000 г. – 13,3 тонн. Эти данные наглядно указывают, с одной стороны, на эффективность ГРП, с другой – на необходимость подбора скважин под операцию ГРП.

В последние годы достаточно широко применяются селективные изоляции для ограничения водопритоков. В 1994 г. эффективность на 1 скв.-операцию составила 7,9 тыс. т против 0,8 тыс. тонн в 1993 г. В 1996 году она уже составила всего 1,9 тыс. т, в 1998 г. – 1,36 тыс. т, а в 2000 г. – 1,03 тыс. т. Заметим, что массовое применение методов ограничения водопритоков приводит к снижению эффективности скважино-операции. Аналогичная картина наблюдается и по остальным методам.

На объектах испытания ЮВ₁ и БВ₁₀ Самотлорского месторождения для интенсификации добычи нефти было использовано более 8 технологий. Все они являются дорогостоящими технологиями. Например, самой дешевой технологией является гидровакуумное воздействие с эффективностью 457 т на одну скважино-операцию. По эффективности они расположились так: виброволновое воздействие (1307 т), перфорационные работы (652,2 т), химическое воздействие (523 т), гидровакуумное воздействие (457 т), комплексное воздействие (210 т) и перфорационные работы совместно с химическим воздействием (-19,4 т). Последнее показывает, что совмещение перфорационных работ с химическим воздействием не дает эффекта.

Наиболее дорогим методом воздействия на пласт является гидроразрыв. Средние затраты на одну скважино-операцию составляют 909792 руб., а эффективность - 1004 тонн. Сравнивая ГРП с другими методами, видим, что он эффективнее перфорационных работ в 1,54 раза, гидровакуумного воздействия - в 2,2 раза, химического воздействия - в 1,92 раза и т.д. Заметим, что на других объектах ГРП значительно эффективнее, чем на объектах ЮВ₁ и БВ₁₀.

Метод селективной изоляции по ограничению водопритоков в пластах является достаточно дорогим (средние затраты более 680 тыс. руб.) и эффективным (595 т на 1 скв.-опер.). Селективная изоляция в 1,33 раза дешевле, чем технология ГРП и в 1,5 и более раз дороже других методов ОПЗ.

В период с 1990 по 1994 года среднедействующий фонд составил 683 скважины, со средним дебитом по жидкости 40,36 т/сут, с обводненностью 77,1%. При этом среднедействующий фонд нагнетательных скважин составил 128 скважин. В период с 1995 по 2001 г.г. среднедействующий фонд добывающих скважин уменьшился на 156 скважин, нагнетательных скважин – на 10. Средний дебит действующих скважин увеличился на 3 т/сут, а обводненность – на 3,5 %.

Коэффициент нефтеизвлечения в период с 1996 по 2001 год увеличился от 0,299 до 0,32. Среднегодовой коэффициент нефтеизвлечения составил 0,306 против 0,278 в 1990-1994 годах. Среднегодовой темп роста коэффициента нефтеизвлечения до внедрения составил 0,0056, а после - 0,0042.

Отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов за рассматриваемый период вырос от 62,1 % в 1993 г. до 67,7 % в 2001г. Темп роста составил 0,848 %. До 1994г. –1,166%.

Темп отбора текущих извлекаемых запасов показывает, что среднегодовой темп отбора до 1994 г. составил 3,124 %, после - 2,57 %. При этом темп падения отбора текущих извлекаемых запасов до 1994 г. составил 32 %, а после внедрения геолого-технических мероприятий – 0,04 %.

Действующий фонд нагнетательных скважин после 1995 года значительно уменьшился. Это уменьшение сказалось на компенсации текущего отбора. В 1994 г. компенсация текущего отбора составляла 148,6 %, а после – 113,1 %. При этом нам удалось стабилизировать темпы обводнения скважинной продукции, дебитов скважин по нефти и жидкости, а, самое главное, достигнуть значительного уменьшения темпа падения отбора извлекаемых запасов. До 1994 года темп падения компенсации текущего отбора составлял 0,65 %, а в период с 1995 по 2001 годы - всего 0,1 %.

Полученные результаты показали эффективность рекомендованных для внедрения автором геолого-технических мероприятий на горизонте БВ₁₀, несмотря на всеосложняющие условия доразработки Самотлорского месторождения. Заметим также, что до 1995 года наблюдается снижение дебитов действующих скважин. Среднегодовой темп падения дебитов скважин составлял 2,04 т/сут, а после внедрения геолого-технических мероприятий дебиты скважин начали из года в год увеличиваться. Среднегодовой темп роста составляет 3,18 т/сут.

Динамика показателей разработки объекта ЮВ₁ после внедрения геолого-технических мероприятий показала, что действующий фонд добывающих скважин в период с 1995 по 2001 годы вырос от 118 до 147 скважин. Среднегодовой действующий фонд составил 123 скважины. До 1994 года среднегодовой действующий фонд скважин составлял 75 скважин, то есть увеличился на 48 скважин. Наблюдается также увеличение нагнетательного фонда скважин от 11 до 34 скважин. Среднегодовой нагнетательный фонд скважин до 1994 года составлял 10 скв., а после 1995 года – 22 скв., то есть увеличение произошло на 12 скважин. При таком росте нагнетательного фонда скважин средняя обводненность продукции действующего фонда увеличилась с 50 % до 75,4 % после 1995 года. А среднегодовой дебит действующих скважин по жидкости после внедренных мероприятий в 1995-2001 годы составил 29 т/сут против 32,2 т/сут до 1994 г. При этом характерным является то, что до 1994 г. темп падения дебита составил 3 т/сут, а после 1995 г. достигнут рост дебитов скважин. Темп роста составил 3,34 т/сут. Заметим также, что после

внедренных мероприятий удалось стабилизировать среднегодовой темп роста обводненности продукции скважин в пределах 0,84%. До 1995 года среднегодовой темп роста составлял 5,2 %.

Характерной является также стабилизация среднегодового роста дебитов действующих скважин по нефти в пределах 0,84 т/сут, так как до внедрения мероприятий наблюдалось снижение дебитов скважин. Среднегодовой темп падения составлял 3,1 %.

Полученные данные показывают эффективность внедренных технологий по доработке низкопроницаемого пласта ЮВ₁ в условиях Самотлорского месторождения. Показано, что в период с 1995 по 2001 г. коэффициент нефтеизвлечения вырос от 0,098 до 0,148. При этом среднегодовой коэффициент нефтеизвлечения составил 0,124, а темп роста - 0,0086. До 1995 года среднегодовой коэффициент нефтеизвлечения составил 0,09, а темп роста - 0,0032, то есть в 2,7 раза меньше, чем после внедрения технологий. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов после внедренных технологий вырос от 27,06 % в 1995 г. до 40,72 % в 2001г. При этом среднегодовой темп роста отбора от утвержденных извлекаемых запасов составил 2,366 % против 1,56 % до внедрения ранее рекомендованных геолого-технических мероприятий.

Большой интерес представляет исследование темпов отбора текущих извлекаемых запасов от внедренных технологий по увеличению нефтеотдачи пластов. Этот показатель колеблется от 1,54 % в 1995 г. до 5,58 % в 2001 г. Средний темп отбора текущих извлекаемых запасов после внедренных технологий составил 3,39 % против 2,39 % до 1995 года. Среднегодовой темп роста отбора текущих извлекаемых запасов составил 0,258 до 1995 г., а после внедренных ГТМ – 0,612%.

Важную роль в разработке нефтяных месторождений играет компенсация текущих отборов. Анализ данных показал, что до внедрения ГТМ по интенсификации добычи нефти компенсация текущих отборов составила 215,3%, после 1995 г. – 102,4%, то есть внедренные технологии позволили, с одной стороны, стабилизировать обводненность продукции действующих скважин, а с другой, - увеличить темпы роста отбора извлекаемых запасов при 100 % компенсации текущих отборов.

Важным показателем эффективности применения рекомендованных технологий доработки низкопроницаемых пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ является текущий коэффициент их нефтеотдачи. Анализ прогнозных технологических показателей разработки расширенного участка базового варианта №3 и варианта №4 с воздействием показали, что эксперименты проведены не в чистом виде, так как не все рекомендованные значения параметров выдержаны.

Например, отношение количества добывающих к числу нагнетательных скважин в базовом варианте №3 и в варианте №4 с воздействием равно 3, то есть на три добывающие скважины приходилась одна нагнетательная. Фактически же пласты БВ₁₀ и ЮВ₁ разрабатывались при соотношении пять к одному. Анализу подверглись данные по всему добывающему и нагнетательному фонду скважин. Эти отклонения не позволили обеспечить прогнозную величину текущей нефтеотдачи. По варианту №4 мы должны были обеспечить за период с 1995 по 2001г. среднегодовую текущую нефтеотдачу 33,1%. Фактически же обеспечили только 30,5%. Сравнение фактических данных с прогнозируемыми вариантами показали, что по варианту №3 превышение значения текущей нефтеотдачи пластов составляет 3,2%, а по варианту №4 – 8%. Это позволяет утверждать, что методика обоснования технологии доработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ имеет хорошую сходимость с фактическими данными и может быть рекомендована к применению при доработке других объектов.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Установлено, что балансовые запасы нефти, определенные с использованием карт линейных запасов нефти, отличаются в меньшую сторону на 8% от балансовых запасов, определенных объемными методами и запасы нефти на горизонте БВ₁₀ распределены по площади неравномерно, а в пласте ЮВ₁ концентрированы в центральной части залежи.
2. Полученные зависимости содержания остаточной нефти от линейной скорости фильтрации воды и начальной нефтенасыщенности коллекторов, а также перераспределение нефти в приконтурных зонах пласта и возможное ее недовытеснение в относительно высоконасыщенных коллекторах при заводнении требуют пересмотра существующей системы воздействия на продуктивный пласт.
3. Показано, что высокие депрессии на пласт с низкопроницаемыми коллекторами необратимо понижают продуктивность скважин. Особенно нежелательным является снижение пластового давления в обширных зонах пластов, представленных низкопроницаемыми коллекторами.
4. Расчет прогнозной (базовой) добычи нефти и воды по пластам БВ₁₀ и ЮВ₁ показал, что они будут эксплуатироваться в условиях высокой обводненности, составляющей более 95%. Нефтеотдача пластов

составит 32,4%, а накопленная добыча нефти по пластам достигнет 18480 и 4153,8 тыс. т. при добыче накопленной воды 28250 и 5215,3 тыс. м³. соответственно.

5. По мере повышения обводненности продукции скважин в них рекомендуется бурение вторых отклоняющих стволов для эксплуатации или комбинированного варианта изоляции водопритокков в скважинах путем применения осадков гелеобразующих композиций в пласте.
6. Установлено, что эффективность технологии ГРП определяется степенью обводненности продукции начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала ГРП, неоднородностью строения пласта и его расчлененностью разреза, изолированностью интервала ГРП мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта.
7. Показано, что внедрение рекомендованных технологий доразработки низкопроницаемых пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ позволило увеличить коэффициент нефтеизвлечения, уменьшить кратно темп падения отбора текущих извлекаемых запасов и увеличить обводненность добываемой продукции до 3,5% на фоне значительного уменьшения фонда добывающих и нагнетательных скважин.
8. На основе сравнения фактических данных с прогнозируемыми вариантами установлено, что прогноз по базовому варианту превышает фактические данные на 3,2%, а по варианту с воздействием - на 8%. Поэтому методика обоснования технологии доразработки пластов БВ₁₀ и ЮВ₁ рекомендуется к применению при доразработке низкопроницаемых горизонтов.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Галеев Ф.Х. Унифицированная методика оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий /Шахвердиев А.Х., Галеев Ф.Х., Мандрик И.Э., Чукчеев О.А.//Материалы второй Азербайджанской международной каспийской конференции по нефти и газу. – Баку: Изд. ГКНТ АР, 1996.
2. Галеев Ф.Х. Программно-технологический комплекс «Насос»/ Уразаков К.Р., Алексеев Ю.В., Галеев Ф.Х. и др.// Нефть, газ и бизнес. - 2001. – Вып. 3. – С. 39-41.

3. Галеев Ф.Х. Результаты применения программно-технологического комплекса «Насос» на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири / Уразаков К.Р., Андреев В.В. Галеев Ф.Х. и др.//Проблемы энерго и ресурсосбережения в нефтегазодобывающей отрасли: Тез. док. специализ. науч. секции третьего конгресса нефтепромышленников России – Уфа: Изд. Башнипинефть, 2001.
4. Галеев Ф.Х. Определение основных параметров газоводонефтяной смеси с пеной в межтрубном пространстве / Галеев Ф.Х., Янтурин А.А., Уразаков К.Р.// Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли: Тез. докл. науч.-практ. конф., посвященной 70-летию башкирской нефти. – Уфа: Изд. Башнипинефть, 2002. – С.119-120.
5. Галеев Ф.Х. Исследования газонефтяной смеси в межтрубном пространстве и ее влияние на работу скважины / Галеев Ф.Х., Янтурин А.А., Исмагилов Р.Г.// Роль региональной отраслевой науки в развитии нефтедобывающей отрасли: Тез. докл. науч.-практ. конф., посвященной 70-летию башкирской нефти. – Уфа: Изд. Башнипинефть, 2002. – С.175-176.
6. Галеев Ф.Х. Особенности геологического строения пластов БВ₁₀ Самотлорского месторождения /Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.34-41.
7. Галеев Ф.Х. Особенности геологического строения пласта ЮВ₁/Галеев Ф.Х., Кучумов Рубин Р., Муфтахутдинова Э.Б.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.47-53.
8. Галеев Ф.Х. Исследование влияния пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства песчано-алевритовых пород /Кучумов Р.Я., Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.58-64.
9. Галеев Ф.Х. Анализ работы добывающего и нагнетательного фонда скважин // Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.72-76.
10. Галеев Ф.Х. Обоснование базовой добычи нефти на опытном участке горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁/ Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р.//

- Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.82-87.
11. Галеев Ф.Х. Исследование технологической эффективности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти /Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.91-97.
 12. Галеев Ф.Х. Научное обоснование технологий воздействия на пласты БВ₁₀ и ЮВ₁ /Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р., Кучумов Рубин Р.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.104-110.
 13. Галеев Ф.Х. Обоснование изоляции водопритоков осадко-гелеобразующими композициями и бурения стволов в высокообводненных скважинах// Галеев Ф.Х., Муфтахутдинова Э.Б. // Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.116-123.
 14. Галеев Ф.Х. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий по доработке низкопроницаемых пластов БВ₁₀ и ЮВ₁/ Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.165-171.
 15. Галеев Ф.Х. Исследование динамики показателей эффективности доработки горизонта БВ₁₀ и пласта ЮВ₁ / Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Я.// Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.179-188.
 16. Галеев Ф.Х. Исследование балансовых запасов нефти // Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.189-194.
 17. Галеев Ф.Х. Анализ состояния разработки пластов БВ₁₀ Самотлорского месторождения// Галеев Ф.Х., Кучумов Р.Р. // Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.203-210.
 18. Галеев Ф.Х. Анализ состояния разработки пластов ЮВ₁ Самотлорского месторождения //Галеев Ф.Х., Кучумов Рубин Р., Муфтахутдинова Э.Б. // Сб.научн.трудов «Моделирование технологических процессов нефтедобычи». – Тюмень: «Вектор-Бук», Вып. 4. 2003. – С.217-223.

Подписано к печати __.__.2004 г.

Заказ №_____

Формат 60x84 ¹/₁₆

Отпечатано на RISO GR 3750

Бум. писч. №1

Уч.- изд.л. 1.2

Усл.печ.л. 1.2

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования

«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»

625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52