

0-735547

На правах рукописи

АХМЕТОВНА ИЛЬЗАНГИРОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ
ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ
ИЗ МНОГОПЛАСТОВОГО ОБЪЕКТА
ЦИКЛИЧЕСКИМ ЗАВОДНЕНИЕМ**

Специальность **25.00.17**

«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Альметьевск - 2003 г.

Работа выполнена в ОАО «Татнефть»

Научный руководитель
доктор техн. наук

Хисамудинов Н. И.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, с.н.с.

Р.Т. Фазлыев

кандидат технических наук, доцент

Г.М. Мельников

Ведущая организация:

УФ "ЮганскНИПИнефть"

Защита состоится 3 июля 2003 г. в 13 часов на заседании диссертационного **совета** Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектно институте нефти (**ТатНИПИнефть**) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. **Бугульма**, ул. **М. Джалиля**, 32

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

Автореферат разослан 30 мая _____ 2003 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
доктор техн. наук, с.н.с.



Р.З.Сахабудинов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В период истощения основных запасов нефти на месторождениях **Урало-Поволжья** за счет первоочередной выработки высокопродуктивных высокопроницаемых коллекторов, все большее количество остаточных запасов переходят в категорию трудноизвлекаемых. В таких условиях сложившиеся стационарные системы разработки месторождений становятся малоэффективными. Использование технологий нестационарного заводнения (НЗ) на месторождениях Татарстана дало значительный эффект. Однако, как показывает практика, длительное применение одной и той же технологии НЗ приводит к снижению ее эффективности. Поэтому применяемые технологии нефтеизвлечения претерпевают постоянные* изменения в плане их совершенствования. Вместе с тем, следует отметить, что достаточно эффективной технологии выработки трудноизвлекаемых запасов нефти нефтяная промышленность России пока не имеет. В связи с этим многие производственные предприятия по добыче нефти в рамках своей научно-производственной деятельности углубляют объемы исследований по совершенствованию нестационарных систем заводнения водой и другими **нефтьевытесняющими** агентами для вовлечения и интенсификации отбора трудноизвлекаемых запасов. Представленная работа посвящена изучению и решению этой проблемы.

Цель работы. Совершенствование технологий выработки остаточных запасов из **пространственно-неоднородного** многопластового объекта на основе перевода скважин в нестационарный режим работы с параметрами эксплуатации, определяемыми индивидуально по группам скважин.

Основные задачи работы.

1. Анализ применяемых технологий нестационарного заводнения на примере **Восточно-Сулеевской** площади с целью оценки их эффективности на современном этапе разработки и определения новых направлений по их совершенствованию.
2. Изучение причин формирования застойных, недренлируемых зон в многопластовых пространственно-неоднородных объектах и определение возможности подключения запасов, сосредоточенных в застойных зонах, к дренированию с помощью перевода скважин в нестационарный режим работы.
3. Совершенствование технологий нестационарного заводнения в условиях изменения пластового и забойного давлений и перевода добывающих и нагнетательных скважин в циклический режим эксплуатации.

4. Разработка методики выбора объектов для применения предложенной технологии нестационарного заводнения.
5. Разработка рекомендаций по совершенствованию системы нестационарного заводнения коллекторов на Восточно-Сулеевской площади и промышленные испытания новой технологии в промышленных условиях.

Методы исследований. При решении поставленных задач использовались современные статистические методы обработки промысловой и геофизической информации, методы математического моделирования процессов фильтрации жидкостей в пространственно неоднородных коллекторах с применением различных вычислительных алгоритмов, промышленное испытание предложенной технологии.

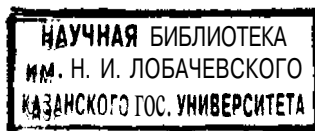
Научная новизна.

1. Предложена методика определения зоны воздействия вытесняющего агента на остаточные запасы нефти путем оценки областей подвижности нефти в пространственно неоднородном пласте по величине градиента поля давлений.
2. Установлены периоды оптимального использования различных видов циклического заводнения пластов в зависимости от стадии разработки месторождения.
3. Разработана новая технология нестационарного нефтеизвлечения, отличительная особенность которой заключается в группировании скважин, гидродинамически связанных с выделенной нагнетательной скважиной, по ряду показателей разработки (обводненность, **водожидкостный** фактор) и назначении для каждой группы скважин своего режима нестационарной работы и переводу нагнетательной скважины в периодический режим работы.

Основные защищаемые положения.

1. Методика определения зон влияния закачиваемого агента на остаточные извлекаемые запасы нефти.
2. Новая технология нестационарного нефтеизвлечения, сочетающая эффективность циклической работы нагнетательной и добывающих скважин с преимуществами эксплуатации скважин при смене направления фильтрационного потока.
3. Расчет параметров новой технологии нестационарного нефтеизвлечения и методика выбора объекта для применения данной технологии.

Достоверность полученных результатов достигалась в результате применения современных методов **математического** моделирования, анализа и апробации результатов численного исследования на промысловых объектах.



Практическая ценность. Разработана и опробована в промышленных условиях на участке Восточно-Сулеевской площади новая технология нестационарного нефтеизвлечения с положительным технологическим и экономическим эффектом. По результатам опробования разработаны инструкция и предложения по внедрению технологии на других участках Восточно-Сулеевской площади.

Апробация работы. Результаты диссертационной работы и основные ее положения докладывались и обсуждались на конференциях РМНТК «Нефтеотдача» и ВНИИнефть (г.Москва, 1995-2001г.г.), институте «ТатНИПИнефть» и ОАО «Татнефть» (1995-2002 г.г.), на республиканской комиссии по разработке нефтяных месторождений (РКР), (г.Казань, 1999-2002 г.г.).

Публикации.

По теме диссертации опубликовано **18** научных работ, в том числе 14 статей, и получено 4 патента РФ. В работе представлены результаты исследований, выполненных лично автором, а также в соавторстве с сотрудниками ОАО «Татнефть» и НПО «Нефтегазтехнология» в 1998-2002 гг. В **работах**, написанных в соавторстве, соискателю принадлежит постановка задач, методы исследования и обобщения данных, апробация новых методик и авторский надзор за проведением ОПР на месторождении.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, основных выводов и рекомендаций, изложена на 155 страницах машинописного текста и содержит 71 рисунок, 20 таблиц, список использованных источников из 155 наименований.

Содержание работы.

Во введении определены основные задачи исследования, цель научной работы, научная **новизна**, основные защищаемые положения и практическая ценность.

Первая глава посвящена аналитическому обзору научно-технической литературы по проблеме нестационарных процессов фильтрации жидкостей в пласте и применению технологий циклического заводнения. Обзор показал, что со времени первых публикаций в конце **50-начале** 60-х годов о сущности метода и предварительных результатах его применения **был** выполнен значительный объем теоретических, экспериментальных и промысловых исследований, позволивших раскрыть физическую сущность нестационарных процессов фильтрации в пласте и разработать разнообразные модификации циклического заводнения для применения их в промышленных масштабах. Результаты этих исследований были обобщены в работах **сле-**

дующих ученых: Боксермана А.А., Губанова А.И., Желтова Ю.П., Кочешкова А.А., Оганджянца В.Г., Сургучева М.Л., Цынковой О.Э., Гавуры В.Е., (ВНИИнефть), Муслимова Р.Х., Блинова А.Ф., Ахметова З.М., Шавалиева А.М., Лысенко В.Д., Мухарского Э.Д., Хисамова Р.Б., Юсупова И.Г. (ТатНИПИнефть), Зайдель Я.М., Леви В.И. (БашНИПИнефть) и др.

Теоретические и экспериментальные исследования, а также результаты промысловых испытаний легли в основу руководящих документов по проектированию и промышленному внедрению технологий циклического заводнения. Дальнейшие исследования нестационарных процессов фильтрации все в большей степени относятся к расчетам по выбору параметров технологий для конкретных месторождений и анализу результатов их применения.

Анализ результатов применения циклического заводнения показывает, что технологии НЗ широко используются на месторождениях Западной Сибири, Татарии, Самарской области, в том числе и на залежах с повышенной вязкостью нефти. Отмечено, что эффект технологий выше на объектах, где система заводнения позволяет изменять направления фильтрационных потоков. Вместе с тем, отмечается, что на месторождениях, объекты которых находятся в поздней стадии разработки и где технологии циклического заводнения длительное время находятся без изменения, по эффективности нестационарный процесс постепенно приближается к стационарному, т.е. эффективность технологии НЗ падает.

Математическое моделирование нестационарных процессов, возникающих в пластах при упругих изменениях давления, является достаточно сложной задачей, и, в общем случае, не имеет аналитического решения. Поэтому ранее, как правило, для получения качественных результатов рассматривалось решение задачи об упругой фильтрации жидкости для нагнетательной и эксплуатационной галерей. В настоящее время, когда многие месторождения находятся на поздней стадии разработки, когда рядные системы заводнения становятся неэффективными, необходима дальнейшая детализация и переход к получению количественных результатов по оценке эффективности нестационарного воздействия на пласты по каждой группе нагнетательных и добывающих скважин.

В связи с вышеизложенным, проблема дальнейших теоретических исследований и промысловых работ по совершенствованию и созданию новых технологий разработки нефтяных объектов при нестационарном упругом воздействии на пласты остается актуальной.

Во второй главе приведен детальный анализ результатов промышленного внедрения технологий нестационарного заводнения на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения.

Восточно-Сулеевская площадь введена в промышленную разработку в 1955 году, а закачка воды в пласты начата в 1956 г. В разрезе эксплуатационного объекта выделяются два горизонта D_0 и D_1 . Горизонт D_1 разделяется на шесть пластов. Верхний песчаный пласт «а» хорошо выдержан по площади. Пласты «б1» и «б2» имеют линзовидное строение различной ориентации, пласты «б3» и «в» - с многочисленными зонами неколектора, пласт «гд» хорошо выдержан и мощный, в основном **водонасыщен**.

Распределение балансовых запасов нефти площади по пластам и типам коллекторов приведены на рисунке 1. Распределение запасов нефти объекта по пластам и типам коллекторов проводилось на основе геологической модели Восточно-Сулеевской площади, разработанной в институте «ТатНИПИнефть» и уточненной совместно с автором в НПО «Нефтегазтехнология».

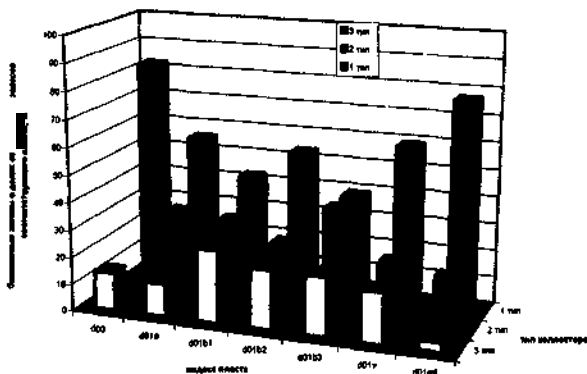


Рисунок 1. Распределение балансовых запасов пластов Восточно-Сулеевской площади по типам коллекторов.

В целом по горизонтам D_0 и D_1 распределение балансовых запасов нефти по типам коллекторов следующее:

- 1 тип (высокопродуктивные коллектора) - 53,9 %
- 2 тип (высокопродуктивные глинистые коллектора) - 29,8 %
- 3 тип (малопродуктивные коллектора) - 16,3 %.

Запасы нефти в коллекторах указанных типов расположены по площади пластов крайне неравномерно, что привело к тому, что число скважин, одновременно эксплуатирующих или ведущих закачку в пласты с разными типами коллектора, достаточно велико. На рисунке 2 представлены распределения добывающих и нагнетательных скважин, вскрывших одновременно два пласта с различной комбинацией сочетания типов коллекторов.

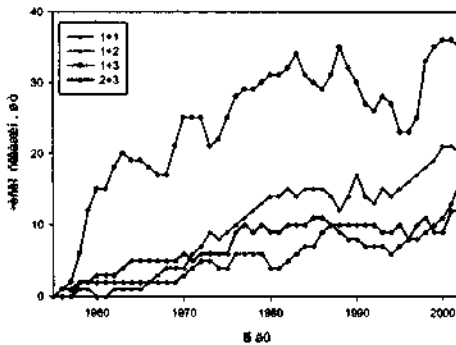
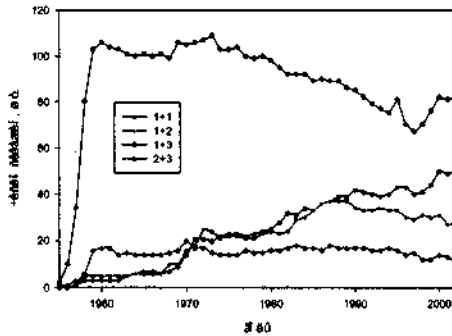


Рисунок 2. Динамика распределения добывающих (а) и нагнетательных скважин (б), вскрывших одновременно два пласта с различной комбинацией сочетания типов коллекторов.

На рисунке видно, что доля скважин, одновременно эксплуатирующих высокопродуктивные и малопродуктивные коллектора, достаточно велика и составляет на 01.01.2003 г. 21 % от действующего фонда. В сложившихся условиях невозможно достичь равномерной выработки запасов. Для более полного охвата заводнением запасов нефти,

сосредоточенных в малопроницаемых и недренируемых областях на площади, применяются нестационарные технологии нефтеизвлечения.

Опытно-промышленные работы по применению циклического заводнения на залежи горизонта Д| Восточно-Сулеевской площади были начаты в 1972 году в центральном разрезающем ряду. В последующем под циклический режим закачки были подключены линии дополнительного разрезания меридионального направления и отдельные очаги заводнения. Осуществление закачки в циклическом режиме противоположными рядами позволило дополнить нестационарное заводнение эффектом смены направления фильтрационных потоков. С 1989 года началось внедрение системы чередующего режима работы нагнетательных и добывающих скважин.

В настоящее время весь нагнетательный фонд площади эксплуатируется в режиме нестационарного заводнения. Влиянием нестационарного заводнения охвачено большинство добывающих скважин.

К 1988 году, то есть к моменту перевода на циклический режим работы как нагнетательных, так и добывающих скважин, отбор начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) составил по первому блоку 78,8 % при обводненности продукции 84,03 %, по второму блоку 73,8 % при обводненности 80,49 %.

Период разработки блоков в нестационарном режиме характеризуется стабильными отборами жидкости и пониженными темпами роста обводненности продукции. Улучшилась динамика темпов отбора НИЗ от накопленной добычи нефти, а прирост активных извлекаемых запасов за период 1988-2002 г.г. составил **3811,53** тыс. т по первому и **5044,11** тыс. т по второму блоку.

Эффективность нестационарного заводнения по блокам определялась методами характеристик вытеснения. За 15 лет разработки в нестационарном режиме дополнительно добыто 3622.2 тыс. т, в том числе 1784.6 тыс. т по блоку 1 и 1837.6 тыс. т по блоку 2. За счет циклического заводнения текущая нефтеотдача повысилась на **1,6** %.

Таким образом, технологии нестационарного заводнения в комплексе со сменой направления фильтрационных потоков в условиях горизонта Д| Восточно-Сулеевской площади эффективны. При незначительных затратах на организацию чередующихся режимов работы нагнетательных и добывающих скважин была улучшена динамика показателей разработки блоков 1 и 2, дополнительно добыто более 3,6 млн. т нефти.

Вместе с тем, эффективность применяемых технологий по мере истощения запасов на ряде участков снижается (рисунок 3). В период 2000-2002 г.г. в 37,4 % добывающих скважин в зоне воздействия не-

стационарного заводнения имело место снижение эффективности технологии, уменьшение прироста добычи нефти. По этим скважинам необходим переход на более совершенные технологии нестационарного заводнения и (или) применение физико-химических МУН.

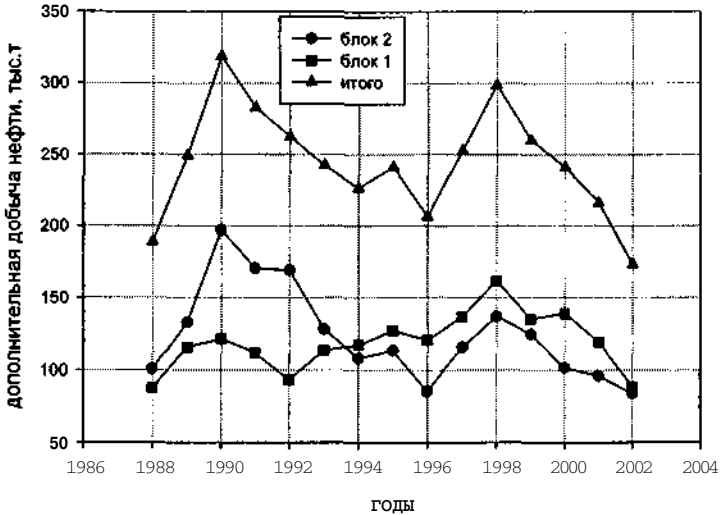


Рисунок 3. Динамика дополнительной добычи нефти, полученной за счет внедрения технологий нестационарного заводнения на Восточно-Сулеевской площади.

В третьей главе изложены основные причины формирования застойных зон с запасами нефти, а также приводятся физические основы нестационарных технологий эксплуатации скважин, сочетающих циклическую работу нагнетательных и добывающих скважин со сменной направлением фильтрационных потоков, возникающих при эксплуатации и прекращении эксплуатации групп скважин.

Движение нефти, как вязко-пластической жидкости, в пористой среде подчиняется закону фильтрации с предельным градиентом давления:

$$\vec{v} = \frac{K}{\mu} \left(\nabla p - G \frac{\nabla p}{|\nabla p|} \right), \text{ где } |\nabla p| > G \quad (9)$$

$$\vec{v} = 0, \text{ где } |\nabla p| < G$$

где $G = C\tau_0 K^{\frac{1}{2}}$ - предельный градиент давления, C - постоянная, имеющая порядок 10^2 , τ_0 - предельное напряжение сдвига, K - проницаемость среды. Для пористой среды с коэффициентом проницаемости 1 мкм предельный градиент давления для девонских нефтей имеет величину порядка $G=40$ Па/м. Несмотря на малость этой величины, она конечна, что и определяет формирование в реальных пластах областей неподвижной нефти. Очевидно, что для однородных коллекторов области неподвижной нефти будут формироваться вдали от действующих скважин, в то время как для неоднородных коллекторов, эти области могут формироваться и вблизи от скважин в низкопроницаемых зонах коллекторов. При сложившейся стационарной системе разработки эти области остаются отключенными от процесса фильтрации. В случае нестационарного режима работы скважин в неоднородных по проницаемости коллекторах происходит обмен жидкостью между высокопроницаемой и низкопроницаемой зонами коллектора.

Для определения возможности вовлечения недренлируемых запасов нефти в разработку нестационарными методами **нефтеизвлечения** был рассмотрен ряд гидродинамических задач на двухслойной модели пласта в квазитрехмерном приближении. Численная модель имитировала двухслойный зонально-неоднородный объект, вскрытый тремя скважинами (рис. 1), и описывалась системой дифференциальных уравнений в частных производных:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\sigma_1(x, y) \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\sigma_1(x, y) \frac{\partial p_1}{\partial y} \right) + \alpha(p_1 - p_2) + N_1 = h_1 B^* \frac{\partial p_1}{\partial t} \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\sigma_2(x, y) \frac{\partial p_2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\sigma_2(x, y) \frac{\partial p_2}{\partial y} \right) - \alpha(p_1 - p_2) + N_2 = h_2 B^* \frac{\partial p_2}{\partial t},$$

где p_i - давление жидкости, $\sigma_i = K_i h_i / \mu$ - гидропроводность, μ - вязкость жидкости, m_i - пористость, $B^* = (m\beta^* + \beta_c^*)$, β^* - коэффициент сжимаемости жидкости, β_c^* - упругоэластичность скелета пласта, N_i - изменение количества жидкости в i -том слое, a - некоторая величина, характеризующая интенсивность перетоков жидкости между слоями, i - принимает значения 1, 2, соответствующие номеру слоя. При решении уравнения движение жидкости в слое можно представить как плоское. Скважины рассматриваются как вертикальные линейные источники (стоки) и их воздействие на слой описывается членом N_i .

$$N_i = \sum_{k=1}^n Q_k^i(t) \cdot \delta(x - x_k, y - y_k) \quad (3)$$

где $\delta(x, y)$ - дельта-функция, Q_k^i - дебит (приемистость) k -й скважины в i -м слое.

С соответствующими краевыми и начальными условиями полученная краевая задача решалась численно с помощью модифицированного метода прямых Синковца - **Мадсена**.

Рассматривалась задача с одновременным пуском в работу и последующей одновременной остановкой добывающих и нагнетательной скважин при условии, что перепады давления при работе скважин между пластовым и забойным давлениями в скважинах одинаковы. В области добывающих скважин возникает переток жидкости из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый, а в области нагнетательной скважины, наоборот, - внедрение жидкости из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый.

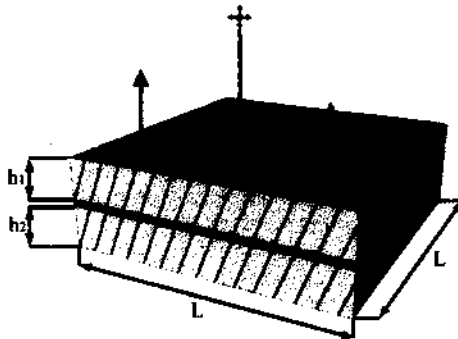


Рисунок 4. Модель зонально-неоднородного двухслойного пласта, вскрытого нагнетательной и добывающими скважинами.

Максимальные перетоки жидкости происходят на расстоянии от скважин равном 0,035-0,040 расстояния между скважинами. Перетоки жидкости между слоями отсутствуют на линии, разделяющей фильтрационные потоки пополам. Максимальные перепады давления и перетоки жидкости между слоями существуют в момент времени равном 0,2 по отношению ко времени установления стационарного режима фильтрации в низкопроницаемом пласте. Увеличение давления на забое нагнетательной скважины приводит к увеличению перепада давлений между слоями и, соответственно, перетоков жидкости в области нагнетательной скважины, а линия с нулевыми межслойными перетоками сдвигается в область ближе к добывающей скважине.

Решение ряда задач с различными нестационарными режимами работы скважин позволило сформулировать следующие выводы:

1. На первой и второй стадиях разработки месторождений лучше всего применять циклическое воздействие со стороны нагнетательных скважин, способствующее более активному заводнению низкопроницаемых коллекторов и застойных зон в областях пласта близких к зоне нагнетания воды.

2. На третьей стадии разработки с приближением фронта заводнения к добывающим скважинам необходимо переходить на чередование отборов жидкости по добывающим скважинам и закачки воды по нагнетательным скважинам в противоположных фазах.

3. На четвертой заключительной стадии разработки возможен переход на технологию постоянной закачки воды в нагнетательные скважины и чередующиеся отборы нефти по добывающим скважинам с оптимизацией забойных давлений и регулированием направления фильтрационного потока по площади.

При определении параметров технологии нестационарного воздействия на нефтенасыщенные пласты (см. ниже) возникает задача определения оптимальных режимов работы нагнетательной скважины. В работе предлагается методика определения зон воздействия нагнетательной скважины на нефтенасыщенные коллектора. При этом контур области воздействия нагнетательной скважины на пласт определяется на основе равенства

$$\text{grad}(p(x, y)) = C\tau_0 K^{-\frac{1}{2}},$$

а распределение давления в пласте находится в результате решения "квазитрехмерных" уравнений фильтрации для зонально-неоднородного пласта. При этом в качестве параметров пласта (гидропроводность) используются параметры, определенные в результате гидродинамических исследований скважин. На рисунке 5 приведены контуры областей воздействия нагнетательной скважины № 11569 на участок пласта А горизонта Д₁ Восточно-Сулеевской площади при различных режимах работы скважины.

Выполненные расчеты по ряду участков Восточно-Сулеевской площади позволили установить зависимость объема пласта, охваченного воздействием нагнетательной скважины от средневзвешенной проницаемости и приемистости нагнетательной скважины (рисунок 6). На рисунке видно, что увеличение приемистости нагнетательной скважины на участках с большей проницаемостью приводит к значительно большему увеличению объема пласта, охваченного воздействи-

ем нагнетательной скважины, чем на участках с меньшей проницаемостью, что говорит о нелинейном характере зависимости.

Представленная в работе методика определения области воздействия нагнетательной скважины на пласт позволит при избирательной системе заводнения определять оптимальные значения приемистости скважины из условия максимального охвата окружающих добывающих скважин. При этом, регулируя значения приемистости, можно исключать из зоны воздействия определенные (например, высокообводненные) добывающие скважины.

В четвертой главе на основе идей и результатов, приведенных в предыдущих главах, разработана новая технология нестационарного **нефтеизвлечения**. Отличительная особенность данной технологии заключается в группировании скважин, гидродинамически связанных с выделенной нагнетательной скважиной, по ряду показателей разработки (обводненность, водоизводительный фактор) и назначении для каждой группы скважин своего режима нестационарной работы.

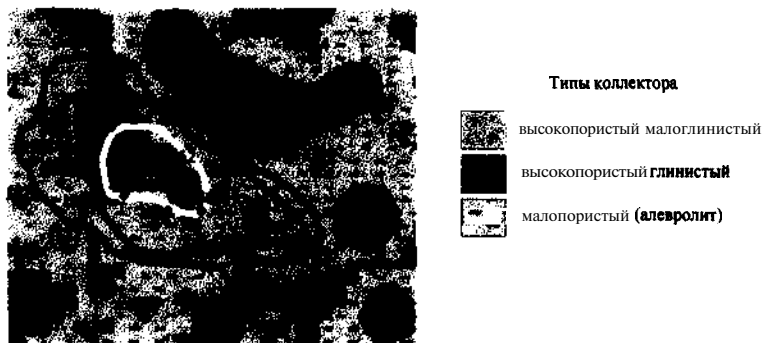


Рисунок 5. Фрагмент карты типов коллекторов пласта А горизонта Д1 Восточно-Сулеевской площади в районе нагнетательной скважины №11569. Контурными линиями показаны границы области воздействия при следующих режимах работы нагнетательной скважины: белая линия - $50 \text{ м}^3/\text{сут}$; красная - $100 \text{ м}^3/\text{сут}$; голубая - $150 \text{ м}^3/\text{сут}$.

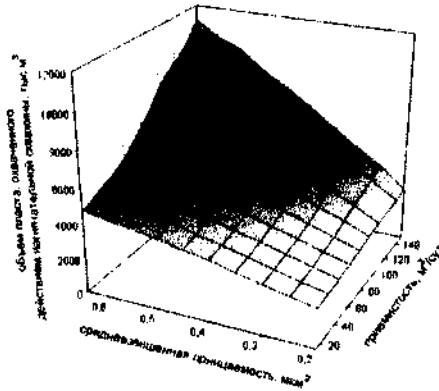


Рисунок 6. Зависимость объема пласта, охваченного воздействием нагнетательной скважины от средневзвешенной проницаемости участка и приемистости нагнетательной скважины.

Физическая сущность предлагаемой технологии состоит в сочетании двух процессов, происходящих в пластах. Первый из них заключается в том, что при периодической работе добывающей скважины в неоднородных по проницаемости и послойно-заводненных пластах создается упругий режим фильтрации жидкости, при котором на поверхности контакта заводненных низкопроницаемых и заводненных высокопроницаемых пластов возникает гидродинамический градиент давления, направленный по нормали к поверхности контакта, а также капиллярные силы, направленные на выравнивание насыщенности нефтью и водой в смежных слоях. При остановке добывающей скважины возникает переток воды из высокопроницаемого заводненного пласта в низкопроницаемый нефтенасыщенный пласт. При пуске скважины в эксплуатацию начинается обратный переток жидкости (нефти) из нефтенасыщенного низкопроницаемого пласта в высокопроницаемый заводненный пласт и фильтрация перетекшей нефти к забою добывающей скважины.

В результате периодической работы добывающей скважины в активную разработку вовлекаются запасы нефти низкопроницаемых пластов и снижается обводненность добываемой продукции.

Второй процесс связан с тем, что при определенной последовательности включения и отключения из работы нагнетательных и добывающих скважин происходит периодическая замена нейтральных линий тока на главные линии тока, меняется направление фильтрационных потоков и в активную разработку вовлекаются запасы нефти

застойных зон, которые образовались вдоль нейтральных линий тока между добывающими скважинами в период разработки залежи на жестком водонапорном режиме фильтрации при постоянной работе нагнетательных и добывающих скважин.

Таким образом, данная технология разработки нефтяной залежи является комплексной технологией воздействия на пласты, направленной на вовлечение в активную разработку слабо дренируемых запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах и в застойных зонах пласта между скважинами.

Предлагаемая новая технология включает в себя периодическую закачку вытесняющего агента в нагнетательную скважину с оптимальными объемами закачки воды и периодическую эксплуатацию части добывающих скважин с остановкой их на период времени, определяемый по данным гидродинамических исследований скважин. При этом весь фонд добывающих скважин подразделяют на три группы. К первой группе относят добывающие скважины с текущей обводненностью добываемой продукции выше средней текущей обводненности всех скважин. Ко второй группе относят добывающие скважины с текущей обводненностью добываемой продукции ниже средней текущей обводненности всех скважин, но выше средней накопленной обводненности за все время эксплуатации залежи. К третьей группе относят добывающие скважины, в которых текущая обводненность добываемой продукции ниже средней накопленной обводненности. Затем проводят лабораторные исследования для определения объемного коэффициента нефти, плотности нефти в поверхностных условиях, коэффициента вытеснения нефти вытесняющим агентом, давления насыщения нефти газом, коэффициентов упругоэластичности пластовой жидкости и породы. Дополнительно анализируют результаты предыдущего периода эксплуатации каждой добывающей скважины и определяют подвижные запасы нефти, а также длины главных и нейтральных линий тока, рассчитывают радиусы зон дренирования скважин. Для нагнетательной скважины определяют зависимость площади зоны воздействия от приемистости и определяют оптимальную величину приемистости из условия попадания в зону воздействия всех добывающих скважин участка. Технологический цикл, включающий в себя периодическую закачку вытесняющего агента в нагнетательную скважину и периодическую эксплуатацию части добывающих скважин, разделяют на четыре периода. В первом отключают из эксплуатации добывающие скважины первой группы при работающих добывающих скважинах остальных групп и при закачке вытесняющего агента в нагнетательную скважину. Во втором периоде дополнительно отключают из экс-

платации добывающие скважины второй группы, в третьем периоде прекращают закачку вытесняющего агента в нагнетательную скважину и вводят в эксплуатацию добывающие скважины второй группы. В четвертом периоде возобновляют закачку вытесняющего агента в нагнетательные скважины и вводят в эксплуатацию добывающие скважины первой группы. Затем циклы повторяют до полного заводнения коллекторов или до достижения экономических критериев прекращения эксплуатации скважин.

Периодичность работы добывающих и нагнетательных скважин в одном цикле приведена в следующей таблице:

Скважины		Периоды цикла			
		1	2	3	4
Нагнетательные		+	+	-	+
Добы- ваю- щие	1-ой группы	-	-	-	+
	2-ой группы	+	-	+	+
	3-ей группы	+	+	+	+

Примечание: «+» - скважины эксплуатируются, «-» - скважины не эксплуатируются.

Продолжительность (в сутках) каждого периода в цикле определяют по следующим формулам:

- для первого периода:

$$t_{cp}^{(1)} = \frac{1}{n_{\partial}^{(2)} + n_{\partial}^{(3)}} \left[\sum_{i=1}^{n_{\partial}^{(2)}} \frac{\alpha_i \cdot R_{ki}^2}{\chi_i} + \sum_{j=1}^{n_{\partial}^{(3)}} \frac{\alpha_j \cdot R_{kj}^2}{\chi_j} \right],$$

- для второго периода:

$$t_{cp}^{(2)} = \frac{1}{n_{\partial}^{(3)}} \left[\sum_{j=1}^{n_{\partial}^{(3)}} \frac{\alpha_j \cdot R_{kj}^2}{\chi_j} \right],$$

- для третьего периода:

$$t_{cp}^{(3)} = \frac{1}{n_{\partial}^{(2)}} \left[\sum_{i=1}^{n_{\partial}^{(2)}} \frac{\alpha_i \cdot R_{ki}^2}{\chi_i} \right],$$

- для четвертого периода:

$$t_{cp}^{(4)} = \frac{1}{n_{\partial}^{(1)} + n_{\partial}^{(2)} + n_{\partial}^{(3)}} \left[\sum_{n=1}^{n_{\partial}^{(1)}} \frac{\varepsilon_n \cdot R_{kn}^2}{\chi_n} + \sum_{j=1}^{n_{\partial}^{(2)}} \frac{\varepsilon_j \cdot R_{kj}^2}{\chi_j} + \sum_{i=1}^{n_{\partial}^{(3)}} \frac{\varepsilon_i \cdot R_{ki}^2}{\chi_i} \right],$$

где $n_{\delta}^{(1)}$, $n_{\delta}^{(2)}$, $n_{\delta}^{(3)}$ - число добывающих скважин, соответственно, в первой, второй и третьей группах, шт;

R_{kn} , R_{ki} , R_{kj} - радиусы зон дренирования добывающих скважин, соответственно, первой, второй и третьей групп, м;

χ_n , χ_i , χ_j - **пьезопроводность** пласта по добывающим скважинам, соответственно, первой, второй и третьей групп, $\text{м}^2/\text{сут}$;

α_i , α_j - коэффициенты, учитывающие соотношения между нейтральными линиями тока и радиусами зон дренирования добывающих скважин второй и третьей групп, доли ед.;

ϵ_n - коэффициент, учитывающий соотношение между главными линиями тока и радиусами зон дренирования по добывающим скважинам первой группы, доли ед.

Приводится методика расчета параметров предлагаемой технологии, а также методика выбора участков для ее эффективного применения.

В качестве критериев выбора участков для эффективного применения технологии выделяются следующие:

1. геологические: а) высокая зональная и послойная **фильтрационно-емкостная** неоднородность коллекторов, б) хорошая гидродинамическая связь между пластами (наличие зон слияния низкопроницаемых и высокопроницаемых пластов), в) сочетание на участке коллекторов разных типов, г) отсутствие коллекторов с высоким глиносодержанием (более 6%) (при закачке пресной **воды**), д) отсутствие зон замещения, экранирующих воздействие нагнетательной скважины на добывающие;

2. технологические: а) наличие на участке скважин с высокими и низкими значениями обводненности при небольшом значении водожидкостного фактора, б) наличие экономически рентабельных подвижных запасов нефти, в) работа скважин с экономически рентабельными дебитами по нефти, г) пластовое давление не должно быть ниже давления насыщения нефти газом;

3. экономические критерии определяют порог рентабельности эксплуатации скважин по данной технологии

4. производственные критерии устанавливаются из возможности управления режимами работы скважин и проведения исследований скважин (доступность скважин, наличие производственных бригад, исследовательских групп и др.).

В пятой главе приведены результаты внедрения рассмотренной выше технологии на участках Восточно-Сулеевской площади. Работы по новой технологии нестационарного **нефтеизвлечения** были начаты весной 2000 г. на участке площади в районе нагнетательной скважины **11569**. На выбранном участке располагаются следующие действующие добывающие скважины: 1460, 1462, 11568, 1490, 1491, 1492, 1459 (рисунок 5). Выбор данного участка был обусловлен, прежде всего, наличием скважин, добывающих продукцию с разной текущей и накопленной обводненностью, что характеризует неравномерную выработку запасов нефти. Участок характеризуется сочетанием коллекторов разного типа. **Нефтенасыщенные** коллектора участка обладают высокой зональной и послойной неоднородностью, при этом коллектора с высоким глиносодержанием (более 6%) отсутствуют. Кроме того, нет зон замещения, экранирующих воздействие нагнетательной скважины на добывающие скважины выбранного участка. Для чистоты эксперимента выбирались скважины, работающие только на пласт А.

Основные технологические показатели разработки участка на момент начала испытания технологии приведены в таблице 1.

Исходная информация по текущим и накопленным отборам жидкости позволила разбить скважины участка на три группы. В 1-ю группу попали высоко обводненные скважины **11568** и 1492. Во вторую группу вошли скважины **1460**, 1462, 1459 и 1490. В третью группу вошла скважина 1491. По данным базы гидродинамических исследований (или ГИС, если нет данных ГДИС) определялись коэффициенты вытеснения и **пьезопроводности**.

С использованием математического моделирования были определены начальные подвижные запасы нефти по каждой скважине, и в зависимости от их величины были рассчитаны радиусы зон дренажа скважин. На основе геологической модели и по данным разработки данного участка строилась карта фильтрационных потоков и определялись длины нейтральных и главных линий тока для каждой скважины, рассчитывались периоды их эксплуатации и простоя (периоды понижения и восстановления пластового давления).

Расчет параметров технологии периодической работы добывающих и нагнетательной скважин
(на примере участка № 1 Восточно-Сулевской площади Ромашкинского месторождения)

Исходные данные по добывающим скважинам

Номер скважины	текущая добыча нефти q	текущая добыча воды q_w	текущая добыча жидкости $q_{ж}$	накопленная добыча нефти $Q_{нф}$	накопленная добыча воды Q_w	накопленная добыча жидкости $Q_{ж}$	толщина пласта, м	пористость, %	текущая обводненность $b, \%$	накопленная обводненность $b, \%$
1460	1340	3966	5306	132067	52104	89,1	4,2	14,4	75	28
1462	404	1716	2120	179975	374456	357	4,4	19	81	68
11568	101	12089	12190	27024	36954	1717	4,4	26	99	58
1490	60	309	369	85932	70372	122,6	1,4	17,9	84	45
1491	6048	7917	13965	166554	107452	414	3,4	19	57	39
1492	2166	53061	55217	168491	634828	181,6	4,8	16,6	96	79
1459	4458	22483	26921	139657	352381	414	3,2	19	83	72
Итого	14567	101521	116088	899700	1628547				87	64

Исходные данные по нагнетательной скважине

Нагнетательная скважина	11569
Координаты скважины (x, y), м	33827 6061
Год перевода под закачку	1978
Текущая закачка агента, M^3	55826
Текущая приемистость, $M^3/сут$	142
Накопленная закачка агента, M^3	1252337

Таблица 2.

Расчетные параметры добывающих скважин (часть 1)

Номер скважины	год начала эксплуатации	номер скважины	подъемная сила, тыс. т	коэффициент μ , м/ед.	коэффициент λ , м/ед.	коэффициент μ/λ	коэффициент μ/λ без учета μ	коэффициент μ/λ без учета λ	коэффициент μ/λ без учета μ и λ	коэффициент μ/λ без учета μ и λ	коэффициент μ/λ без учета μ и λ
1460	1957	2	233	0,560	0,070	88,5	1,180	611,590	33927	6421	
1462	1957	2	233	0,690	0,270	79,6	0,780	497,310	34409	5930	
11568	1976	1	34	0,720	1,300	92,4	0,070	148,010	34227	5718	
1490	1959	2	128	0,600	0,090	7,1	1,820	760,200	33627	5839	
1491	1959	3	295	0,690	0,310	70	1,440	676,640	33306	6109	
1492	1957	1	190	0,640	0,140	88,3	0,640	451,950	33036	6358	
1459	1957	2	174	0,690	0,310	70	0,900	534,770	33531	6703	

Расчетные параметры добывающих скважин (часть 2)

Номер скважины	длина главной линии тока, м	длина нейтральной линии тока, м	коэффициент α , доли ед.	коэффициент λ , доли ед.	время эксплуатации добывающей скважины, сут	время эксплуатации по группам, сут	номер периода	средняя продолжительность периода, сут
1460	374	528	1,00	1,00	60,0	112,3	1	38,5
1462	597	844	1,70	1,20	12,7	112,3	2	18,5
11568	527	745	5,03	3,56	0,7	30,4	3	43,5
1490	299	423	1,00	1,00	60,0	112,3	4	30,4
1491	523	740	1,09	1,00	16,9	130,8	Время цикла	130,9
1492	848	1195	2,64	1,87	32,1	30,4		
1459	707	1000	1,87	1,32	14,0	112,3		

Определение продолжительностей четырех периодов, составляющих технологический цикл, проводят на основе рассчитанных значений времен эксплуатации и простоя (периодов понижения и восстановления пластового давления) по каждой скважине.

Цикл начинается с отключения высоко обводненной скважины первой группы - №№ 11568 и 1492. В первом периоде (т.е. в течение 38.5 суток с момента отключения скважины первой группы) продолжают работать скважины второй и третьей групп и нагнетательная скважина. По истечении первого периода дополнительно к скважине первой группы отключают из эксплуатации скважины второй группы - №№ 1460, 1462, 1459 и 1490. В течении второго периода, составляющего 18.5 суток, работают нагнетательная и добывающая скважины третьей группы № 3302. По истечении второго периода (т.е. через 57 суток после начала технологического цикла) отключается нагнетательная скважина и одновременно с этим вводятся в эксплуатацию скважины второй группы - №№ 1460, 1462, 1459 и 1490. В течении третьего периода (43.5 суток) работают только скважины второй и третьей групп. По истечении третьего периода (т.е. через 100.5 суток после начала технологического цикла) начинают закачку вытесняющего агента в нагнетательную скважину и вводят в эксплуатацию скважины первой группы. В течение четвертого периода (30.4 суток) работают нагнетательная и добывающие скважины всех групп. Продолжительность технологического цикла составила **131** суток.

В 2000-2002 г.г. было проведено пять технологических циклов, причем параметры технологии по скважинам участка уточнялись по мере необходимости. За рассматриваемый период применение технологии нестационарного нефтеизвлечения позволило дополнительно добыть **11.89** тыс. т нефти при сокращении добычи попутно добываемой воды в 36.46 тыс. т. При этом за этот же период закачка воды уменьшилась на 56.2 тыс. м³. Текущие показатели разработки участка приведены на рисунке 7. Необходимо отметить, что эффект от технологии продолжается.

Технико-экономические показатели предложенной технологии приведены в таблице 3. Расчет базового варианта эксплуатации проводился по методике ТатНИПИнефть на основе данных разработки участка за последние **10** лет.

Внедрение новой технологии дало экономический эффект 14,662 млн. руб (по экономическим показателям НГДУ "Джалиль-нефть" на **01.11.2002** г.)

Таким образом, технология является эффективной и рекомендуется для широкого внедрения.

По результатам опробования рекомендованы к внедрению новой технологии дополнительно два участка Восточно-Сулеевской площади (в районе нагнетательной скважины № 30093 и в районе нагнетательной скважины № 30016).

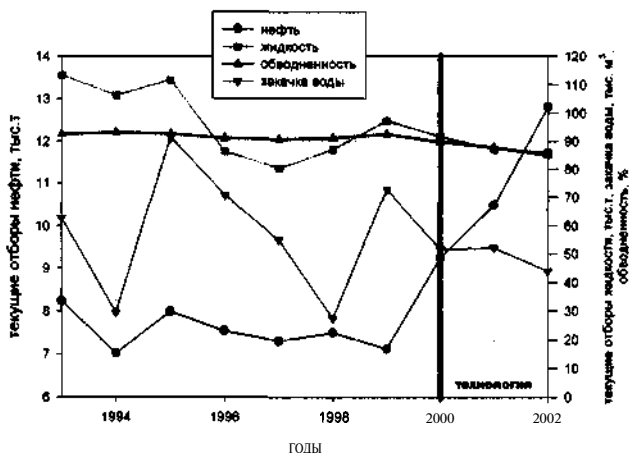


Рисунок 7. Текущие показатели разработки участка в районе нагнетательной скважины № 1569 до и после внедрения новой технологии нестационарного нефтеизвлечения.

Таблица 3.

Месторождение Ромашкинское
Площадь Восточно-Сулеевская
Технико-экономические показатели новой технологии нестационарной работы скважин

Год	Технологические показатели								
	добыча, тыс. т						закачка воды, тыс. м³		
	нефти			жидкости					
	базовый	циклика	прирост	базовый	циклика	прирост	базовый	циклика	прирост
2000	699	9.24	2.25	97.50	91.82	-5.68	7301	51.96	-21.05
2001	6.88	10.48	3.60	96.70	87.16	-9.54	67.30	52.42	-14.88
2002	6.77	12.81	6.04	95.50	86.15	-9.35	64.50	44.23	-20.27
Итого	20.64	32.53	11.89	289.70	265.13	-24.57	204.81	148.61	-56.20

год	Экономические показатели								
	Текущие затраты, тыс. руб.			Себестоимость нефти, руб/т			NPV, тыс. руб.		
	базовый	циклика	прирост	базовый	циклика	прирост	базовый	циклика	прирост
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2000	8798.99	8250.75	-548.25	1751.87	1371.12	-380.74	3035.67	6299.56	3263.89
2001	8670.65	8013.85	-656.79	1753.98	1237.49	-516.49	2707.69	7322.97	4615.29
2002	8566.15	7924.98	-631.17	1758.23	1084.59	-673.64	2406.71	9189.49	6782.78
Итого	26025.79	24189.58	-1836.21	1754.66	1215.24	-539.42	8150.06	22812.02	14661.96

Основные выводы и рекомендации

Изложенные в диссертационной работе результаты исследований позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Анализ истории разработки и текущего состояния разработки Восточно-Сулеевской площади показал высокую эффективность технологий нестационарного заводнения, применяемых на площади за последние 15 лет. Вместе с тем, эффективность применяемых технологий НЗ падает, и в 2002 году дополнительная добыча от применения технологий НЗ составила менее 50% от максимальной дополнительной добычи, полученной за счет НЗ в 1990 г. Необходимо дальнейшее развитие технологий НЗ.

2. Решение ряда задач гидродинамики зонально- и послойно-неоднородного пласта с различными нестационарными режимами работы скважин показало, что на первой и второй стадиях разработки месторождений лучше всего применять циклическое воздействие со стороны нагнетательных скважин, способствующее более активному заводнению низкопроницаемых коллекторов и застойных зон в областях пласта близких к зоне нагнетания воды. На третьей стадии разработки с приближением фронта заводнения к добывающим скважинам необходимо переходить на чередование отборов жидкости по добывающим скважинам и закачки воды по нагнетательным скважинам в противоположных фазах. На четвертой заключительной стадии разработки возможен переход на технологию постоянной закачки воды в нагнетательные скважины и чередующиеся отборы нефти по добывающим скважинам с оптимизацией забойных давлений и регулированием направления фильтрационного потока по площади.

3. Предложена методика определения зоны воздействия нагнетательной скважины на запасы нефти в пласте, позволяющая оптимизировать величину преимуществ нагнетательной скважины при избирательном заводнении.

4. Разработана новая технология нестационарного нефтеизвлечения, отличительная особенность которой заключается в группировании скважин, гидродинамически связанных с выделенной нагнетательной скважиной, по ряду показателей разработки (обводненность, **водожидкостной** фактор) и назначении для каждой группы скважин своего режима нестационарной работы.

5. Предложена методика выбора объекта для применения новой технологии нестационарного нефтеизвлечения, включающая в себя критерии по следующим направлениям: 1) геологические, 2) технологические, 3) экономические, 4) производственные. Предложена **мето-**

дика расчета параметров новой технологии.

6. Эффективность новой технологии подтверждена в промышленных условиях при ее внедрении на участке **Восточно-Сулеевской** площади в районе нагнетательной скважины № **11569**. В 2000-2002 г.г. было проведено пять технологических циклов по описанной выше технологии. За рассматриваемый период применение технологии нестационарного нефтеизвлечения позволило дополнительно добыть **11.89** тыс. т нефти при сокращении добычи попутно добываемой воды в 36.46 тыс. т. При этом за этот же период закачка воды уменьшилась на 56.2 тыс. м³. Внедрение новой технологии дало экономический эффект 14,662 млн. руб (по экономическим показателям НГДУ "Джалильнефть" на 01.11.2002 г.). Эффект продолжается.

Основные положения диссертационной работы изложены в следующих публикациях

1. Ахметов Н.З. Выявление причин изменения приемистости и дебитов **скважин**./ НТЖ «Нефтепромысловое дело».М.: ВНИИОЭНГ.-2002.-№12. С. 18-23.

2. Ахметов Н.З., Хусаинов В.М., Салихов И.М., Владимиров И.В., Буторин О.И. Исследование влияния глинистости коллектора на **нефтеотдачу**.// Нефт. хоз-во.-№8.-2001.-С.41-43.

3. Антонов Г.П., Шалин П.А., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З., Файзуллин И.Н. Уточнение геологического строения горизонта Д₁ Абдрахмановской площади по результатам индикаторных исследований. // Нефт. хоз-во.-№1.-2002.-С.31-33.

4. Буторин О.И., Владимиров В.Т., Нурмухаметов Р.С., Ахметов Н.З., Юнусов Ш.М. Совершенствование методик построения карт **трещиноватости коллекторов**.// Нефт. хоз-во.-№8.-2001.-С.54-56.

5. Буторин О.И., Владимиров И.В., Нурмухаметов Р.С., Ахметов Н.З., Юнусов Ш.М. Совершенствование технологий разработки карбонатных коллекторов с учетом преимущественного направления **трещиноватости**. // Нефт. хоз-во. - №2.-2002.- С.53-55.

6. Жеребцов Е.П., Владимиров И.В., Ахметов Н.З., Федотов Г.А., Халимов Р.Х. Методика построения карт зон воздействия нагнетательных **скважин**.// Нефт. хоз-во.-№8.-2001.-С.27-29.

7. Жеребцов Е.П., Ахметов Н.З., Хисамутдинов А.И., Хабибуллин И.Т., Тазиев М.З., Халимов Р.Х. Расчет времени восстановления температуры охлажденной зоны после прекращения подачи холодной **воды**.// Нефт. хоз-во. - №8. - 2001. - С.67-68.

8. Жеребцов Е.П., Ахметов Н.З., Хусаинов В.И. Салихов И.М., Буторин О.И., Владимиров И.В., Гильманова Р.Х. Влияние глинистости **терригенных** коллекторов на коэффициенты продуктивности скважин и нефтеизвлечения. /М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ. Нефтепромысловое дело.-2001. - № 5.-С.8-13.

9. Патент РФ № 2189438. С1 7 Е 21 В 43/16 Способ разработки нефтяного месторождения / **Нурмухаметов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Влалимиров И.В., Тазиев М.З., Ахметов Н.З., Гильманова Р.Х., Буторин О.И., Халиуллин Ф.Ф. Б.И. № 26.-2002.**

10. Патент РФ № 2166083. С1 7 Е 21 В 47/00, 49/00 Способ исследования глиносодержащих нефтяных коллекторов / Владимиров И.В., Ахметов Н.З., Карачурин Н.Т., Хисамутдинов Н.И., Файзуллин И.Н., Салихов И.М., Сарваретдинов Р.Г. **Б.И.№12.-2001.**

11. Патент РФ № 2175381. С2 7 Е 21 В 43/16 Способ разработки нефтяного месторождения / Жеребцов Е.П., Тазиев М.З., Владимиров И.В., Буторин О.И., Хисамутдинов Н.И., Закиров А.Ф., Ахметов Н.З. **Б.И. № 30.-2001.**

12. Патент РФ № 2166082. С1 7 Е 21 В 43/00, 49/00 Способ контроля за разработкой нефтяного месторождения с глинизированными **коллекторами.**/ Карачурин Н.Т., Хисамутдинов Н.И., Тазиев М.З., Халиуллин Ф.Ф., Ахметов Н.З., Файзуллин И.Н., Владимиров И.В. **Б.И. № 12.-2001.**

13. Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З., Яковлев С.А. Формирование базы данных для разработки ГТМ по оптимизации добычи **нефти**// Нефт. хоз-во. - №8.-2001.-С.32-35.

14. Скворцов А.П., Файзуллин И.Н., Ахметов Н.З., Сарваретдинов Р.Г., Рафиков Р.Б., Гильманова Р.Х. Формирование базы данных для разработки ГТМ./М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ. Нефтепромысловое дело, №11.-2000.-С.36-38.

15. Салихов И.М., Ахметов Н.З., Сарваретдинов Р.Г., Гильманова Р.Х. Опыт построения карт дренирования по объектам разработки. / М.:ВНИИОЭНГ, НТЖ. Нефтепромысловое дело. № 11.-2000.-С.28-29.

16. Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Ахметов Н.З., Смыков В.В., Хисамутдинов А.И. Комплексный подход к увеличению эффективности кислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах. // Нефт. хоз-во. - №8.-2001.-С.69-74.

17. Хисамутдинов Н.И., Скворцов А.П., Буторин О.И., Ахметов Н.З., Федотов Г.А., Владимиров И.В. Методика расчета технологий

нестационарного отбора нефти и закачки воды. / М.: ВНИИОЭНГ, НТЖ. Нефтепромысловое дело, № 11.-2000.-С.16-21.

18. Шалин П.А., Мингазов Т.Н., Хворонова Т.Н., Шинкарова Т.В., Ахметов Н.З. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин с учетом выделения зон **разуплотнений**.// Нефт. хоз-во.-№2.-2001 .-С.44-46.

Соискатель



Н.З.Ахметов

Отпечатано в типографии
управления «ТатАСУнефть» ОАО «Татнефть».
Лицензия на полиграфическую деятельность
№ 01018 от 03.04.2001 г.
Заказ № 7674. Тираж 100 экз.

423450, Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Мира, 4